



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO  
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

LEONARDO BARROS DANTAS BRANDÃO

**ANÁLISE NUMÉRICA DA DISSOLUÇÃO DE MEIO POROSO HETEROGÊNEO EM  
ESCALA DE PLUGUE**

Recife

2021

LEONARDO BARROS DANTAS BRANDÃO

**ANÁLISE NUMÉRICA DA DISSOLUÇÃO DE MEIO POROSO HETEROGÊNEO EM  
ESCALA DE PLUGUE**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, como requisito parcial para obtenção do título de mestre em Engenharia Civil.

**Área de concentração:** Geotecnia.

**Orientador:** Prof. Dr. Igor Fernandes Gomes

Recife

2021

Catálogo na fonte  
Sandra Maria Neri Santiago, CRB-4 / 1267

B817a Brandão, Leonardo Barros Dantas.  
Análise numérica da dissolução de meio poroso heterogêneo em escala de  
plugue / Leonardo Barros Dantas Brandão. – Recife, 2021.  
96 f.: figs., tabs.

Orientador: Prof. Dr. Igor Fernandes Gomes.  
Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG.  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, 2021.  
Inclui Referências.

1. Engenharia Civil. 2. Transporte reativo. 3. Dissolução de minerais. 4.  
Vugs. 5. Fratura. 6. Método dos elementos finitos. I. Gomes, Igor Fernandes  
(Orientador). II. Título.

UFPE

624 CDD (22. ed.)

BCTG / 2021 - 183

**LEONARDO BARROS DANTAS BRANDÃO**

**ANÁLISE NUMÉRICA DA DISSOLUÇÃO DE MEIO POROSO  
HETEROGÊNEO EM ESCALA DE PLUGUE**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, como requisito para obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil. Área de Concentração: Geotecnia.

Aprovada em: 20/08/2021.

**BANCA EXAMINADORA**

Participação por videoconferência  
Prof. Dr. Igor Fernandes Gomes (Orientador)  
Universidade Federal de Pernambuco

Participação por videoconferência  
Prof. Dr. Manoel Porfírio Cordão Neto (Examinador Externo)  
Universidade de Brasília

Participação por videoconferência  
Profa. Dra. Analice França Lima Amorim (Examinadora Interna)  
Universidade Federal de Pernambuco

## **AGRADECIMENTOS**

Ao meu orientador, professor Igor Gomes, que, com paciência e confiança, me guiou na elaboração desse trabalho, sempre solícito e disposto a ajudar.

À Universidade Federal de Pernambuco e ao seu corpo docente e técnico pelo conhecimento transmitido e por propiciar um ambiente de crescimento profissional e pessoal, em especial ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil.

À FACEPE pelo apoio financeiro.

Aos meus pais e irmãos pelo incentivo, por todo o amor e pela educação. Agradeço por acreditarem no meu potencial mesmo quando eu duvidava. Por não se frustrarem mesmo quando eu me frustrei e por comemorarem quando eu comemorei.

Aos velhos amigos que tiveram paciência para aguentar meus estresses. Aos novos amigos (da pós) que compartilharam os estresses.

À Deus, por me iluminar e não permitir que eu enfraquecesse e desistisse diante dos obstáculos da vida, especialmente nesses últimos meses, tão atípicos, me permitindo chegar aonde estou hoje.

E principalmente à minha mãe, que pode não estar aqui fisicamente, mas espiritualmente deve estar dizendo para todo mundo que está orgulhosa de mim. Obrigado por me ensinar o que é força, perseverança e principalmente amor incondicional.

Dedico este trabalho à minha mãe.

## RESUMO

A dissolução dos minerais das rochas pela interação com fluidos pode criar ou ampliar caminhos de fluxos, aumentando o escoamento do fluido. Rochas carbonáticas possuem características físicas e geológicas complexas e a presença de fraturas altera o fluxo de fluido, podendo contribuir com a dissolução. Evaporitos podem ser compostos por gipsita, que reagem rapidamente no contato com a água. A dissolução de minerais pode gerar zonas que variam de pequenos *vugs* a grandes cavernas (carstificação). Nas paredes das fraturas, ela modifica suas aberturas e rugosidade, alterando permeabilidade e resistência da rocha fraturada, impactando no escoamento de fluidos e na resposta mecânica do meio. Com o objetivo de compreender melhor a formação de zonas de dissolução em rochas e a influência de heterogeneidades (fratura e *vugs*), neste trabalho simulou-se numericamente a dissolução da gipsita pela interação rocha-fluido, utilizando formulação de transporte reativo para cenários sintéticos bidimensionais, considerando duas análises distintas, em elementos finitos e na escala de plugue: (1) influência de *vugs* e fratura, em que foram analisados quatro cenários de plugue, sendo dois com distribuição aleatória de *vugs* e dois homogêneos, tendo, um de cada, uma fratura; (2) influência do transporte reativo sobre a rugosidade das paredes das fraturas, com análise de quatro plugues (L, R1, R2 e R3). Os resultados da análise 1 mostraram aumento na dissolução com a presença da fratura e a tendência do fluxo de seguir caminhos de conexão entre *vugs*. A fratura leva ao direcionamento do fluxo de fluido e a um avanço mais expressivo da frente de dissolução. Na análise 2, foi observada inicialmente a convergência do fluxo do fluido para o topo da fratura. Nas rochas fraturadas com rugosidade de geometria mais angulosa (vértices) (R1, R2 e R3), apareceram zonas dissolvidas nas adjacências dos vértices, já, na simulação L, a dissolução foi mais rápida em pontos mais próximos da fratura e do local de injeção. Conclui-se que a presença da fratura tende a direcionar o fluxo no interior da rocha e a acelerar o processo de dissolução, com as rugosidades criando zonas específicas. Os resultados conduzem a um entendimento do impacto de fraturas e *vugs* sobre a dissolução frente a um meio com heterogeneidades determinadas por macroporos.

**Palavras-Chave:** transporte reativo; dissolução de minerais; *vugs*; fratura; método dos elementos finitos.

## ABSTRACT

Rock-fluid interactions can cause mineral dissolution, creating flow paths or widen the existing ones, increasing fluid flow. Carbonate rocks have complex physical and geological characteristics. The presence of fractures changes the fluid flow, which may contribute to the mineral dissolution. Evaporites can be composed by gypsum, which reacts quickly in contact with water. Calcite and gypsum dissolutions can create zones that vary from small vuggy to large caves (karstification process). In fracture walls, it modifies their openings and roughness, changing the permeability and resistance of the fractured rock, impacting the fluid flow and the mechanical response of the medium. To better understand the formation of dissolution zones in rocks and the influence of fractures and vugs, this work numerically simulates the dissolution of gypsum by rock-fluid interaction, using a reactive transport formulation for two-dimensional synthetic scenarios, considering two distinct analyses, using the finite element method and at the plug scale: (1) the influence of vugs and fracture, in which four scenarios were analyzed, two with a random distribution of vugs and two homogeneous, one of each having a fracture; (2) the influence of dissolution on the roughness of fracture walls, with four plugs analyzed (L, R1, R2 and R3). The results of the analysis 1 showed an increase in dissolution with the presence of the fracture and a tendency for the flow to follow connection paths between vugs. Fracture leads to the direction of fluid flow and a more expressive growth of the dissolution front. In analysis 2, the convergence of the fluid flow to the top of the fracture was initially observed. In fractured rocks with more angular geometry roughness (vertex) (R1, R2 and R3), dissolved zones appeared near the vertex, while, in simulation L, the dissolution process was faster at points closer to the fracture and to the injection site. The presence of the fracture tends to direct the flow inside the rock and to accelerate the dissolution process. The roughness of the walls creates specific zones of mineral dissolution. The results lead to an understanding of the impact of fractures and vugs on dissolution in a medium with heterogeneities determined by macropores.

**Keywords:** reactive transport; mineral dissolution; vuggy; fracture; finite element method.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Exemplos de rochas carbonáticas: calcário (a) e dolomito (b).	21
Figura 2 –	Representação das rochas do sistema de armazenamento de petróleo.	22
Figura 3 –	Exemplo de rocha evaporítica.	23
Figura 4 –	Representação da composição de meio poroso de um reservatório de petróleo.	24
Figura 5 –	Representação das porosidades primárias e secundárias.	25
Figura 6 –	Crescimento da abertura pela dissolução dos minerais.	29
Figura 7 –	Curvas de solubilidade da calcita por temperatura e pressão de CO <sub>2</sub> .	32
Figura 8 –	Exemplo de um dolomito com vugs na Bacia do Tarim, na China.	35
Figura 9 –	Exemplo de carste em rocha carbonática (Lajedo Soledade, Apodi – RN).	36
Figura 10 –	Exemplos de (a) exocarste em Minas Gerais; (b) endocarste, em calcário na França; e (c) epicarste em Minas Gerais.	37
Figura 11 –	Exemplo de uma dolina de dissolução em evaporito no Novo México, EUA.	38
Figura 12 –	Modelo HOMO – a) Malha com dimensões em metros; b) detalhe da malha.	44
Figura 13 –	Modelo FRAT – a) Malha com dimensões em metros; b) detalhe da malha.	45
Figura 14 –	Modelo VUG1 – a) Malha com dimensões em metros; b) detalhe da malha.	45
Figura 15 –	Modelo VUG2 – a) Malha com dimensões em metros; b) detalhe da malha.	46
Figura 16 –	Entrada e saída do fluido nos modelos – a) HOMO; b) FRAT; c) VUG1; d) VUG2.	46
Figura 17 –	Modelo e representação da entrada e saída do fluido: a) L;	47

	b) R1; c) R2; d) R3.	
Figura 18 –	Detalhe das malhas dos modelos a) L; b) R1; c) R2 e d) R3.	48
Figura 19 –	Distribuição inicial da concentração de gipsita: a) HOMO; b) FRAT; c) VUG1; d) VUG2.	50
Figura 20 –	Distribuição final da concentração de gipsita: a) HOMO; b) FRAT; c) VUG1; d) VUG2.	50
Figura 21 –	Pontos selecionados para análise da evolução da concentração de mineral gipsita em todos os modelos no início da simulação – a) HOMO; b) FRAT; c) VUG1; d) VUG2.	52
Figura 22 –	Pontos selecionados para análise da evolução da concentração de mineral gipsita em todos os modelos no final da simulação – a) HOMO; b) FRAT; c) VUG1; d) VUG2.	53
Figura 23 –	Evolução da concentração de gipsita nos quatro modelos nos pontos – a) A; b) B; c) C.	54
Figura 24 –	Distribuição da concentração de gipsita ao longo da linha AA' no modelo HOMO – a) início; b) final da simulação.	56
Figura 25 –	Distribuição da concentração de gipsita ao longo da linha AA' no modelo FRAT – a) início; b) final da simulação.	56
Figura 26 –	Distribuição da concentração de gipsita ao longo da linha AA' no modelo VUG1 – a) início; b) final da simulação.	57
Figura 27 –	Distribuição da concentração de gipsita ao longo da linha AA' no modelo VUG2 – a) início; b) final da simulação.	57
Figura 28 –	Linhas de fluxos após a simulação no modelo HOMO – a) Malha; b) Detalhe da malha.	58
Figura 29 –	Linhas de fluxos após a simulação no modelo FRAT – a) Malha; b) Detalhe da malha.	59
Figura 30 –	Linhas de fluxos após a simulação no modelo VUG1 – a) Malha; b) Detalhe da malha.	60
Figura 31 –	Linhas de fluxos após a simulação no modelo VUG2 – a) Malha; b) Detalhe da malha.	61
Figura 32 –	Distribuição final de variação de porosidade pela dissolução dos minerais nos modelos a) HOMO; b) FRAT; c) VUG1; d)	62

	VUG2.	
Figura 33 –	Distribuição final da permeabilidade vertical – a) HOMO; b) FRAT; c) VUG1; d) VUG2.	63
Figura 34 –	Evolução de variação de porosidade pela dissolução dos minerais para os quatro modelos nos pontos a) A; b) B; c) C.	64
Figura 35 –	Evolução de permeabilidade vertical para os modelos nos pontos a) A; b) B; c) C.	66
Figura 36 –	Distribuição final da concentração do mineral gipsita nos modelos a) L; b) R1; c) R2; d) R3.	68
Figura 37 –	Posição da secção AA' no início da simulação nos modelos a) L; b) R1; c) R2; d) R3.	69
Figura 38 –	Posição da secção AA' no final da simulação nos modelos a) L; b) R1; c) R2; d) R3.	69
Figura 39 –	Distribuição da concentração de gipsita ao longo da linha AA' no modelo L – a) início; b) final da simulação.	70
Figura 40 –	Pontos selecionados para análise da evolução da concentração de mineral gipsita no modelo L – a) Início; b) final da simulação.	71
Figura 41 –	Evolução da concentração de gipsita nos pontos A, B e C no modelo L.	71
Figura 42 –	Pontos selecionados para análise da evolução da concentração de mineral gipsita no modelo R1 – a) Início; b) final da simulação.	72
Figura 43 –	Evolução da concentração de gipsita nos pontos A, B e C no modelo R1.	73
Figura 44 –	Distribuição da concentração de gipsita ao longo da linha AA' no modelo R1 – a) início; b) final da simulação.	73
Figura 45 –	Pontos selecionados para análise da evolução da concentração de mineral gipsita no modelo R2 – a) Início; b) final da simulação.	74
Figura 46 –	Evolução da concentração de gipsita nos pontos A, B e C no modelo R2.	75

Figura 47 –	Distribuição da concentração de gipsita ao longo da linha AA' no modelo R2 – a) início; b) final da simulação.	75
Figura 48 –	Pontos selecionados para análise da evolução da concentração de mineral gipsita no modelo R3 – a) Início; b) final da simulação.	76
Figura 49 –	Evolução da concentração de gipsita nos pontos A, B e C no modelo R3.	77
Figura 50 –	Distribuição da concentração de gipsita ao longo da linha AA' no modelo R3 – a) início; b) final da simulação.	77
Figura 51 –	Distribuição da concentração de cálcio aquoso (modelo L) – a) Início; b) fim da simulação.	78
Figura 52 –	Evolução da concentração de cálcio aquoso (modelo R1) – a) Início; b) fim da simulação.	78
Figura 53 –	Evolução da concentração de cálcio aquoso (modelo R2) – a) Início; b) fim da simulação.	79
Figura 54 –	Evolução da concentração de cálcio aquoso (modelo R3) – a) Início; b) fim da simulação.	79
Figura 55 –	Linhas de fluxos após 240 horas de percolação nos modelos – a) L; b) R1; c) R2; d) R3.	80
Figura 56 –	Distribuição de <i>delta_poro</i> após 240 horas nos modelos – a) L; b) R1; c) R2; d) R3.	81
Figura 57 –	Evolução do <i>delta_poro</i> nos pontos A, B e C nos modelos a) L; b) R1; c) R2; d) R3.	82
Figura 58 –	Distribuição final da permeabilidade vertical nos modelos – a) L; b) R1; c) R2; d) R3.	84
Figura 59 –	Evolução da permeabilidade vertical nos pontos A, B e C no modelo L.	85
Figura 60 –	Evolução da permeabilidade vertical nos pontos A, B e C no modelo R1.	85
Figura 61 –	Evolução da permeabilidade vertical nos pontos A, B e C no modelo R2.	86
Figura 62 –	Evolução da permeabilidade vertical nos pontos A, B e C no modelo R3.	86

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tempos aproximados (em horas) para a dissolução da 55 gipsita nos pontos A, B e C nos quatro modelos.

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>15</b>
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	15
1.2	OBJETIVOS	19
<b>1.2.1</b>	<b>Geral</b>	<b>19</b>
<b>1.2.2</b>	<b>Específicos</b>	<b>19</b>
1.3	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	20
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>21</b>
2.1	ROCHAS CARBONÁTICAS	21
2.2	ROCHAS EVAPORÍTICAS	22
2.3	PROPRIEDADES DAS ROCHAS	23
<b>2.3.1</b>	<b>Porosidade</b>	<b>24</b>
<b>2.3.2</b>	<b>Permeabilidade</b>	<b>26</b>
2.4	FRATURAS	27
2.5	INTERAÇÃO ROCHA-FLUIDO: PROCESSOS QUÍMICOS	31
2.6	TRANSPORTE: PROCESSOS FÍSICOS	33
2.7	CARSTE	35
<b>3</b>	<b>FORMULAÇÃO MATEMÁTICA</b>	<b>41</b>
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>43</b>
4.1	ANÁLISE 1: INFLUÊNCIA DE VUGS E FRATURAS	44
4.2	ANÁLISE 2: INFLUÊNCIA DO TRANSPORTE REATIVO SOBRE A RUGOSIDADE DAS PAREDES DAS FRATURAS	47
<b>5</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES</b>	<b>49</b>
5.1	ANÁLISE 1: INFLUÊNCIA DE VUGS E FRATURAS	49
<b>5.1.1</b>	<b>Evolução da concentração total de mineral solúvel</b>	<b>49</b>
<b>5.1.2</b>	<b>Linhas de Fluxo</b>	<b>58</b>
<b>5.1.3</b>	<b>Variação de porosidade e permeabilidade</b>	<b>61</b>
5.2	ANÁLISE 2: INFLUÊNCIA DO TRANSPORTE REATIVO NA RUGOSIDADE DAS PAREDES DAS FRATURAS	67
<b>5.2.1</b>	<b>Evolução da concentração total de mineral solúvel</b>	<b>68</b>
<b>5.2.2</b>	<b>Evolução da concentração de cálcio aquoso (Ua2)</b>	<b>77</b>

<b>5.2.3</b>	<b>Linhas de Fluxo</b>	<b>79</b>
<b>5.2.4</b>	<b>Variação de porosidade</b>	<b>81</b>
<b>5.2.5</b>	<b>Variação de permeabilidade</b>	<b>84</b>
<b>6</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b>	<b>87</b>
<b>6.1</b>	<b>CONCLUSÕES</b>	<b>87</b>
<b>6.2</b>	<b>SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS</b>	<b>89</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>90</b>

## 1 INTRODUÇÃO

No presente capítulo, serão mostradas considerações gerais, considerando tópicos importantes para o desenvolvimento do trabalho, além dos objetivos gerais e específicos da pesquisa e da forma como está estruturada a dissertação.

### 1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Formado a partir da decomposição de matéria orgânica, o petróleo se acumula em rochas reservatórios (sedimentares) e sua produção está intimamente relacionada com as propriedades mecânicas e petrofísicas do meio poroso, como porosidade e permeabilidade, que vão garantir o acúmulo e a movimentação de fluidos (BERNARDES, 2018).

As rochas areníticas e carbonáticas são as maiores armazenadoras de reservas de petróleo no mundo, também conhecidas como reservatórios de petróleo (rochas-reservatório). Elas necessitam de porosidade para o acúmulo dos fluidos e temperaturas e pressões adequadas (BESSA JÚNIOR, 2014; BERNARDES, 2018).

Para extração do fluido de um reservatório, se faz necessário inicialmente a perfuração de um poço, por onde o fluido pode atingir a superfície. Quando o escoamento acontece de forma ineficaz, são executadas operações de estimulação, que são técnicas realizadas na jazida para o aumento de produtividade, ao criar canais de alta condutividade, que vão permitir um aumento no escoamento do fluido entre reservatório e poço, ou ao aumentar a permeabilidade da rocha (FERNANDES, 2001).

As três principais técnicas de estimulação são: (1) acidificação de matriz, em que se aplica uma solução ácida na rocha objetivando a dissolução de minerais e consequentemente aumento de permeabilidade; (2) fraturamento ácido, que consiste em fraturar a matriz rochosa, ao injetar uma solução ácida com pressão superior a de ruptura da rocha; (3) fraturamento hidráulico, que pode ser definido como a formação de fraturas induzidas na rocha pela injeção de um fluido altamente pressurizado, que causa ruptura por tração (FERNANDES, 2001; GOMES *et al.*, 2005).

O conhecimento da geologia do meio e das propriedades físicas, bem como dos fluidos circulantes é essencial no estudo dos reservatórios de hidrocarbonetos (HONG *et al.*, 2008).

A rocha carbonática é um dos principais reservatórios de petróleo, que concentra mais de 50% das reservas conhecidas, incluindo os localizados no pré-sal brasileiro. Ela possui porosidades e permeabilidades adequadas para o desenvolvimento e o acúmulo dos hidrocarbonetos. A grande dificuldade no estudo dessas rochas é o fato de apresentarem características físicas e geológicas bastante heterogêneas e complexas, por exemplo presença de fraturas, que atuam significativamente no fluxo de fluido no interior da rocha (AHR *et al.*, 2008; ROBERT; CROWE, 2000).

Os minerais carbonáticos mais comumente encontrados nas rochas carbonáticas são a calcita ( $\text{CaCO}_3$ ), que formam os calcários, e a dolomita ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ), que compõem os dolomitos. As rochas, entretanto, podem possuir minerais aragonitas, que são formas diferentes do carbonato de cálcio ( $\text{CaCO}_3$ ), além de minerais secundários, como quartzo, argilominerais e anidrita. (ARH *et al.*, 2005).

Os evaporitos são rochas sedimentares componentes do sistema petrolífero. Na indústria do petróleo, essas rochas estão associadas a regiões com alta produtividade de matéria orgânica, já sendo conhecida, segundo Silva *et al.* (2000), a relação entre sequências de camadas espessas de rochas evaporíticas e grandes campos petrolíferos. Nessas situações, a rocha atua como um importante selante (rocha capeadora), aprisionando os hidrocarbonetos, sendo observada nos reservatórios do pré-sal brasileiro (JUSTEN *et al.*, 2013). Além disso, Costa *et al.* (2009) comentam que os minerais componentes dessas rochas possuem diversas utilizações nas indústrias da construção civil, de fertilizantes, alimentícia, química e farmacêutica, por exemplo.

As rochas evaporíticas são compostas especialmente por halita ( $\text{NaCl}$ ), gipsita ( $\text{CaSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$ ) e anidrita ( $\text{CaSO}_4$ ), e são originárias da evaporação da água do mar. Sabe-se que os evaporitos possuem alta solubilidade e em geral baixa resistência mecânica, sendo afetadas pelo contato dos minerais com fluidos. A subsidência gerada pela dissolução de evaporitos causa perdas substanciais ao redor do mundo, logo, estudos visando identificar, investigar e prevenir a formação

de cavernas por dissolução dos minerais é de extrema importância (GUTIÉRREZ *et al.*, 2008).

Os processos de extração ou migração de fluidos nestes tipos de rochas podem ter como consequência alterações nas características petrofísicas do meio poroso, com a dissolução de minerais e mudanças de temperatura e saturação de fluido, que impactam diretamente na resistência da rocha. (GUIMARÃES *et al.*, 2009).

É observada uma relação entre o fluxo do fluido na rocha e os comportamentos geomecânicos e geoquímicos, gerando um problema acoplado. As rochas sofrem modificações de forma contínua por esses processos, que podem ter origem natural ou antrópica, afetando as propriedades mecânicas, como o enfraquecimento de sua matriz devido ao interação físico-química do fluido com os minerais. Dentre as operações de engenharia que podem desencadear a dissolução dos minerais da rocha, destacam-se a estimulação de reservatórios de petróleo e o armazenamento geológico de CO<sub>2</sub> (CHEN *et al.*, 2009; GUIMARÃES *et al.*, 2009; GALINDO, 2016), seja na rocha reservatório ou na rocha capeadora.

A formação de feições cársticas está diretamente relacionada com a dissolução de carbonatos e evaporitos (GUTIÉRREZ *et al.*, 2008), pois a interação química entre os fluidos que percolam os poros e os minerais das rochas resultam em cavidades, ou carste (BERNARDES, 2018).

A intensidade do processo de carstificação é dependente do tipo e das características do fluido, da rocha e do mineral, e da presença de descontinuidades como fraturas e falhas. Por esse motivo, se observam diversos tamanhos de carste, que variam desde a escala de poro até enormes cavernas. Sabe-se que a solubilidade do mineral é importante para o processo dissolutivo, mas ela, isoladamente, é insuficiente para a criação das cavidades, necessitando de fatores como a organização e distribuição das geometrias do maciço rochoso e das estruturas e descontinuidades presentes, como falhas geológicas e fraturas (DREW, 1985; TRAVASSOS, 2019).

A dissolução dos minerais afeta a porosidade primária da rocha, com a formação de *vugs* (porosidade vugular, que possui poros com o formato de vesículas visíveis a olho nu), o alargamento de poros existentes e o fechamento ou bloqueio

parcial de canais de fluxo devido a precipitação de minerais (DREW, 1985; SCHLUMBERGER, 2008; ALLEN & ROBERTS, 2012).

A carstificação é mais lenta em regiões com predomínio de rochas carbonáticas do que em rochas evaporíticas, podendo levar séculos nas primeiras e apenas alguns anos nos evaporitos. Nestes, a alta solubilidade influencia significativamente a velocidade de dissolução, impactada ainda pela presença de fluxo turbulento de água insaturada (BECK, 2004; JOHNSON, 2005; GUTIÉRREZ *et al.*, 2008).

As fraturas, descontinuidades presentes em todos os tipos de rocha, podem atuar na rocha aumentando a permeabilidade do meio poroso, facilitando a movimentação do fluido ou, contrariamente, bloqueando o fluxo, atuando como barreiras (HANSFORD & FISHER, 2009) quando se apresentam como veios (fratura preenchida totalmente ou parcialmente por minerais precipitados).

As rugosidades das paredes das fraturas têm relação com as propriedades mecânicas das rochas e o caminho do fluido no seu interior. As irregularidades das paredes definem as localizações dos pontos de contato e criam trajetórias tortuosas para a circulação do fluido. A dissolução das paredes dessas fraturas modificam seus espaços vazios (aberturas), alterando também a permeabilidade. Portanto, o estudo da rugosidade de fratura possibilita a compreensão das propriedades mecânicas e do comportamento dos fluidos no seu interior (DETWILER *et al.* (2003); BOUTT *et al.*, 2006; GE *et al.*, 2013).

Estudos em rochas carbonáticas e evaporitos são importantes com o objetivo de auxiliar na predição de fenômenos naturais e antrópicos em meios porosos pela injeção de fluido e sua interação com os minerais do meio. Skiba (2005) comenta que comumente se utilizam simulações numéricas, quando métodos analíticos, estatísticos e/ou experimentais são inviáveis.

Assim como no trabalho de Shafabakhsh *et al.* (2021), neste trabalho é ressaltada a importância de simulações considerando modelos fraturados hipotéticos simulando um contexto de injeção e circulação de fluido, para uma análise preliminar do comportamento do meio e da influência de fraturas nos processos químicos.

Na análise da interação rocha fluido é necessária a adoção ferramentas numéricas que contemplem uma formulação acoplado o transporte reativo com o escoamento de fluido e, também, com outras físicas. Olivella *et al.* (1994),

Guimarães (2002), Guimarães *et al.* (2007), Guimarães *et al.* (2013) apresentam formulações termo hidro químico mecânica aplicadas ao entendimento da alteração do meio poroso sob a presença de um fluido reativo, permitindo integrar todos os fenômenos.

O presente trabalho, então, visa analisar numericamente a interação rocha-fluido em material evaporítico, com presença do mineral gipsita, submetido ao fluxo de uma solução subsaturada com minerais solúveis. Desta forma, busca-se avaliar a influência de heterogeneidades geradas por *vugs* e pela presença de fratura na formação de zonas de dissolução, para se observar a alteração do padrão de dissolução em um meio heterogêneo com matriz porosa vugular e fraturada.

Optou-se por realizar simulações utilizando a gipsita ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}(\text{s})$ ), e não o calcário, devido ao seu modelo químico simplificado. Simulações de reações para o sistema carbonático são computacionalmente caras e altamente não-lineares.

## 1.2 OBJETIVOS

Os objetivos do trabalho aqui apresentado são divididos em geral e específicos, comentados a seguir.

### 1.2.1 Geral

A pesquisa apresentada e discutida neste trabalho tem o objetivo de analisar a formação de zonas de dissolução em rochas, através de simulações numéricas em elementos finitos, considerando cenários sintéticos bidimensionais com fratura e/ou *vugs* pela injeção de fluido de água subsaturada de minerais, na escala de plugue.

### 1.2.2 Específicos

Os objetivos específicos do trabalho são:

- Simular a criação de zonas de dissolução em rocha fraturada ou não, com e sem *vugs*.

- Analisar as variações das propriedades petrofísicas (permeabilidade e porosidade) de meios porosos com presença do mineral gipsita submetidos a fluidos reativos.
- Analisar a influência das rugosidades das fraturas na formação de zonas de dissolução.
- Avaliar a influência dos *vugs* na dissolução de rochas.
- Avaliar a influência da fratura na dissolução de rochas.

### 1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

No capítulo 1, são feitas considerações gerais iniciais, contemplando tópicos importantes para o desenvolvimento do trabalho, e mostrados os objetivos da pesquisa.

No capítulo 2, é apresentada uma breve revisão bibliográfica sobre os temas relacionados à pesquisa, como tipos de rochas, fraturamento, presença de *vugs*, formação de carste e processos físicos e químicos que acontecem no meio poroso.

O foco do capítulo 3 é apresentar, resumidamente, a formulação matemática de transporte reativo e informações sobre o modelo hidro geoquímico adotado para a modelagem utilizada no trabalho para as simulações numéricas.

O capítulo 4 expõe a metodologia necessária para a correta realização das análises propostas no trabalho, categorizando e explicando os dois grupos de análises apresentados.

No capítulo 5, são apresentados e discutidos os resultados encontrados através das simulações realizadas, com o aparecimento das zonas de dissolução e as influências das rugosidades das fraturas e da presença dos *vugs* nelas.

O capítulo 6 contém a conclusão, com análises dos resultados encontrados, além de indicar possíveis temas para pesquisas futuras. Por fim, são apresentadas as referências bibliográficas necessárias para o desenvolvimento do trabalho.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

No presente capítulo, serão abordados os temas necessários para o embasamento teórico da pesquisa, tais como rochas importantes para a indústria do petróleo; o conceito, a formação e as propriedades de *vugs* e carste; a importância e a influência das fraturas no comportamento da rocha; e o transporte de fluidos por meios porosos e possíveis processos físico-químicos envolvidos.

### 2.1 ROCHAS CARBONÁTICAS

As rochas carbonáticas podem ser formadas por processos biológicos e/ou químicos. Enquanto os processos biológicos envolvem ação de organismos, direta ou indiretamente, e influenciam na estrutura da rocha, os processos químicos podem ser dissolução e precipitação de minerais, por exemplo (TUCKER e WRIGHT, 1990).

A calcita ( $\text{CaCO}_3$ ) e a dolomita ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ) são os minerais carbonáticos mais pesquisados, segundo Reeder (1983), e eles formam, respectivamente, as rochas carbonáticas calcário e dolomito (figura 1), que correspondem a cerca de 90% de todas as rochas carbonáticas existentes. Suguio (2003) aponta que metade do volume dos carbonatos é ocupado pela calcita, sendo o mineral mais comum, seguido pela dolomita. Por isso, os compostos químicos mais comumente observados em rochas carbonáticas são  $\text{CaO}$ ,  $\text{CO}_2$  e  $\text{MgO}$ .

Figura 1 – Exemplos de rochas carbonáticas: calcário (a) e dolomito (b).

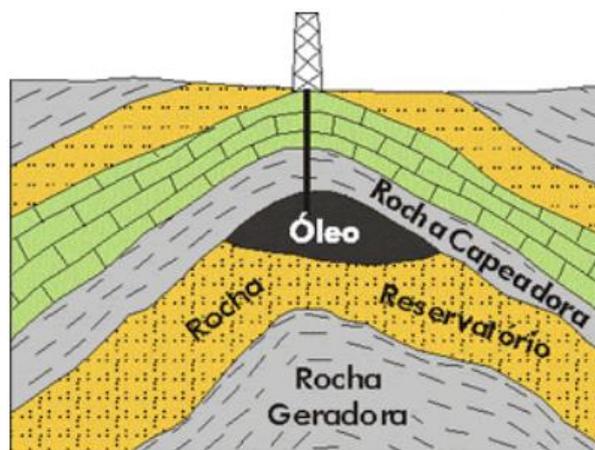


Fonte: MARUYAMA (2021).

Segundo Rosa *et al.* (2006), rochas reservatório (figura 2) são porosas e permeáveis e contêm uma quantidade considerável de hidrocarbonetos, que as

torna interessante em termos de exploração comercial. Esses depósitos de petróleo são comumente encontrados em rochas sedimentares, em especial nos calcários e arenitos, embora também sejam observados em folhelhos, conglomerados e algumas rochas ígneas e metamórficas.

Figura 2 – Representação das rochas do sistema de armazenamento de petróleo.



Fonte: TEIXEIRA *et al.* (2000).

Estima-se que cerca de 60% do óleo e 40% de gás do mundo estejam armazenados em rochas carbonáticas (AHR *et al.*, 2005; RIAZI & AL-HADDAD, 2007). Rosa *et al.* (2006) comentam que, como essas rochas são bastante heterogêneas, é importante estudar as suas informações petrofísicas e geometrias e as propriedades dos fluidos presentes, visando analisar o potencial de armazenamento desses reservatórios. Um dos principais problemas dessas rochas é a falta de continuidade da porosidade em longas distâncias. (JAHN *et al.*, 2012).

## 2.2 ROCHAS EVAPORÍTICAS

Rochas evaporíticas, exemplificadas pela figura 3, são rochas sedimentares originárias da evaporação da água do mar, que contém minerais salinos, em especial a halita (NaCl), a gipsita ( $\text{CaSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$ ) e a anidrita ( $\text{CaSO}_4$ ) (SILVA *et al.*, 2000).

Figura 3 – Exemplo de rocha evaporítica.



Fonte: MARUYAMA (2021).

A presença de rochas salinas em sondagens de hidrocarbonetos amplia as probabilidades de sucesso da exploração de petróleo, visto que essas rochas podem se deformar e criar estruturas que atuam para o armazenamento em rochas porosas. Além disso, as rochas evaporíticas são importantes rochas capeadoras, por sua característica de baixíssima permeabilidade.

Rochas com predomínio de gipsita, por suas densidades altas e baixas permeabilidades e porosidades, são excelentes rochas selantes. Além da gipsita ser um importante mineral não metálico, que possui diversas utilizações industriais (HONG *et al.*, 2018).

Assim como nos carbonatos, a estrutura geológica dos evaporitos é bastante complexa e pode possuir regiões extremamente fraturas e alteradas quimicamente e zonas de alto cisalhamento.

Ainda de acordo com Hong *et al.* (2018), estudos sobre essas rochas são importantes em termos de geologia básica e do petróleo e depósitos mineiras, por isso cada vez mais pesquisas procuram entender seus comportamentos, em especial frente à dissolução por fluidos, justamente por serem vulneráveis a eles.

### 2.3 PROPRIEDADES DAS ROCHAS

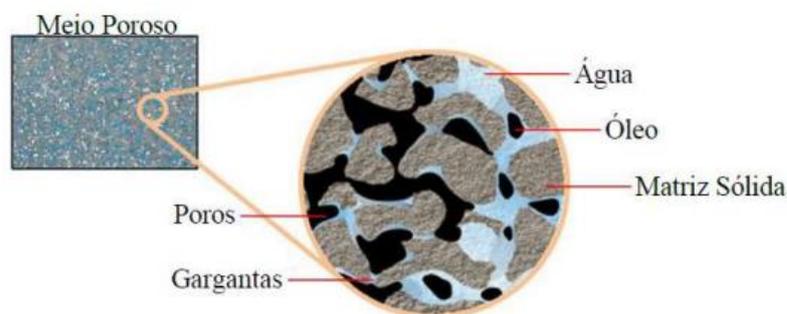
A porosidade e a permeabilidade são algumas das principais propriedades petrofísicas de rochas sedimentares envolvidas na gênese do petróleo (BERNARDES, 2018).

### 2.3.1 Porosidade

Gênesis (2018) define os poros de uma rocha como sendo os espaços vazios no interior do maciço que têm a capacidade de armazenar fluidos, cujos tamanhos variam entre 1 e 200  $\mu\text{m}$ . A porosidade, por sua vez, é a relação entre os poros e o volume total da rocha, variando entre 0 e 1.

Segundo Kharusi (2007), a estrutura porosa de uma rocha pode ser dividida em corpo do poro e garganta, em que o corpo é o maior espaço vazio e as gargantas, os espaços alongados e vazios que unem os corpos. A figura 4 esquematiza um meio poroso de um reservatório de petróleo, dando ênfase na sua composição.

Figura 4 – Representação da composição de meio poroso de um reservatório de petróleo.



Fonte: KRONBAUER (2014).

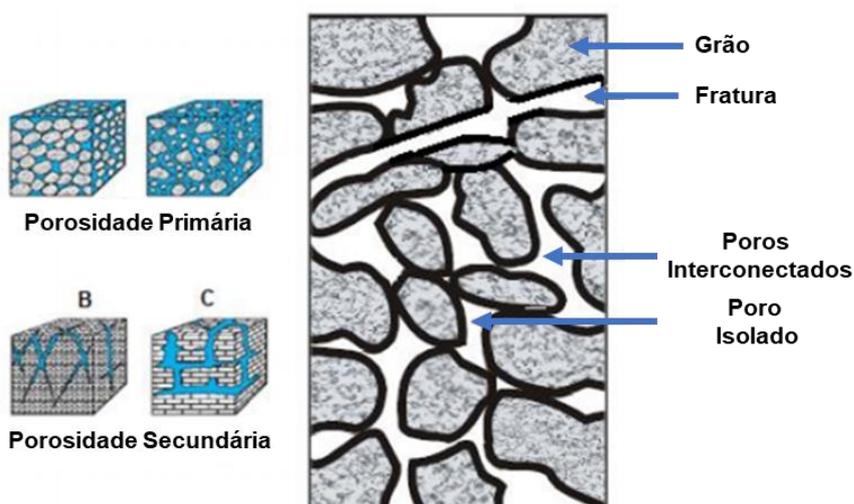
A porosidade é uma propriedade fundamental da rocha para a indústria do petróleo porque permite a estimativa do volume do fluido presente em um reservatório de petróleo. Ela pode ser definida como uma porção do volume total do maciço que não está preenchido pelos grãos, mas por fluidos, que podem ser líquidos, em geral água, e/ou gases (TIAB & DONALDSON, 2004).

A porosidade ( $\phi$ ) da rocha pode ser definida como a relação entre o volume dos poros ( $V_p$ ) e o volume total da rocha ( $V_t$ ). O volume dos poros, por sua vez, é a subtração entre o volume total da rocha e o volume dos grãos ( $V_g$ ), como mostra a equação 1:

$$\phi = \frac{V_t - V_g}{V_t} = \frac{V_p}{V_t} \quad (1)$$

Existem dois tipos principais de porosidade, como mostra a figura 5: primária, criada durante o processo de formação da rocha ou após a deposição dos sedimentos; e secundária, gerada por processos físicos e/ou químicos, como a dissolução, fraturamento e dolomitização, em um período pós-deposicional (SCHOLLE & ULMER-SCHOLLE, 2003). Na escala de reservatório, Berryman e Wang (2000) comentam que são utilizados geralmente dois conceitos distintos de porosidade: porosidade de matriz (ou de armazenamento) e porosidade de fissuras e fraturas.

Figura 5 – Representação das porosidades primárias e secundárias.



Fonte: Adaptado de BITTENCOURT (2016).

Outra classificação, trazida por Bernabé *et al.* (2003), se refere à condutividade da estrutura porosa, sendo dividida em espaço poroso efetivo, que controla a permeabilidade, e não efetivo ou de armazenamento, em que a velocidade do fluxo é inferior à 1% da velocidade média de percolação do fluido. Genesis (2018) complementa que a porosidade efetiva é de interesse do estudo de simulação de reservatórios por permitir a medida da capacidade de um reservatório de armazenar os fluidos e transmiti-los.

Algumas propriedades das rochas estão relacionadas com a porosidade, tais como resistência e dureza, por isso, Rodriguez (2006) comenta a importância de conhecer essa propriedade e entender sua influência no comportamento do meio. Sabe-se que as rochas suscetíveis a dissolução têm, como consequência, a

formação de diferentes tamanhos de poros e uma distribuição irregular no interior da rocha (AKBAR *et al.*, 2001).

Schlumberger (2008) agrupa as porosidades das rochas carbonáticas em 3 grupos: porosidade conectada, que existe entre os grãos da rocha (poros interconectados); porosidade vugular, com poros em forma de vesículas, criados por dissolução dos minerais na diagênese; e porosidade por fraturamento, gerada por esforços após a deposição.

As tensões que atuam no maciço rochoso associadas às deformações geradas podem causar alterações permanentes, com aparecimento de microfissuras até a ocorrência de colapso de poros, com diminuição de permeabilidade e perda de resistência (PIMENTEL, 2002).

### 2.3.2 Permeabilidade

De acordo com Genesis (2018), a permeabilidade está relacionada com a capacidade do meio poroso de transferir um fluido por poros conectados saturados, e sua unidade de medida no sistema internacional de unidades (SI) é o  $m^2$ , ratificando que a permeabilidade está diretamente relacionada com a geometria do poro. Entretanto, na indústria do petróleo, comumente se utiliza a unidade Darcy (D) ou miliDarcy (mD), em que 1 D vale  $0,987 \times 10^{-12} m^2$ .

Geralmente os valores de permeabilidade do meio poroso são representados pelo tensor de permeabilidade mostrado a seguir.

$$\mathbf{k} = \begin{pmatrix} k_{xx} & k_{xy} & k_{xz} \\ k_{yx} & k_{yy} & k_{yz} \\ k_{zx} & k_{zy} & k_{zz} \end{pmatrix}$$

As rochas sedimentares são constituídas por sedimentos que foram depositados ao longo de séculos, como resultado observa-se normalmente diferenças entre as permeabilidades nas direções vertical ( $k_v$ ) e horizontais ( $k_h$ ). O meio é considerado isotrópico quando  $k_h$  e  $k_v$  são iguais e anisotrópico, se são diferentes. Assim como a porosidade, a permeabilidade é uma propriedade fundamental da rocha e pode ser dividida em primária e secundária, podendo ser

afetada por fraturamento e pela percolação de fluidos no interior do maciço. Por outro lado, diferentemente da porosidade, a medida de permeabilidade está relacionada à presença de um fluxo de fluido no interior do meio poroso (GENESIS, 2018).

## 2.4 FRATURAS

As fraturas podem ser definidas como descontinuidades no interior do maciço rochoso desenvolvidas como resposta a estresses (BONNET *et al.*, 2001). Do ponto de vista geomecânico, elas são superfícies que perderam a coesão, que é consequência de uma ruptura.

Em rochas sedimentares, a presença de fraturas e falhas é comum, especialmente nos calcários (HEFFER & BEVAN, 1990). Segundo Gomes *et al.* (2011), a falha é uma superfície de fratura onde um movimento relativo entre dois blocos aconteceu. As falhas selantes atuam criando armadilhas para os hidrocarbonetos, impedindo a fuga do fluido do reservatório de petróleo, devido às suas baixíssimas permeabilidades.

O volume de vazios da rocha está diretamente relacionado com as fraturas e é afetado por elas. Eles atuam aumentando a conectividade dos poros em reservatórios carbonáticos e representam praticamente toda a porosidade de rochas ígneas, metamórficas e folhelhos.

As fraturas afetam diretamente as propriedades mecânicas e hidráulicas do maciço rochoso, impactando negativa ou positivamente nas execuções em campo. Os efeitos negativos e positivos das fraturas sobre os fluxos podem acontecer: (1) facilitando o fluxo, e conseqüente aumentando a permeabilidade, quando as fraturas são abertas e orientadas; (2) atuando como barreiras para o fluxo, aumentando a heterogeneidade do meio e a anisotropia (HEFFER & BEVAN, 1990; HANSFORD & FISHER, 2009).

Segundo Gutierrez & Youn (2015), todo maciço rochoso possui fraturas de diversas magnitudes. Nelson (2001) comenta que reservatórios naturalmente fraturados são aqueles em que as fraturas atuam significativamente no comportamento dos fluidos no interior da rocha. Estima-se que esses reservatórios representam mais de 20% das reservas mundiais de petróleo (SAIDI, 1983). Quão

mais extensas são as fraturas no reservatório, mais economicamente interessante, por possibilidade de maior produtividade, é o reservatório (HEFFER & BEVAN, 1990).

Variações de tensões na rocha atuam alterando as condutividades das fraturas. Permeabilidades altas das fraturas conferem ao pulso de propagação da pressão uma característica altamente difusa (MOHAMMADI *et al.*, 2012).

Segundo Golf-Racht (1982), a análise de fraturas é complexa, aumentando o nível de dificuldade para a correta caracterização de reservatórios. Geralmente as propriedades das fraturas das rochas são determinadas a partir de informações como tensões e tipo de rocha, profundidade, litologia e espessura da camada da rocha.

A composição da rocha está ligada à movimentação do fluido no seu interior (TRAVASSOS, 2019). Uma rocha fortemente fraturada garante, em geral, passagens mais fáceis do fluidos em calcários, visto que eles possuem baixas porosidade e permeabilidade (SWEETING, 1972).

De acordo com Yong *et al.* (2018), as fraturas estão diretamente relacionadas com as propriedades mecânicas, deformação de rochas e fluxo de fluido. Geralmente, a resistência ao cisalhamento do maciço é dependente da resistência ao atrito e das irregulares presentes na superfície das fraturas. Além disso, as rugosidades dessas superfícies impactam na movimentação do fluido e do soluto.

A abertura das paredes determina as propriedades hidráulicas da fratura, estando diretamente relacionadas com a transmissividade do sistema, cujo aumento resulta no aumento da conectividade (GASPAR *et al.*, 2009; GE *et al.*, 2013).

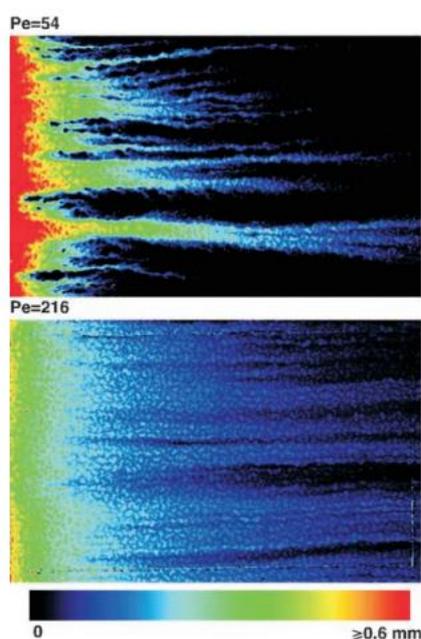
As paredes das fraturas geralmente possuem rugosidades, que atuam nos seus comportamentos hidromecânicos, já que definem a localização e a distribuição dos pontos de contato, e geram caminhos tortuosos para a passagem do fluido, reduzindo a condutividade (BOUTT *et al.*, 2006).

Detwiler *et al.* (2003) comentam que a dissolução das paredes das fraturas pode alterar significativamente a abertura da fratura e suas permeabilidades. Os autores viram a importância dos transportes advectivos e difusivos na dissolução em duas fraturas idênticas com diferenças no número de Peclet ( $Pe = 54$  e  $Pe = 216$ ).

Em ambos os ensaios, foram observados que aumentos na abertura da fratura pela dissolução resultaram em aumentos constantes na taxa de fluxo.

Entretanto, os dois experimentos resultaram em padrões de dissolução diferentes. Com  $Pe = 54$ , a abertura da fratura aumentou significativamente ao longo da entrada da fratura até que instabilidades da frente de dissolução levaram à formação de canais de dissolução discretos. Inicialmente esses canais era finos seguindo regiões com grande abertura e então cresceram lateralmente aumentando as taxas de fluxo localmente. Já considerando  $Pe = 216$  a dissolução aconteceu de maneira mais uniforme ao longo da fratura, com zonas de dissolução de pequena abertura dissolvendo-se de forma mais rápida. A figura 6 mostra o ganho de abertura para  $Pe = 54$  (a) e  $Pe = 216$  (b). A escala de cores representa o aumento na abertura. O fluxo era na direção horizontal, da esquerda para a direita. Os autores concluíram que a influência de  $Pe$  no aumento da abertura da fratura por dissolução tem um papel fundamental na evolução da permeabilidade da fratura.

Figura 6 – Crescimento da abertura pela dissolução dos minerais.



Fonte: DETWILER (2003).

Rasoulzadeh (2019) realizou uma simulação de transporte reativo, na escala de poro, em uma fratura permeável com paredes ásperas no meio poroso. As soluções semi-analíticas para o fluxo e o transporte do fluido na fratura eram acopladas às reações geoquímicas acontecendo na parede. Os resultados encontrados pelo autor comprovam o papel significativo da rugosidade da parede na dissolução da fratura.

O trabalho de Rasoulzadeh *et al.* (2020) comparou a dissolução da calcita em uma solução com ácido carbônico em uma fratura horizontal que possuía paredes planas e em outra com uma única onda senoidal. Foram feitas análises também considerando paredes permeáveis e não permeáveis e com mudanças no número de Reynolds (tipo de escoamento).

Paredes impermeáveis são comumente estudadas utilizando modelos numéricos para a dissolução dos minerais de meios com baixíssimas permeabilidades. As formas irregulares das paredes de uma fratura podem causar mudanças no fluxo geral do meio e no regime de dissolução.

Os resultados das simulações mostraram que, com a passagem fluido da fratura para os poros das rochas, a dissolução de calcita é aumentada porque o fluido altera os gradientes químicos no local da interface sólido-fluido. A taxa de dissolução é maior no caso com parede permeável do que no caso de parede impermeável. A rugosidade aumenta a taxa de reação geral em todas as velocidades do fluxo analisadas pelos autores. A distribuição espacial dos locais de dissolução também depende do padrão de rugosidade (RASOULZADEH *et al.*, 2020).

Analisando as fraturas com paredes permeáveis, observa-se que o comportamento dos pontos de dissolução é resultado da combinação da geometria da fratura com o fluxo através das paredes. É observada uma tendência ao longo da direção do fluxo, implicando na dominância da troca de fluido entre a fratura e a matriz da rocha em vez de seguir a geometria da fratura.

Os autores observaram ainda que, comparadas às paredes impermeáveis, as paredes permeáveis apresentaram dissolução mineral não uniforme e não periódica ao longo da fratura, mais focada na entrada. A taxa de reação efetiva determinada pelos autores para a dissolução dos minerais da parede da fratura aumenta com o aumento da rugosidade (RASOULZADEH *et al.*, 2020).

## 2.5 INTERAÇÃO ROCHA-FLUIDO: PROCESSOS QUÍMICOS

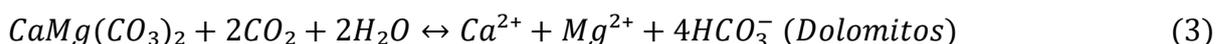
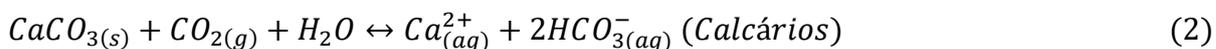
Os poros das rochas, em geral, estão preenchidos por água, especialmente naturalmente ácida, que entra em contato com os minerais provocando reações. Outros fluidos reativos podem estar presentes no meio poroso, como os provenientes de processos de engenharia: estimulação de poços de petróleo, armazenamento de dióxido de carbono, mineração e transporte de contaminantes (CHEN *et al.*, 2003).

As reações entre esses fluidos, os minerais e os gases presentes no meio podem ser classificadas como homogêneas, que são reações entre espécies em uma mesma fase líquida; e heterogêneas, com espécies em estados diferentes. As reações têm, como resultado, a dissolução ou a precipitação dos minerais existentes, ou, ainda, a formação de novos minerais (MELO, 2012).

Os processos físico-químicos que acontecem nas rochas provocam alterações nas suas propriedades mecânicas, como resistência e deformabilidade. Enquanto a dissolução atua enfraquecendo a matriz rochosa, a precipitação dos minerais pode causar obstrução nos caminhos de fluxo, reduzindo porosidade e permeabilidade, e resultando no aumento de pressão interna, que, se for superior à litostática, pode causar fraturas na rocha (GRADES, 2005). Deste modo, estimativas da dinâmica do campo de velocidade dentro de sistemas de poros é um fator chave em uma simulação de fluxo reativo computacional, uma vez que afeta diretamente o transporte de espécies químicas e outros fenômenos cinético-químicos (FERREIRA *et al.*, 2020).

Gouze *et al.* (2001) e Tenthorey e Scholz (2002) comentam que os efeitos da precipitação são bem menos conhecidos do que os da dissolução. Se a precipitação ocorrer de forma uniforme, diminuindo o volume dos poros, observa-se redução de porosidade e de permeabilidade, enquanto, se houver precipitação com deposição dos minerais entre os grãos, espera-se redução da permeabilidade, mas a porosidade, a princípio, não seria muito afetada (BICKMORE *et al.*, 2001). A precipitação pode, ainda, atuar alterando os caminhos do fluxo no interior do meio poroso e a distribuição dos tamanhos dos poros, diminuindo-os ou criando novos (AHARONOV *et al.*, 1998).

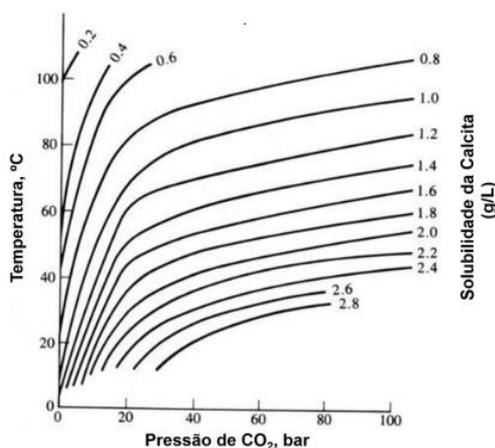
Os processos químicos que acontecem no interior de cavidades da rocha carbonática são muito mais complexos do que as equações simplificadas 2 e 3, geralmente consideradas. As reações envolvidas são diretamente influenciadas e alteradas por fatores como temperatura, pH e pressão parcial de  $\text{CO}_2$ . (TRAVASSOS, 2019).



O sistema químico para a dissolução da calcita é mostrado a seguir (equações 4, 5, 6, 7, 8, 9). Somando-se todas as equações, obtém-se a equação 2. Oliveira (2016) comenta que as reações representam equilíbrio químico, ou seja, se houver uma diminuição na pressão parcial do dióxido de carbono, haverá uma menor concentração de  $\text{Ca}^{2+}$  no meio. O aumento da pressão parcial de  $\text{CO}_2$ , entretanto, causa um aumento na solubilidade da calcita, como mostra a figura 7.



Figura 7 – Curvas de solubilidade da calcita por temperatura e pressão de  $\text{CO}_2$ .

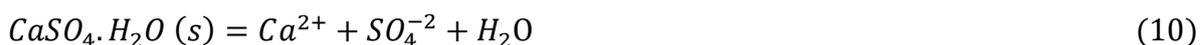


Fonte: OLIVEIRA (2016) – Modificado de SCHOELLER (1969).

Hong *et al.* (2018) comentam que a dissolução da gipsita é destaque em pesquisas internacionais ao longo dos anos. O tipo de fluido reativo tem pouca influência na dissolução, como demonstrado pelos autores, ao analisar a dissolução da gipsita por quatro tipos de fluidos insaturados: água pura, representando a água de formação continental; água do mar; solução representando a água meteórica; e solução de ácido acético, representando fluido orgânico. Sendo, o mineral solúvel em todos os fluidos. Enquanto calcários e dolomitos são quase insolúveis na presença de água, suas solubilidades aumentam consideravelmente na presença da solução de dióxido de carbono e ácido acético.

Por essa característica de fácil dissolução frente a uma ampla variedade de condições externas e diferentes tipos de fluidos insaturados, a dissolução da rocha com presença de gipsita é uma ocorrência comum, sendo um problema encontrado tanto em processos naturais quanto nos de engenharia (WALTHAM *et al.*, 2005).

O sistema químico da gipsita pode ser explicado pela equação 10, como sendo (BERNARDES, 2018):



Como as rochas se apresentam vulneráveis pela interação com fluidos, as formações de rochas selantes, depósitos de evaporito e reservatórios de hidrocarbonetos podem ser afetadas. Estudos prévios indicam que a solubilidade do gesso em água pura é em torno de 200mg/100g de água, ou seja, é uma solubilidade consideravelmente alta (HONG *et al.*, 2018).

## 2.6 TRANSPORTE: PROCESSOS FÍSICOS

Conforme comentado, a interação entre rocha e fluidos pode resultar em reações químicas que alteram permeabilidades e porosidades da matriz rochosa. A transferência de massa em meios porosos é governada por diversos processos químicos e físicos, estes podendo ser classificados como advecção, difusão molecular e dispersão mecânica (STEEFEL e MAHER, 2009; ALBUQUERQUE, 2018).

A advecção é um mecanismo de transporte gerado pelo fluxo do fluido no meio, onde os solutos tendem a se movimentar seguindo a direção das linhas de fluxo, sem que haja interação com o meio poroso e mudança da concentração.

Fetter (1993) explica que, no processo de transporte advectivo, há movimentação do soluto devido ao fluxo, mas não existe movimento relativo entre as partículas da água e do soluto. No fluxo advectivo, a concentração de soluto em um ponto é igual a concentração no lugar de lançamento dele.

De acordo com Lerman (1979), a dispersão é caracterizada por um espalhamento do soluto no meio. A difusão molecular é dispersão de moléculas, átomos ou íons pela ação de forças intermoleculares, enquanto a dispersão causada por variação de velocidade do fluido no meio é a dispersão mecânica.

Segundo Bernardes (2018) e Melo (2012), a difusão molecular acontece quando há movimentação de íons e moléculas na direção de um gradiente de concentração por influência da energia cinética e independe da velocidade do fluido, mas é afetada por turbulência gerada ao se aplicar mistura mecânica. Objetivando equilibrar a concentração de massa, os componentes tendem a se mover partindo das regiões de maior concentração para as de menor. Arêas (2006) complementa que, quanto menor a velocidade de percolação do fluido, mais importante é a difusão molecular, e ela pode acontecer até mesmo sem a presença de fluxo, desde que haja um gradiente de concentração.

Quando o fluxo acontece em um meio poroso, em especial os de baixa permeabilidade, a difusão é diretamente afetada pela tortuosidade da trajetória, que, como Lerman (1979) explica, sendo, o processo difusivo, menor em meios porosos do que em soluções livres.

Segundo Nobre (1987), a dispersão mecânica resulta no espalhamento do soluto por variações da velocidade do fluido no meio poroso, podendo ocorrer dispersão transversal, isto é, na direção perpendicular ao fluxo, ou dispersão longitudinal, seguindo a direção do fluxo da solução. Vick (1983) afirma que a dispersão longitudinal é em geral superior a transversal.

Quando a solução está em movimento, a dispersão mecânica atua em conjunto com a difusão molecular causando o espalhamento dos íons e das moléculas pelo meio. No processo de dispersão mecânica, algumas moléculas de água e do soluto se movem mais rapidamente do que a velocidade média de

percolação, enquanto outras moléculas são mais lentas (FREEZE & CHERRY, 1979).

Arêas (2006) afirma ainda que em situações em que a velocidade de percolação do fluido é muito baixa, como em argilas compactadas, a dispersão mecânica é desprezível em relação à difusão molecular. O contrário acontece nos meios em que as velocidades de fluxo são altas, como em solos granulares.

## 2.7 CARSTE

O carste é uma consequência da dissolução dos minerais da rocha, com aumento no volume de vazios por ação da água superficial, da que penetra no maciço rochoso ou por fluidos subterrâneos ascendentes (DREW, 1985). A magnitude dos processos cársticos depende dos fluidos circulantes, tipo de rocha e mineral e da presença de fraturas e falhas, por isso existe grande variedade de tamanhos, desde a escala de poro até grandes cavernas.

A dissolução dos minerais pode atuar na porosidade primária da rocha, com o alargamento de poros existentes, criação de *vugs* (porosidade vugular, como na figura 8) no interior da rocha e obstrução dos canais de fluxo por precipitação de minerais; assim como na porosidade secundária, representada por descontinuidades como juntas e fraturas (DREW, 1985). Allen e Roberts (2012) e Schlumberger (2008) definem a porosidade vugular como a formada por dissolução dos minerais, gerando poros em forma de vesículas vazias visíveis a olho nu.

Figura 8 – Exemplo de um dolomito com *vugs* na Bacia do Tarim, na China.



Fonte: JIANG (2016).

O geólogo e geógrafo, Jovan Cvijic, considerado o pai da Geomorfologia Cárstica e Hidrogeologia, estudou relevos que aconteciam devido à processos de dissolução química (FORD, 2007). Sua principal contribuição foi registrada na obra *Das Karstphänomen*, em 1893, que expunha informações e dados sobre investigações geológicas realizadas na região de Kras, tais como descrição de formas, origem, e a sua relação com o processo de dissolução, concluindo que o carste aparecia em rochas calcárias compostas de carbonato de cálcio, que podia ser dissolvido em água, principalmente se ela contivesse ácido carbônico.

Acreditava-se que a carstificação era um fenômeno exclusivo de rochas carbonáticas, como o exemplificado na figura 9. Vasconcelos (2014) comenta, entretanto, que esse processo pode se desenvolver em qualquer tipo de rocha, desde que existam condições adequadas, como hidrologia, clima e vegetação e condições tectônicas, sendo essenciais os processos geoquímicos e hidrodinâmicos.

Figura 9 – Exemplo de carste em rocha carbonática (Lajedo Soledade, Apodi – RN).



Fonte: MAIA *et al.* (2012).

O sistema cárstico é um conjunto de processos e fenômenos, como dissolução, transporte e precipitação de elementos sólidos que acontecem pela interação da água com rochas solúveis, podendo ocorrer tanto na crosta quanto no subterrâneo (ANDREYCHOUK *et al.*, 2009).

A solubilidade da rocha está relacionada com a concentração de CO<sub>2</sub> presente na água, que aumenta a sua capacidade de dissolução, e é influenciada por fatores como pressão, temperatura e ácidos. Além disso, a presença de falhas e

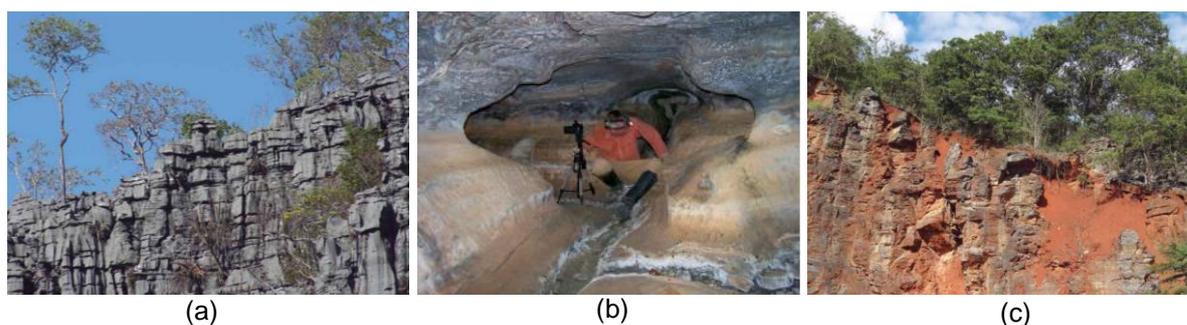
fraturas nas rochas atua como facilitador da formação do carste (TRAVASSOS, 2019).

A solubilidade por si só não é suficiente para a formação dos carste. A estrutura das geometrias também é importante para o processo dissolutivo. Entende-se, então, que o processo cárstico ocorrerá apenas em rochas solúveis, quando suas estruturas e composições são favoráveis e quando há a presença do fluido. A permeabilidade da rocha é de fundamental importância nesse processo (TRAVASSOS, 2019).

A porosidade em meio cárstico pode ser classificada em dois grupos: primária, relacionada à intergranular, gerada na diagênese e não tem muita importância na formação dos carste; secundária, composta por falhas, fraturas e outras discontinuidades, que geralmente surgem após a diagênese, sendo de extrema importância (PILÓ, 2000).

O carste é comumente classificado em três tipos (figura 10): exocarste, referente às feições superficiais; epicarste, composto por uma porção superior de rocha revestida de material inconsolidado ou não, com fissuras abertas por processos cársticos (WILLIAMS, 1985); e endocarste, conjunto de feições subterrâneas, podendo ser dividido em carste epigênico, no qual a água meteórica, superficial ou penetrante, que circula, causa a dissolução subterrânea da rocha, e o carste hipogênico, cuja dissolução da rocha, com formação das cavernas, é causada por águas profundas que ascendem. Em ambos os casos, há o aumento no volume poroso da rocha pela dissolução dos minerais (TRAVASSOS, 2019).

Figura 10 – Exemplos de (a) exocarste em Minas Gerais; (b) endocarste, em calcário na França; e (c) epicarste em Minas Gerais.



Fonte: Travassos (2019); Hardt *et al.* (2010).

No epicarste, a dissolução da rocha pela água da chuva é mais acentuada nas primeiras dezenas de metros de profundidade, atuando para a formação de redes de fluxo subterrâneas complexas do endocarste. Como comenta Bakalowicz (2013), o epicarste é a zona onde o intemperismo atua de forma mais eficiente.

Outra classificação do sistema cárstico, comentada por White e White (2013), é referente ao tipo de rocha do sistema, sendo o carste carbonático aquele formado por calcário e dolomito; carste em evaporito, como por exemplo, o gesso e o sal; e o carste em silicatos – granitos, quartizitos e em outras rochas metamórficas ou ígneas.

Todas as rochas são, em maior ou menor grau, solúveis, com isso, se observa a presença de micro dissoluções inclusive em rochas consideradas insolúveis, como o basalto. Todavia, mesmo sendo observada a dissolução parcial da rocha, a região pode não ser considerada cárstica quando há um predomínio de outros processos nessas rochas sobre o processo dissolutivo. Segundo White e White (2016), no carste há o predomínio de dissolução química sobre outros processos físico-químicos.

Evaporitos apresentam alta solubilidade e baixa resistência mecânica. Sua dissolução pode criar dolinas – exocarste com forma de depressões fechadas, circulares ou elípticas, formadas na superfície. As dolinas de dissolução (figura 11) surgem quando há altas dissoluções em fraturas das rochas, consideradas regiões frágeis, que formam pequenas depressões, para onde convergem águas superficiais, acelerando a dissolução dos minerais (BERNARDES, 2018).

Figura 11 – Exemplo de uma dolina de dissolução em evaporito no Novo México, EUA.



Fonte: LAND (2013).

Segundo Klimchouk *et al.* (1996), dolinas em zonas cársticas de evaporitos aparecem em várias regiões do mundo e causam diversos problemas, mas não são tão estudadas quanto dolinas em carbonatos. Como os evaporitos possuem relativa baixa resistência mecânica e alta solubilidade, esse tipo de rocha está mais suscetível à formação de dolomitos do que as rochas carbonáticas (GUTIÉRREZ *et al.*, 2008).

Uma dissolução subjacente do carste no evaporito pode causar subsidência do solo em escala regional (GUTIÉRREZ *et al.*, 2008). Nas zonas de carste, a deformação do solo, com o desenvolvimento da dolina, pode causar danos graves às estruturas da região, como rodovias, canais, represas e valas.

Processos de dissolução de rochas carbonáticas em zonas cársticas são relativamente lentas, de acordo com Beck (2004). Em contraste, em áreas com carste evaporíticos, eles são muito rápidos, especialmente quando se observa a presença de fluxo turbulento de água insaturada e em áreas com presença de depósitos de sal. Um dos maiores problemas do colapso de dolinas é que ele acontece sem mostrar sinais de perigo, de forma catastrófica (GUTIÉRREZ *et al.*, 2008).

Segundo Gutiérrez (1998), Klimchouk (2000) e Jeschke *et al.* (2001), os principais fatores que controlam a carstificação em evaporitos são a composição dos evaporitos e dos aquíferos; a estrutura das rochas e dos aquíferos; a quantidade de água em contato com a rocha e suas propriedades físico-químicas; o regime de fluxo e as condições da água subterrânea; e as variações do lençol freático.

Frequentemente, mudanças naturais ou antropogênicas no ambiente cárstico podem acelerar o processo de formação dos carste, favorecendo sua ocorrência ou reativação. De acordo com Waltham *et al.* (2005), a grande maioria de dolomitas ativas são induzidas ou aceleradas por atividades humanas.

Melo (2012) comenta que os carste gerados pela intervenção do homem, geralmente são consequência de atividades de armazenamento geológico de CO<sub>2</sub> ou produção em reservatórios de petróleo. A importância do armazenamento geológico do CO<sub>2</sub> está na redução nas emissões de gases causadores do efeito estufa. Porém existe a possibilidade, caso haja injeção em grande escala de fluidos reativos, da ocorrência de dissolução química dos minerais do meio (SHAFABAKHSH *et al.*, 2021).

O fluxo de água que impacta o sistema cárstico pode ser classificado como: superficial, que tem como componentes principais de recarga os cursos de água provenientes de regiões vizinhas, a precipitação de águas pela região cárstica, com escoamento superficial da água que não penetra no solo e a evapotranspiração; e subterrâneo.

### 3 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

Bernardes (2018) comenta que a teoria do transporte reativo está em constantes processos de estudo e atualização de suas teorias e formulações, buscando melhor representar as condições reais de um meio a ser analisado. Guimarães (2002) desenvolveu um trabalho que buscava combinar uma formulação termo hidromecânica (THM) já existente (Olivella *et al.*, 1994) com equações de transporte reativo de forma totalmente acoplada. Com isso, o autor desenvolveu a formulação termo hidromecânica e geoquímica (THMG), que, segundo Melo (2012), considera o acoplamento das concentrações dos minerais com a permeabilidade e a porosidade do meio poroso.

Na formulação de transporte reativo, as espécies reagem, no meio poroso, entre si em uma mesma fase líquida (reações homogêneas, como reações de oxidação/redução, ácido/base e de formação de complexo aquosos) e/ou com outras espécies na fase sólida (reação heterogênea, como reações de precipitação/dissolução e trocas catiônicas). Considera-se a hipótese de equilíbrio local para todas as reações, sendo admitida, no caso de dissolução/precipitação, a cinética, reações lentas em relação aos tempos de transporte (GUIMARÃES, 2002).

O meio poroso, nas simulações, é composto pelas fases sólida, cujo componente principal é um mineral insolúvel reativo, que pode adsorver cátions e trocá-los com a solução, além de ser observada a presença dos minerais precipitados; líquida, composta por água, solutos e gás dissolvido; e gasosa que, caso seja considerada, possui o gás livre, considerado espécie única, e uma fase fluida dissolvida no gás. Na formulação THMG, os minerais ocupam volumes no meio e, ao serem dissolvidos, seus volumes são adicionados ao volume dos vazios do meio, com isso há um aumento na porosidade e, em geral, na permeabilidade.

Para este programa o método de Newton Raphson é utilizado para resolver, de forma iterativa o sistema não-linear da discretização das equações de transporte reativo. Para a solução do equilíbrio químico, cujas variáveis das equações de transporte reativo são as concentrações totais das espécies, é utilizado um algoritmo que se baseia na minimização da energia livre de Gibbs, em que as equações do problema de equilíbrio químico (algébricas) são resolvidas separadas das equações do transporte reativo, em derivadas parciais (OLIVELLA *et al.*, 1995).

Utilizam-se como incógnitas, no problema THMG, concentrações totais ao invés de concentrações aquosas, que, de acordo com Melo (2012), são mais comumente utilizadas. As concentrações dos minerais fazem parte do problema de equilíbrio químico, o qual é solucionado ao considerar a própria definição de concentração total como equação de balanço de massa local.

O trabalho de Guimarães (2002) detalha com precisão as formulações de transporte reativo utilizadas para obtenção dos resultados apresentados neste trabalho.

## 4 METODOLOGIA

Com a finalidade de analisar o comportamento da dissolução dos minerais da rocha pelo contato com o fluido subsaturado de minerais em meios porosos, este trabalho utilizou modelos simplificados bidimensionais, para minimizar o custo computacional. A análise considerando a gipsita como mineral reativo foi definida entendendo que o seu sistema químico é mais estável e simples do que o carbonato. Em todas as simulações, a matriz da rocha foi composta por um mineral reativo (gipsita) submetida a um fluxo de água, injetada no topo da rocha.

O pré-processamento foi caracterizado pela criação das malhas de elementos finitos utilizando o software *Gmsh* e a geração dos arquivos de entrada para o software de processamento feita com base nos dados das malhas e com auxílio dos softwares *Matlab*, *Excel* e *NotePAD++*. Com isso, informações sobre condições de contorno, concentrações nos nós, porosidades e permeabilidades dos elementos puderam ser adicionadas aos problemas, assim como características do fluxo e informações sobre o sistema químico da gipsita.

O programa *in house CODE\_BRIGHT (COupled DEformation BRIne Gas and Heat Transport)*, foi utilizado para o processamento das simulações hidro geoquímicas e o *GiD* e o *Excel* foram usados para análise e organização dos resultados.

Foram feitos dois grupos de análises distintas:

- Análise 1: Influência de *vugs* e fraturas.
- Análise 2: Influência do transporte reativo sobre a rugosidade das paredes das fraturas.

Em todos os modelos analisados, o fluido injetado foi uma solução subsaturada de minerais de gipsita, com concentração inicial de 0,001 mol/kgH<sub>2</sub>O e densidade de 1002,6 kg/m<sup>3</sup>. A concentração inicial de gipsita foi de 66,755 mol/kg, com porosidade inicial de 0,1 e permeabilidades vertical e horizontal de 1x10<sup>-18</sup> m<sup>2</sup>. Os *vugs* e as fraturas não possuíam mineral reativo e seus valores de porosidade e permeabilidades (horizontais e verticais) foram 0,6 e 1x10<sup>-10</sup> m<sup>2</sup>, respectivamente, sendo o tensor de permeabilidade isotrópico. O valor de permeabilidade dos *vugs* e fratura foram considerados admitindo-se seu preenchimento por material granular

inerte, uma vez que a formulação proposta considera o escoamento de Darcy, (LOPES *et al.*, 2020).

#### 4.1 ANÁLISE 1: INFLUÊNCIA DE VUGS E FRATURAS

Foram criados quatro modelos (HOMO, FRAT, VUG1 e VUG2) na escala de plugue com 5 cm de largura com 8 cm de altura. Os modelos FRAT e HOMO não possuíam *vugs*, logo, todos os elementos da rocha estavam preenchidos com mineral reativo (gipsita), com exceção dos elementos da fratura do modelo FRAT, composto por material inerte.

Para os modelos VUG1 e VUG2, foram considerados 90% dos elementos com mineral reativo e 10% como material inerte, representando os *vugs*. Os modelos são coincidentes quanto à disposição da matriz e *vugs*, em que a única diferença está na presença da fratura no VUG2 e ausência no VUG1. Em substituição à fratura no modelo VUG1, foram inseridos elementos inertes e reativos, seguindo a proporção do restante da malha. Para a definição da distribuição de *vugs* nos plugues foram criadas rotinas no *MATLAB*, visando selecionar elementos aleatórios. As figuras 12 a 15 mostram as malhas dos quatro modelos, e detalhamentos expondo os elementos triangulares, com 14638 elementos e 7450 nós.

Figura 12 – Modelo HOMO – a) Malha com dimensões em metros; b) detalhe da malha.

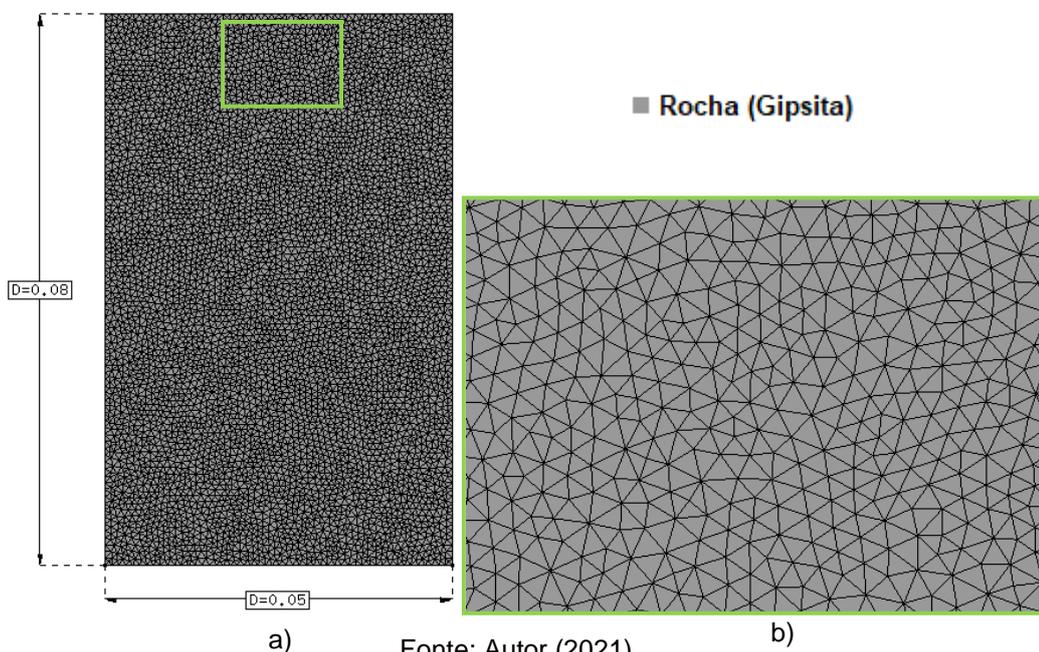
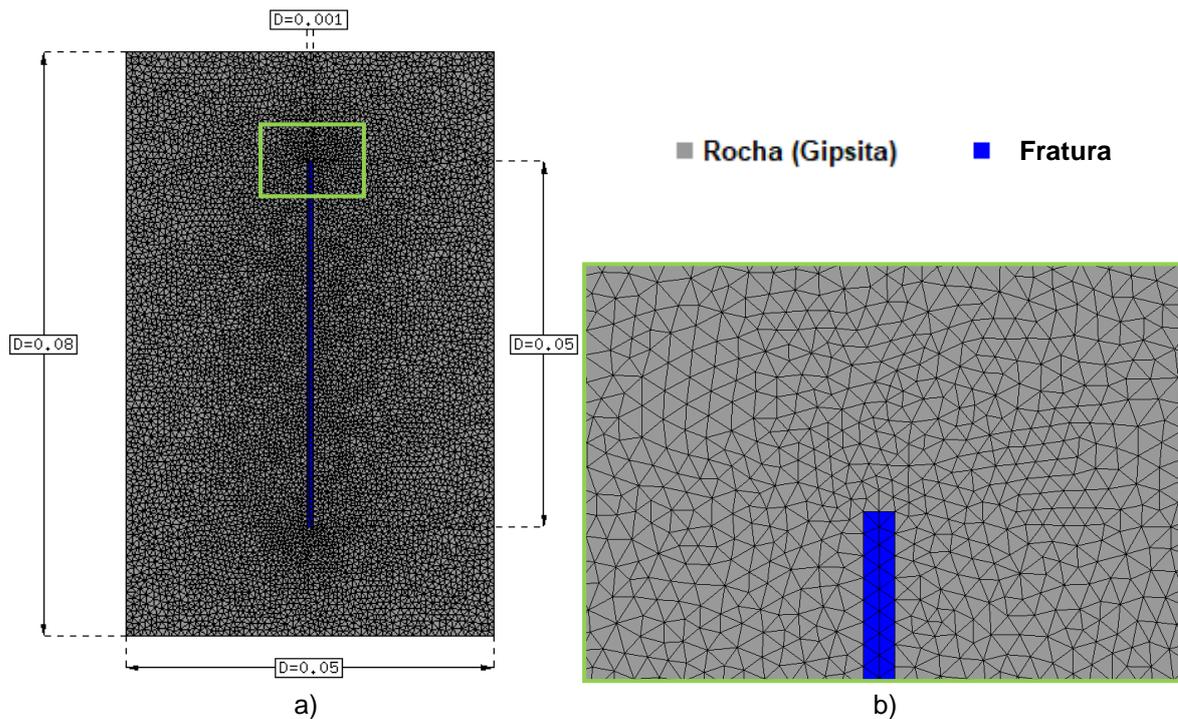
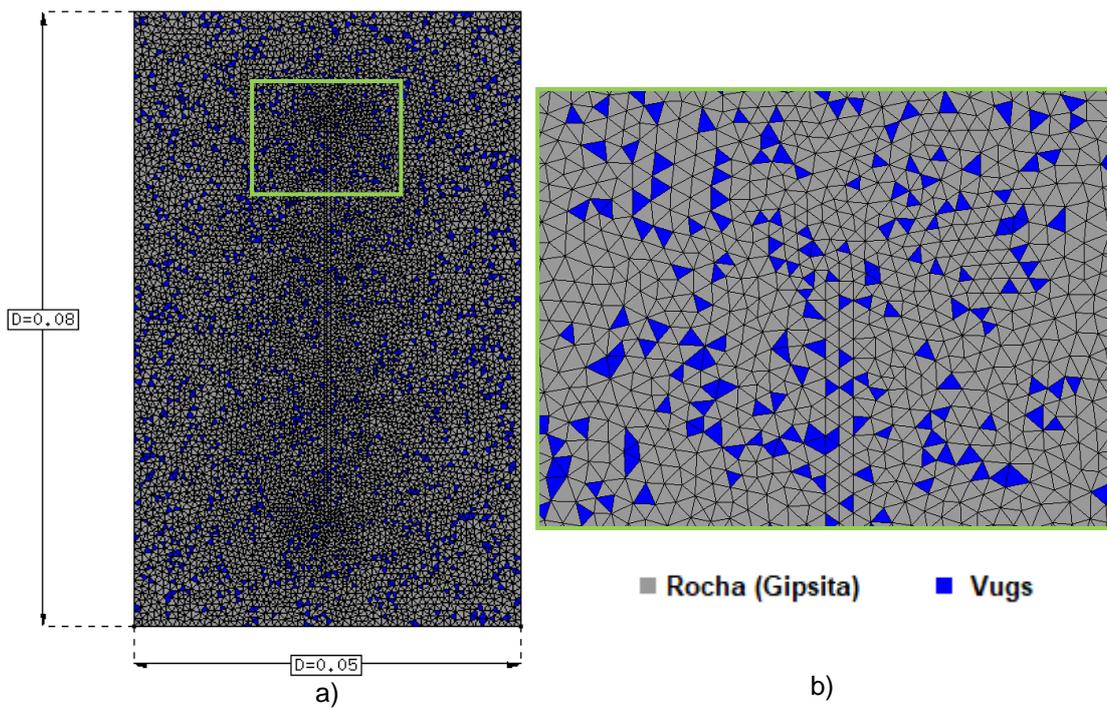


Figura 13 – Modelo FRAT – a) Malha com dimensões em metros; b) detalhe da malha.



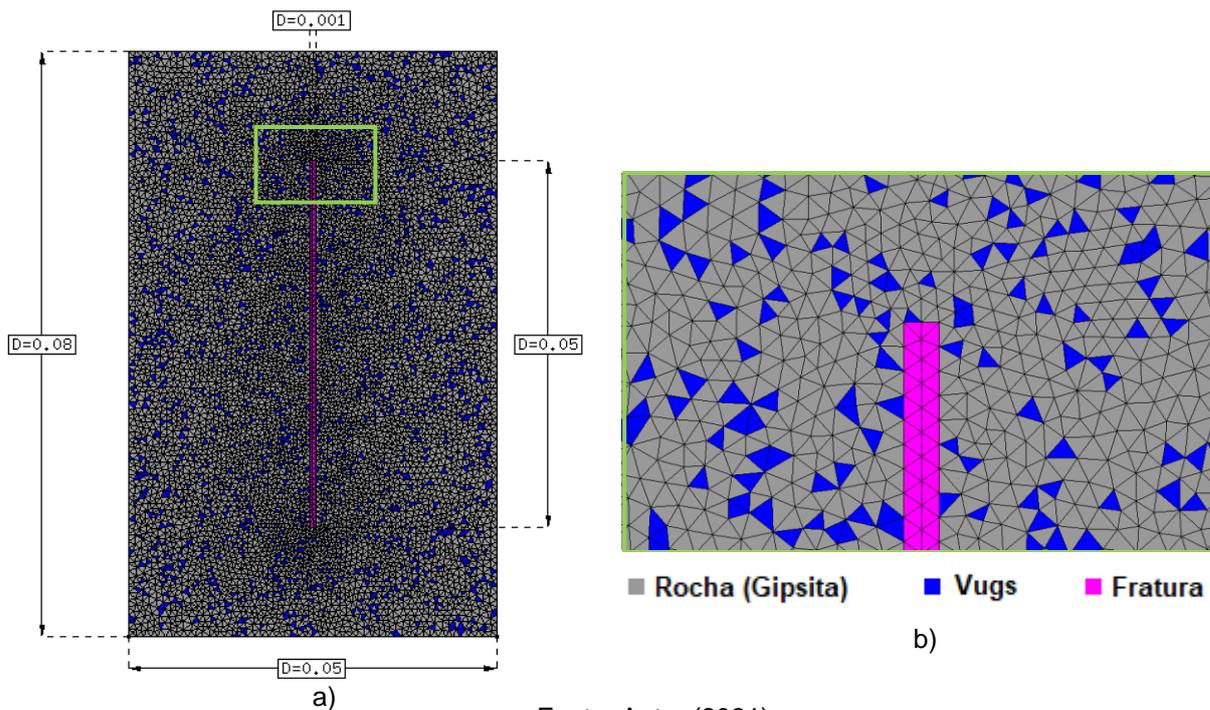
Fonte: Autor (2021).

Figura 14 – Modelo VUG1 – a) Malha com dimensões em metros; b) detalhe da malha.



Fonte: Autor (2021).

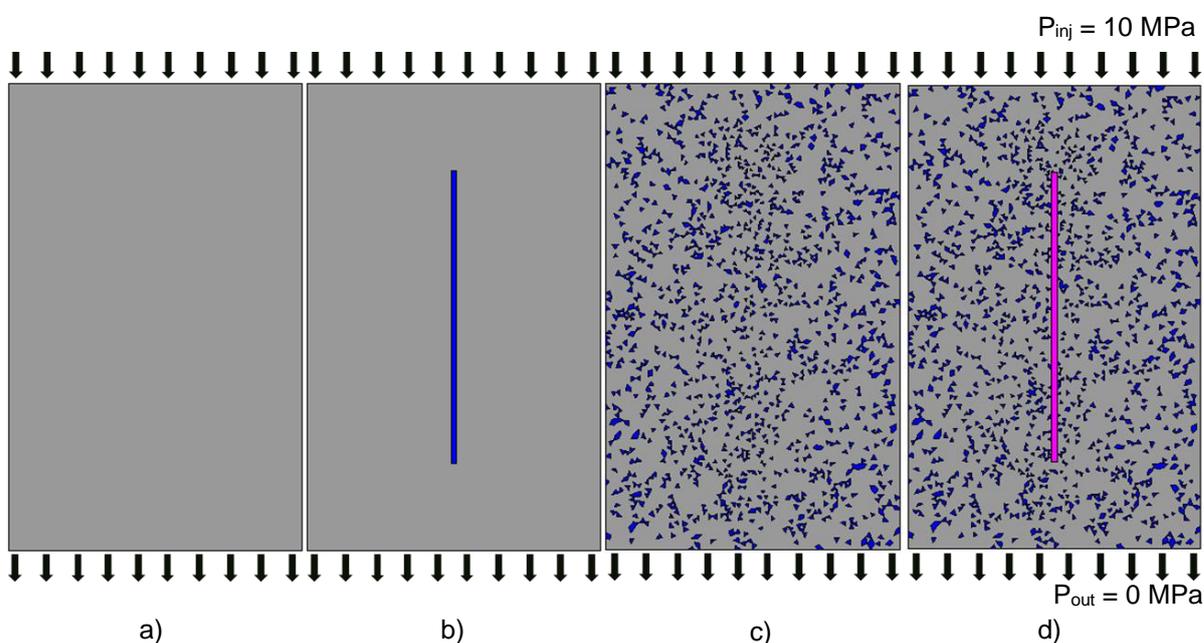
Figura 15 – Modelo VUG2 – a) Malha com dimensões em metros; b) detalhe da malha.



Fonte: Autor (2021).

Os plugues foram submetidos ao fluxo descendente de solução de água com presença de minerais de gipsita gerado por um gradiente de pressão de 10 MPa (pressão de injeção de 10 MPa e de saída de 0 MPa), como mostra a figura 16.

Figura 16 – Entrada e saída do fluido nos modelos – a) HOMO; b) FRAT; c) VUG1; d) VUG2.



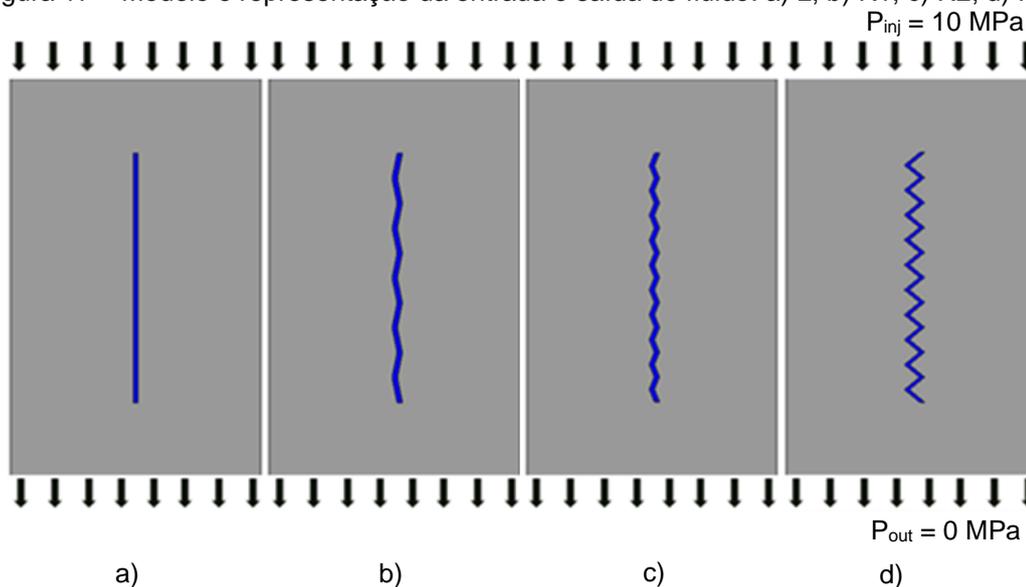
Fonte: Autor (2021).

## 4.2 ANÁLISE 2: INFLUÊNCIA DO TRANSPORTE REATIVO SOBRE A RUGOSIDADE DAS PAREDES DAS FRATURAS

Com o objetivo de analisar a influência do processo de dissolução sobre a rugosidade das paredes das fraturas, foram criados quatro modelos na escala de plugue, com diferentes rugosidades: L, R1, R2 e R3.

As propriedades da rocha e do poço de injeção do líquido, as dimensões da malha, o gradiente de pressão, e as características do fluido e do fluxo não variam entre os modelos. A diferença entre eles está nas rugosidades das paredes das fraturas. A pressão de injeção de água nos quatro modelos simulados foi de 10 MPa no topo da rocha e a pressão de saída de 0 MPa na base da rocha. O gradiente gerou um fluxo descendente do líquido. Os modelos e a representação da das pressões de injeção e saída de fluido estão mostrados na figura 17.

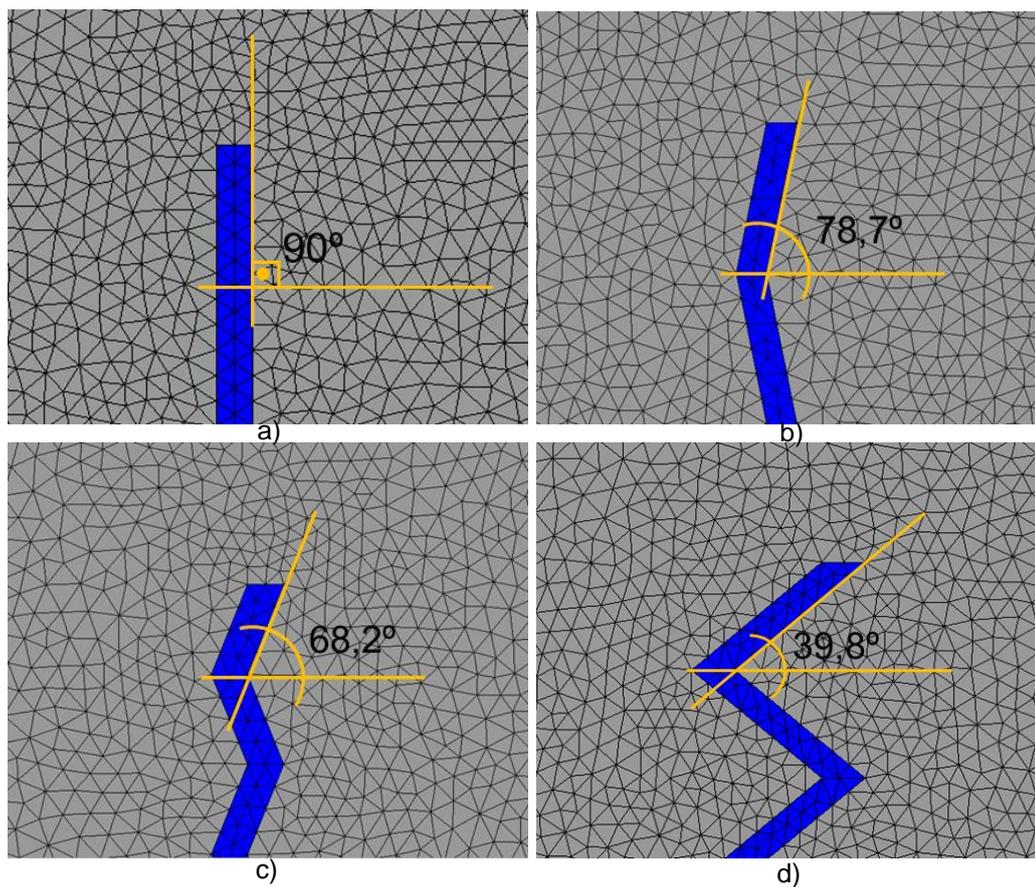
Figura 17 – Modelo e representação da entrada e saída do fluido: a) L; b) R1; c) R2; d) R3.



Fonte: Autor (2021).

As malhas de elemento finitos possuem 5 cm de largura e 8 cm de altura, com uma fratura de 1 mm de espessura e 5 cm de comprimento. As malhas dos modelos L, R1 e R2 possuem 14638 elementos triangulares e 7450 nós, enquanto a do modelo R3 é mais refinada, com 19944 elementos e 10103 nós. A figura 18 mostra detalhes de porções das malhas dos quatro modelos, indicando o menor ângulo que as paredes formam com o eixo das abcissas.

Figura 18 – Detalhe das malhas dos modelos a) L; b) R1; c) R2 e d) R3.



Fonte: Autor (2021).

## 5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

No presente capítulo serão apresentados e discutidos os resultados encontrados após as simulações para as duas análises propostas, citadas no capítulo anterior: (1) influência de *vugs* e fraturas; (2) influência do transporte reativo sobre a rugosidade das paredes das fraturas.

### 5.1 ANÁLISE 1: INFLUÊNCIA DE *VUGS* E FRATURAS

Quatro plugues foram criados no intuito de analisar a influência dos *vugs* e da fratura na dissolução de rocha com minerais de gipsita:

- HOMO: sem *vugs* e sem fratura.
- FRAT: sem *vugs* e com uma fratura de 5 cm de altura e 1 mm de espessura.
- VUG1: com *vugs* e sem fratura.
- VUG2: com *vugs* e com uma fratura de 5 cm de altura e 1 mm de espessura.

#### 5.1.1 Evolução da concentração total de mineral solúvel

A figura 19 mostra a distribuição inicial da concentração de gipsita ao longo da rocha para os quatro modelos, HOMO, FRAT, VUG1 e VUG2, respectivamente, e a figura 20 mostra as conformações finais, ou seja, após 85 horas de simulação.

Figura 19 – Distribuição inicial da concentração de gipsita: a) HOMO; b) FRAT; c) VUG1; d) VUG2.

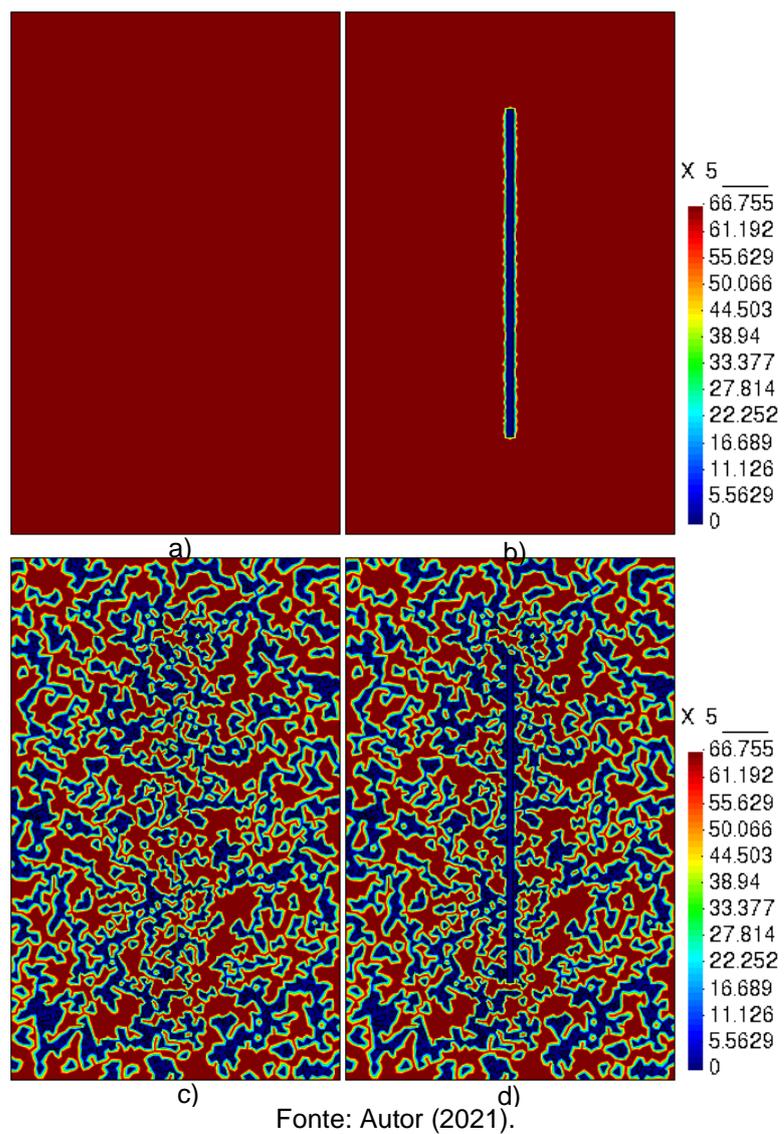
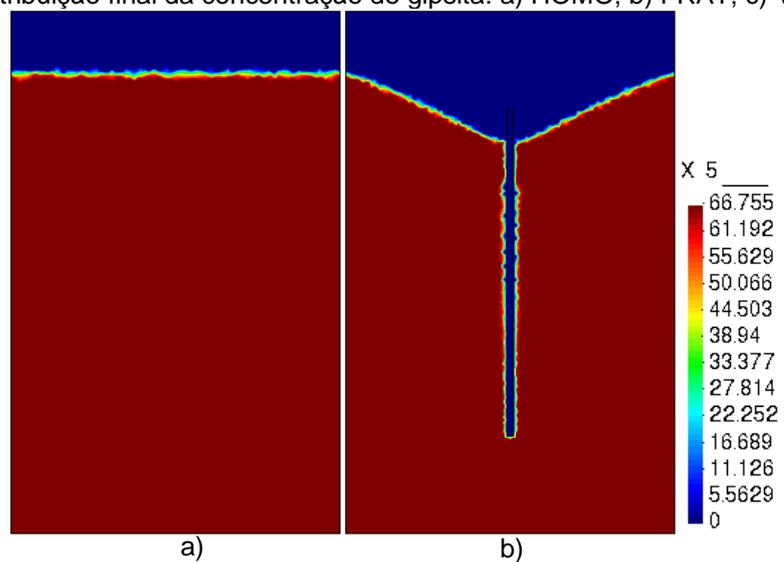
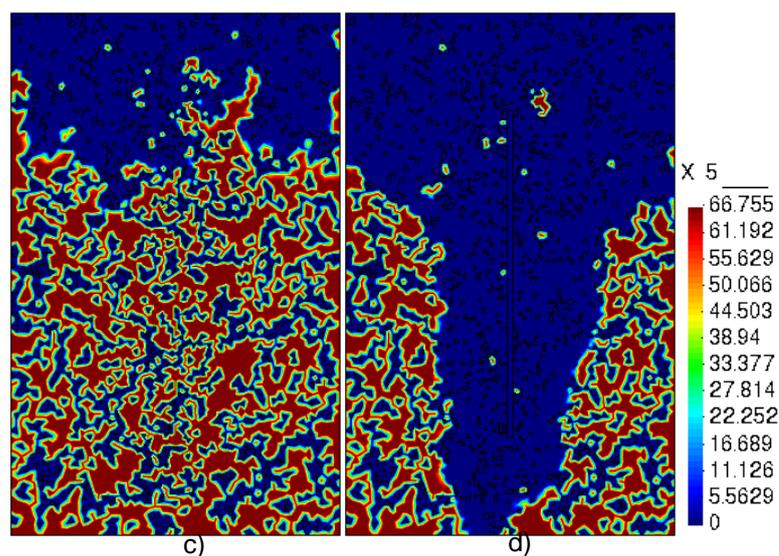


Figura 20 – Distribuição final da concentração de gipsita: a) HOMO; b) FRAT; c) VUG1; d) VUG2.





Fonte: Autor (2021).

Pode-se constatar que a zona dissolvida no modelo VUG2 é consideravelmente maior do que as áreas dos outros modelos. Subentende-se, portanto, que a fratura associada aos *vugs* atuou efetivamente para o aumento expressivo da zona dissolvida. O alargamento da abertura da fratura seguiu a direção do fluxo, perpendicularmente à fratura.

A comparação entre os modelos sem fraturas (HOMO e VUG1), após 85 horas de percolação do fluido, mostra que as distribuições das concentrações de gipsita e as áreas dissolvidas são bastante distintas. A zona dissolvida do modelo HOMO foi inferior à do modelo VUG1. O resultado indica que a presença dos *vugs* alterou a movimentação do fluido no interior do maciço e atuou aumentando a dissolução dos minerais. A influência da presença dos *vugs* na dissolução pode ser observada também ao analisar conjuntamente os modelos fraturados (FRAT e VUG2), cuja zona dissolvida foi maior no modelo VUG2 do que no FRAT.

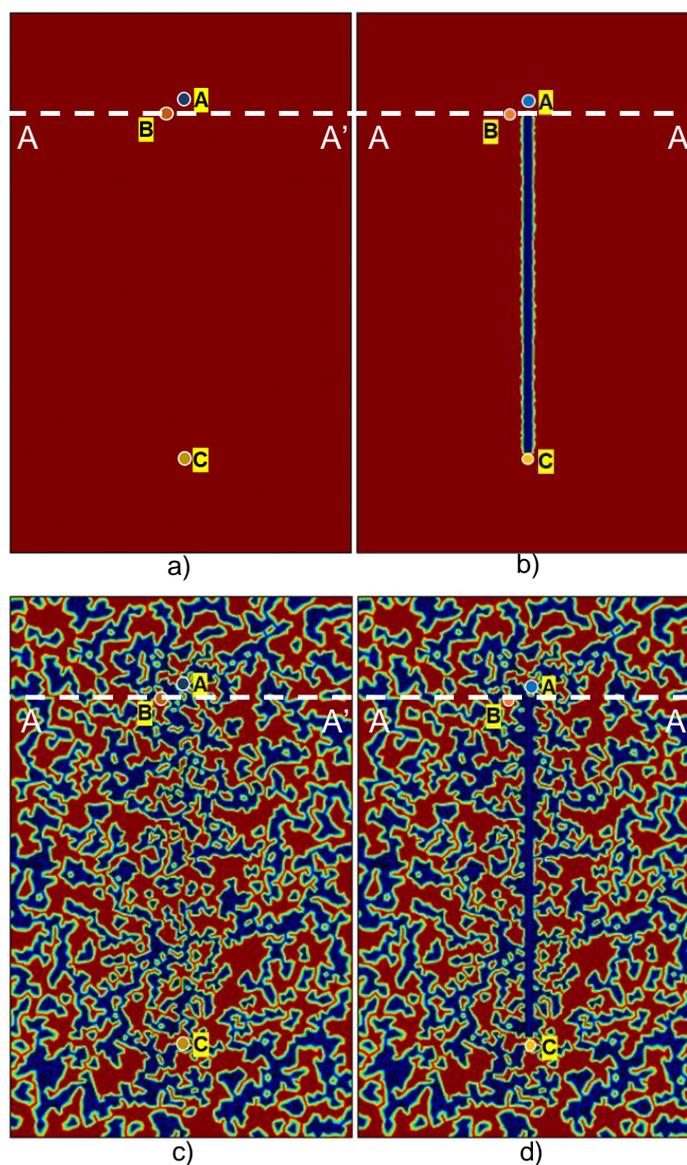
A influência da fratura na dissolução global da rocha pode ser observada ao comparar o modelo FRAT com o HOMO e o modelo VUG2 com o VUG1. Em ambas as comparações as zonas dissolvidas foram maiores nos modelos fraturados (FRAT e VUG2) do que nos sem fratura (HOMO e VUG1). A área dissolvida do modelo fraturado com *vugs* (VUG2) é consideravelmente maior do que a do modelo homogêneo (HOMO).

Foram escolhidos três pontos (A, B e C) objetivando analisar a evolução da concentração de gipsita com o tempo, ilustrados nas figuras 21 e 22, nos modelos

HOMO, FRAT, VUG1 e VUG2, respectivamente no início e no final das simulações. Os pontos foram definidos considerando a localização da fratura nos modelos VUG2 e FRAT: um acima da parte superior da fratura (A), um sob sua parte inferior (C), e um na lateral (B). Para a análise comparativa, foram selecionados os mesmos pontos nos outros modelos. As coordenadas foram:

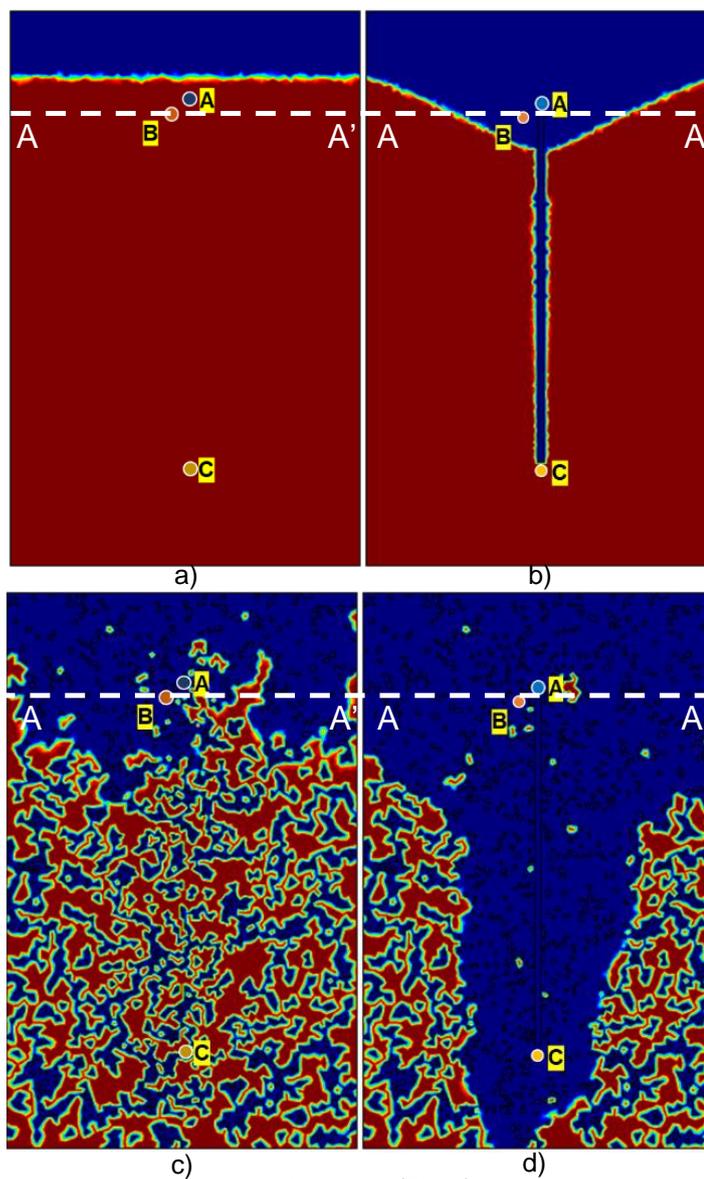
- A (0,025; 0,067) m
- B (0,022; 0,065) m
- C (0,025; 0,014) m

Figura 21 – Pontos selecionados para análise da evolução da concentração de mineral gipsita em todos os modelos no início da simulação – a) HOMO; b) FRAT; c) VUG1; d) VUG2.



Fonte: Autor (2021).

Figura 22 – Pontos selecionados para análise da evolução da concentração de mineral gipsita em todos os modelos no final da simulação – a) HOMO; b) FRAT; c) VUG1; d) VUG2.



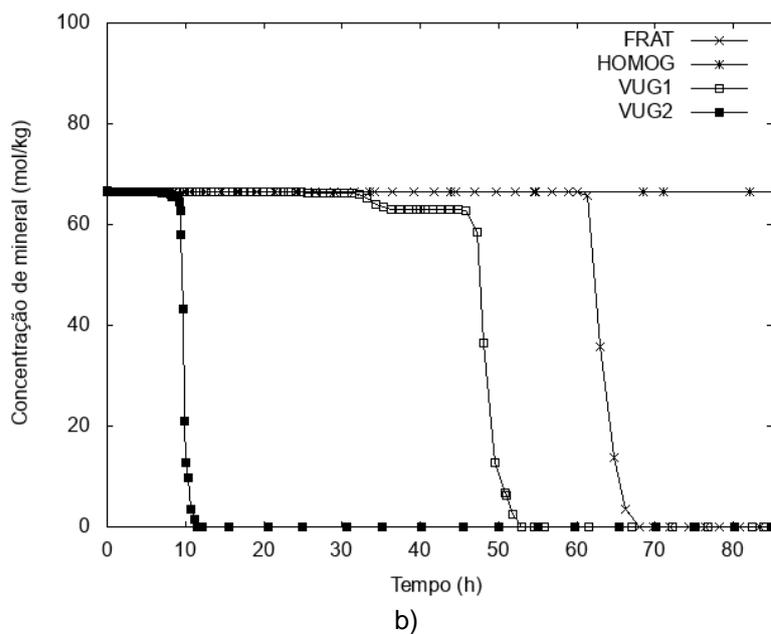
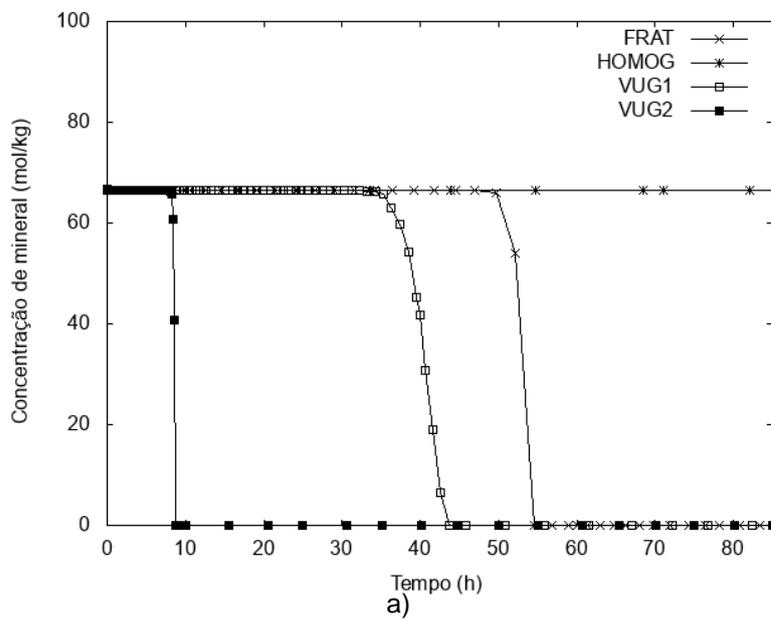
Fonte: Autor (2021).

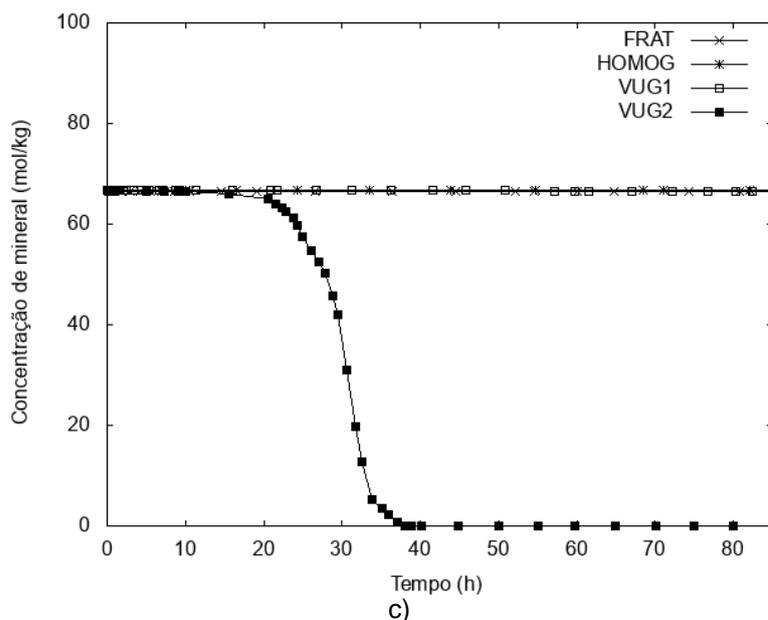
A figura 23 mostra as variações das concentrações totais do mineral reativo (gipsita) ao longo do tempo nos três pontos selecionados (A, B e C). Para todos os pontos, não foi observada a dissolução da gipsita no modelo HOMO.

Ao analisar as curvas dos pontos A e B, observa-se que a dissolução total, em ambos os casos, aconteceu mais rapidamente no modelo VUG2, seguido pelo VUG1, sendo mais devagar no modelo fraturado sem *vugs* (FRAT). Com isso, pode-se concluir que os *vugs* atuaram efetivamente no aumento da velocidade de dissolução nesses pontos. Ao analisar o ponto C, mais distante do local de injeção do fluido, nota-se a dissolução completa da gipsita apenas no modelo fraturado com

*vugs*. Entende-se, então, que a associação dos *vugs* com a fratura direcionou o fluxo e acelerou o processo de dissolução no ponto C.

Figura 23 – Evolução da concentração de gipsita nos quatro modelos nos pontos – a) A; b) B; c) C.





Fonte: Autor (2021).

A tabela 1 exibe os tempos aproximados de simulação para a dissolução do mineral em cada ponto, com exceção do modelo HOMO e dos pontos C nos modelos FRAT e VUG1, em que não ocorreram as dissoluções totais da gipsita até o final da simulação (85 horas).

Tabela 1 – Tempos aproximados (em horas) para a dissolução da gipsita nos pontos A, B e C nos quatro modelos.

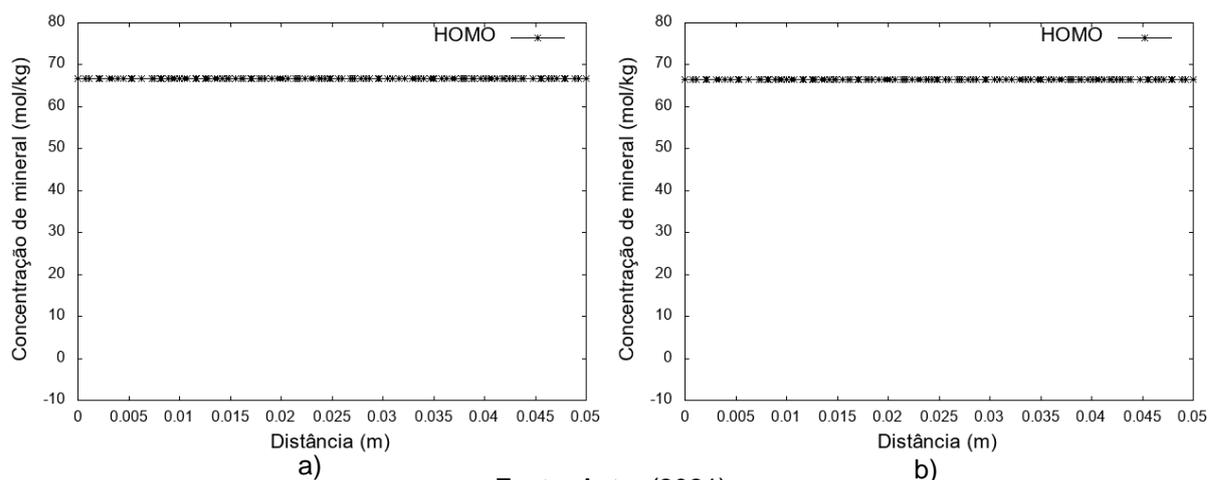
	A	B	C
HOMO	-	-	-
FRAT	54	67	-
VUG1	43	53	-
VUG2	9	12	38

Fonte: Autor (2021).

Como comentado anteriormente, ocorreu a dissolução completa da gipsita ponto C apenas no modelo VUG2. Esse ponto localizado a 6,6 cm do local da injeção do fluido, foi dissolvido mais rapidamente no modelo VUG2 do que os pontos B, lateralmente à fratura, mas a apenas 1,5 cm do topo da rocha, nos modelos FRAT e VUG1. Com isso, a ideia da fratura, associada aos *vugs*, direcionando o fluxo e consequentemente a dissolução da rocha, acelerando-a, pôde ser ratificada.

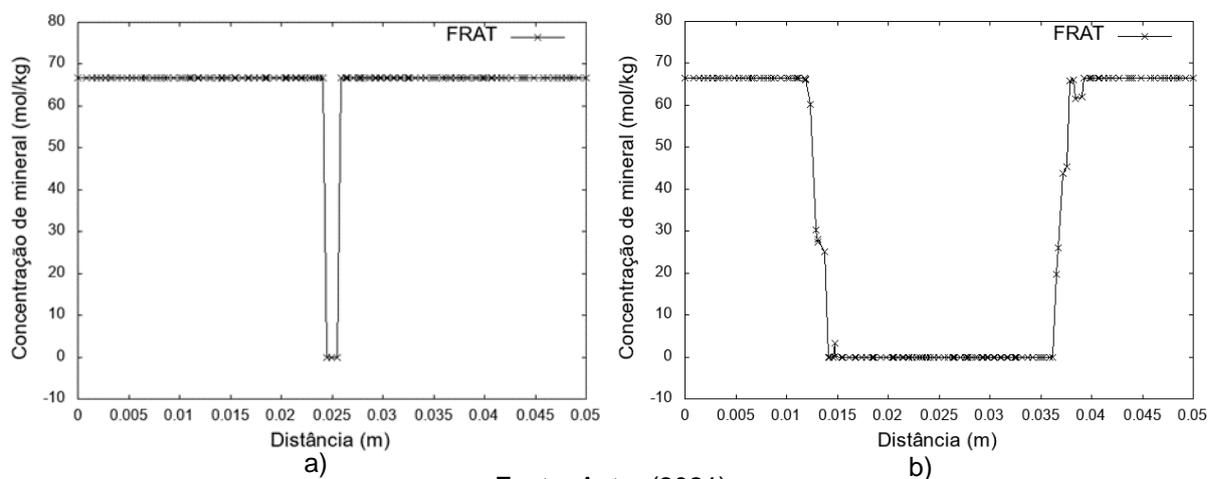
Nas figuras 21 e 22, as linhas tracejadas, localizadas a 1,5 cm do topo do plugue, representam seções AA' selecionadas para análise da distribuição da concentração do mineral ao longo do comprimento do plugue, explicadas nas figuras 24, 25, 26 e 27, cada uma mostrando as configurações iniciais (a) e finais (b) para um dos modelos de análise: HOMO, FRAT, VUG1 e VUG2.

Figura 24 – Distribuição da concentração de gipsita ao longo da linha AA' no modelo HOMO – a) início; b) final da simulação.



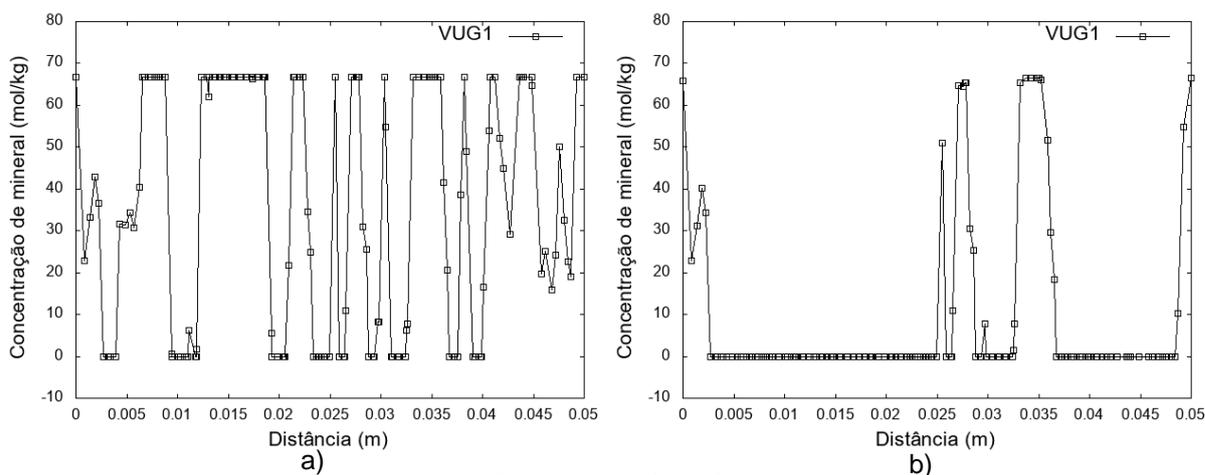
Fonte: Autor (2021).

Figura 25 – Distribuição da concentração de gipsita ao longo da linha AA' no modelo FRAT – a) início; b) final da simulação.



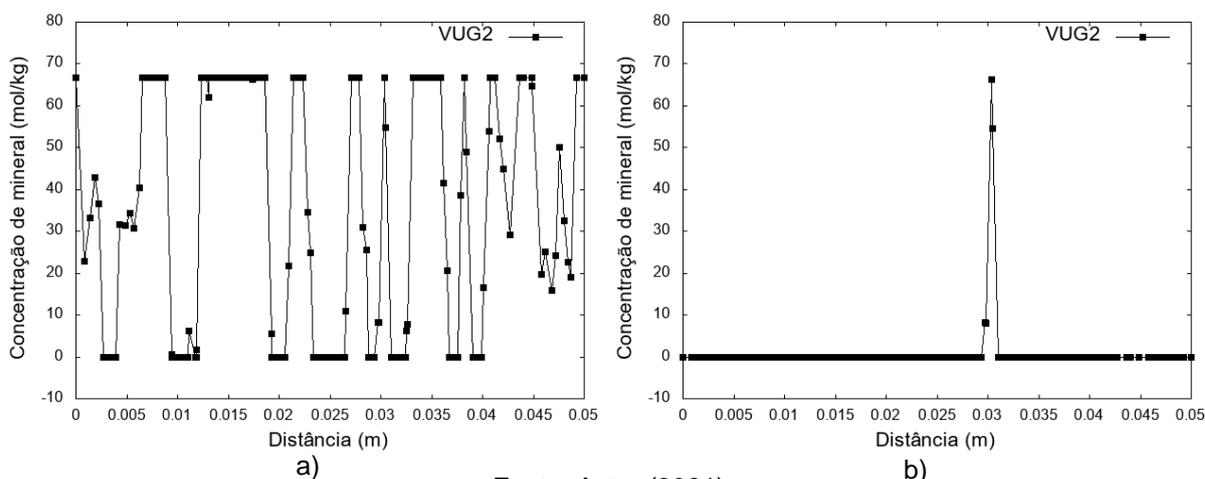
Fonte: Autor (2021).

Figura 26 – Distribuição da concentração de gipsita ao longo da linha AA' no modelo VUG1 – a) início; b) final da simulação.



Fonte: Autor (2021).

Figura 27 – Distribuição da concentração de gipsita ao longo da linha AA' no modelo VUG2 – a) início; b) final da simulação.



Fonte: Autor (2021).

No modelo HOMO (figura 24), não foi observada a dissolução da gipsita na seção AA'. Por ser um meio homogêneo, os valores da concentração da gipsita se mantiveram constantes. No FRAT, observa-se, ao comparar as figuras 25 a) e b), a dissolução da gipsita próxima da fratura, indicada na figura 25 a) pelos valores nulos, alargando-a.

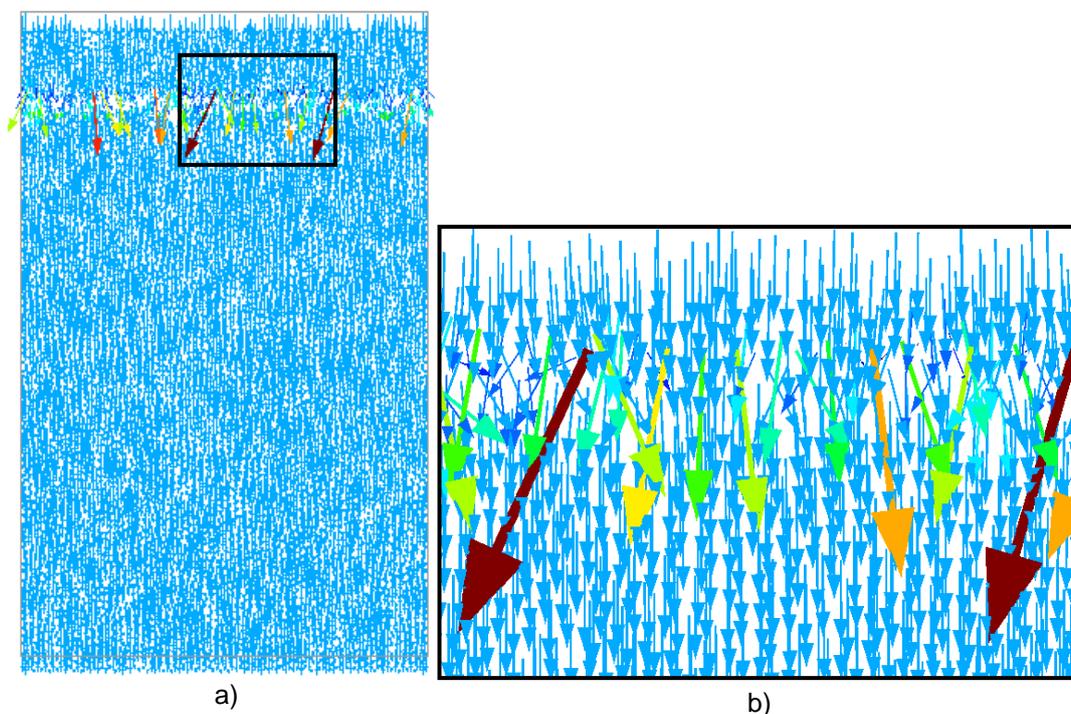
Os modelos com *vugs* (VUG1 e VUG2) mostraram inicialmente perfis sem um padrão constante de distribuição de concentração, devido às presenças dos *vugs*, dos minerais e da fratura. Nas figuras 26 a) e 27 a), observam-se valores máximos para as concentrações, indicando elementos com presença de gipsita, e valores

nulos para os *vugs* e a fratura do modelo VUG2. A figura 26 b) mostra a dissolução da gipsita, indicada pelo aumento de pontos com valores nulos, quando comparado com os pontos da figura 26 a), mudando a configuração da seção transversal analisada. Por fim, a figura 27 b) mostra que, no modelo VUG2, praticamente todo o mineral reativo sofreu completa dissolução, com poucos pontos onde o processo dissolutivo aconteceu de forma parcial ou não foi iniciado até o final da simulação.

### 5.1.2 Linhas de Fluxo

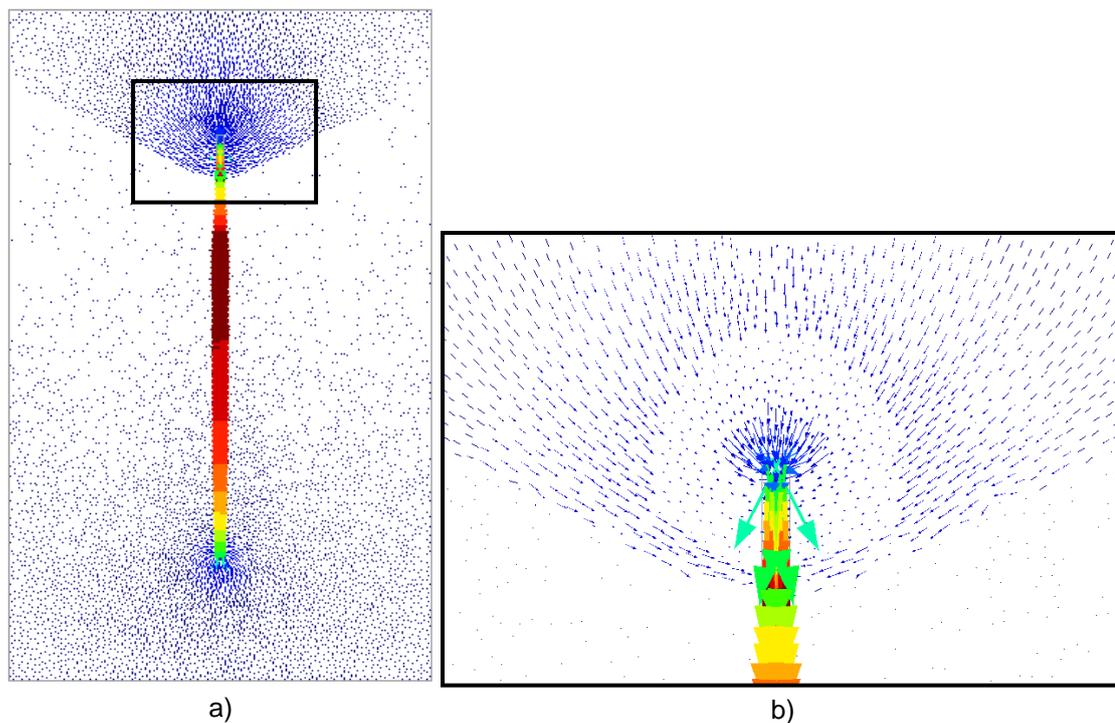
A figura 28 mostra as linhas de fluxo do modelo HOMO no final da simulação. Observa-se a tendência do fluido de seguir um caminho descendente, com maior intensidade na zona de transição entre os minerais dissolvidos e os minerais ainda não totalmente dissolvidos. Ao analisar a figura 29, que contém as linhas de fluxo do modelo FRAT ao término da simulação, nota-se o direcionamento do fluido para o topo (entrada) da fratura, com aumento da velocidade no seu interior.

Figura 28 – Linhas de fluxos após a simulação no modelo HOMO – a) Malha; b) Detalhe da malha.



Fonte: Autor (2021).

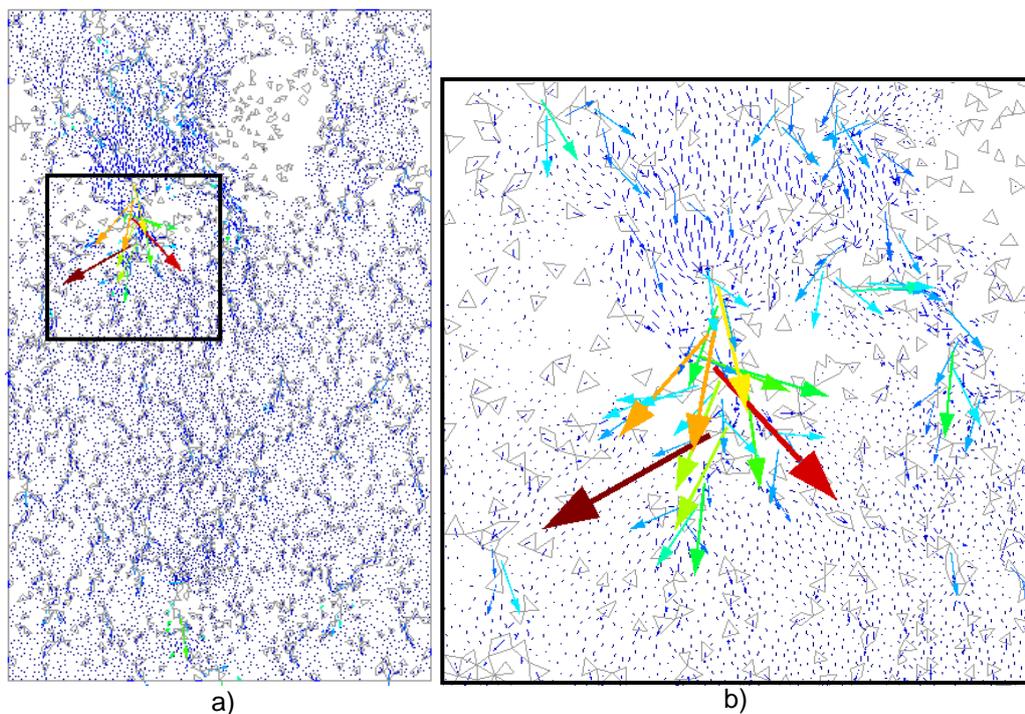
Figura 29 – Linhas de fluxos após a simulação no modelo FRAT – a) Malha; b) Detalhe da malha.



Fonte: Autor (2021).

As linhas de fluxo do modelo VUG1 no final da simulação, representadas na figura 30, mostram um escoamento com padrão difuso, sempre com tendência descendente, seguindo o fluxo gerado pelo gradiente de pressão. A presença de *vugs* tende a criar caminhos preferenciais para o fluxo no meio poroso. Com isso, algumas zonas mais distantes do local de injeção do fluido são dissolvidas mais rapidamente do que algumas zonas mais próximas.

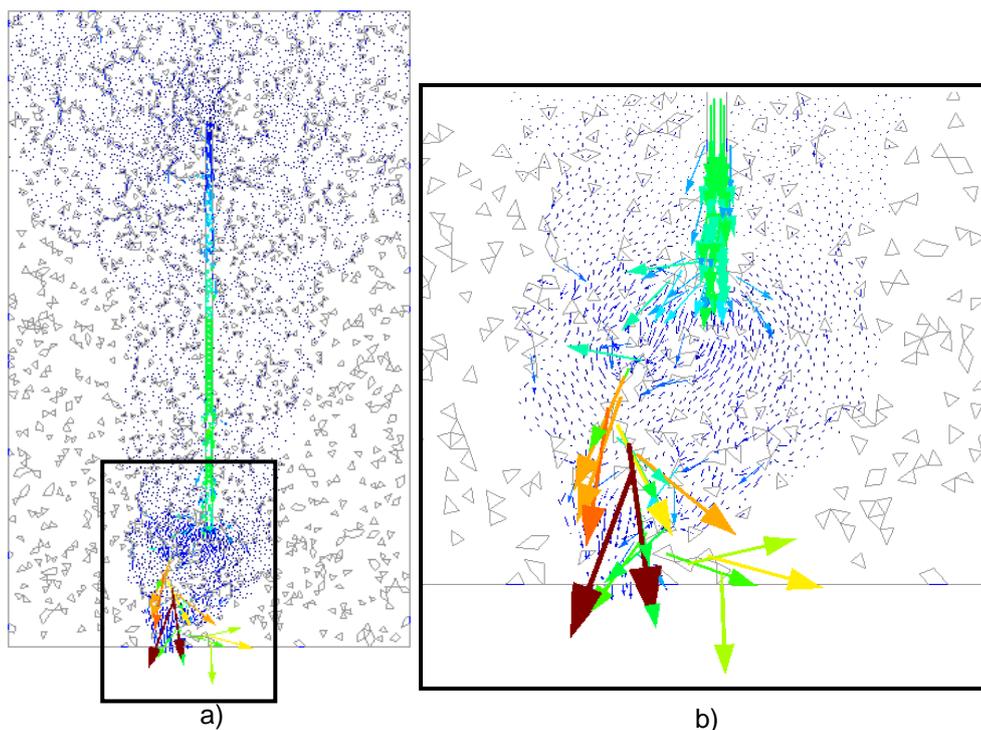
Figura 30 – Linhas de fluxo após a simulação no modelo VUG1 – a) Malha; b) Detalhe da malha.



Fonte: Autor (2021).

As linhas de fluxo para o modelo VUG2 após a simulação (figura 31) mostram, assim como no modelo anterior, uma tendência de movimentação do fluido seguindo os *vugs*, porém, nesse modelo, há uma forte convergência do fluido para o topo da fratura. Com isso, há mudança na zona de dissolução e aumento na velocidade da dissolução global da rocha.

Figura 31 – Linhas de fluxos após a simulação no modelo VUG2 – a) Malha; b) Detalhe da malha.



Fonte: Autor (2021).

### 5.1.3. Variação de porosidade e permeabilidade

A variação de porosidade pela dissolução dos minerais é aqui medida através da variável chamada *delta\_poro*. A porosidade final ( $\phi$ ) tem seu valor máximo de 0,6, considerando a dissolução total da gipsita. Desta forma, o meio poroso fica degradado pelo processo de dissolução apresentando alta porosidade. A porosidade final pode ser determinada conhecendo-se a porosidade inicial ( $\phi_i$ ) e a soma dos volumes dos minerais reativos no meio pelo número de vazios médio ( $M_r$ ).

O  $M_r$  pode ser calculado a partir da saturação de líquido ( $S_l = 1$ ), da densidade do fluido ( $\rho_l = 1002,6 \text{ kg/m}^3$ ), da concentração do mineral ( $c_i = 66,755 \text{ mol/kg}$ ) e do volume molar da gipsita ( $v_i = 74,69 \cdot 10^{-6}$ ), de acordo com a equação 11.

$$M_r = S_l * \rho_l * c_i * v_i \quad (11)$$

$$M_r = 1 * 1002,6 * 66,755 * 74,69 * 10^{-6} = 4,999$$

A porosidade final pode ser calculada a partir da equação 12:

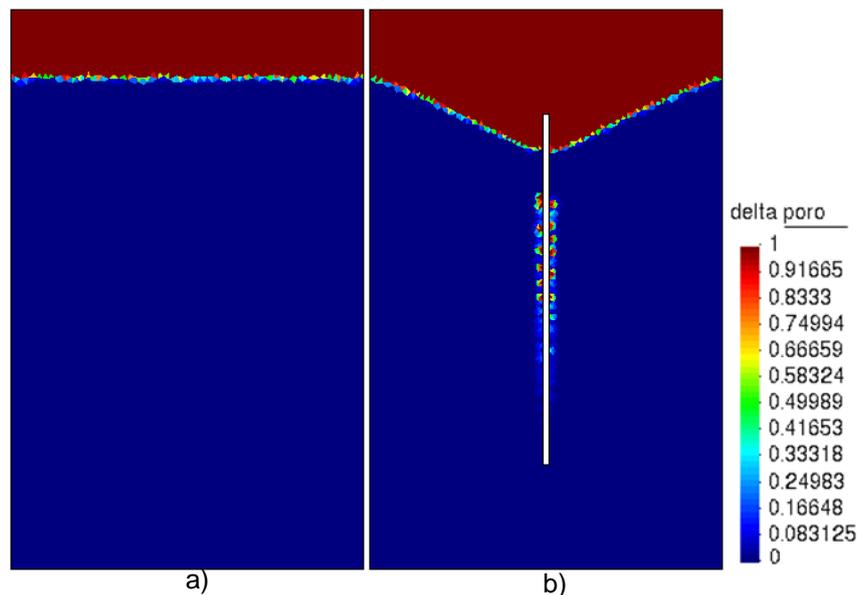
$$\phi = \phi_i * (M_r + 1) \quad (12)$$

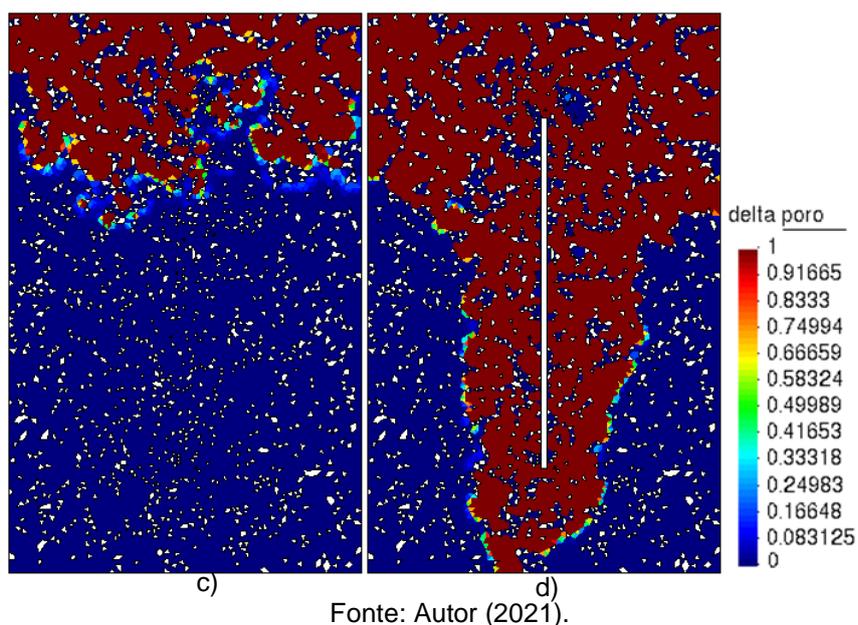
$$\phi = 0,1 * (4,999 + 1) = 0,5999 \approx 0,6$$

Conclui-se, então, que o valor de porosidade final encontrado após a dissolução total dos minerais de gipsita está em concordância com o calculado.

Na figura 32, observa-se a dissolução completa da gipsita, representada por  $\text{delta\_poro} = 1$ , nas regiões cuja concentração de gipsita atingiu o valor 0, como esperado. Ao comparar os modelos com *vugs* (VUG1 e VUG2) com os HOMO e FRAT, pode-se comprovar o direcionamento do fluxo seguindo os *vugs*, com isso, algumas zonas mais próximas do local de injeção do fluido têm dissoluções mais lentas do que outras mais distantes.

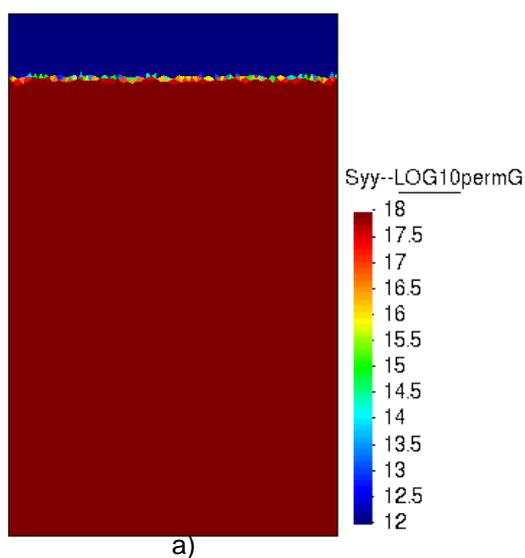
Figura 32 – Distribuição final de variação de porosidade pela dissolução dos minerais nos modelos a) HOMO; b) FRAT; c) VUG1; d) VUG2.

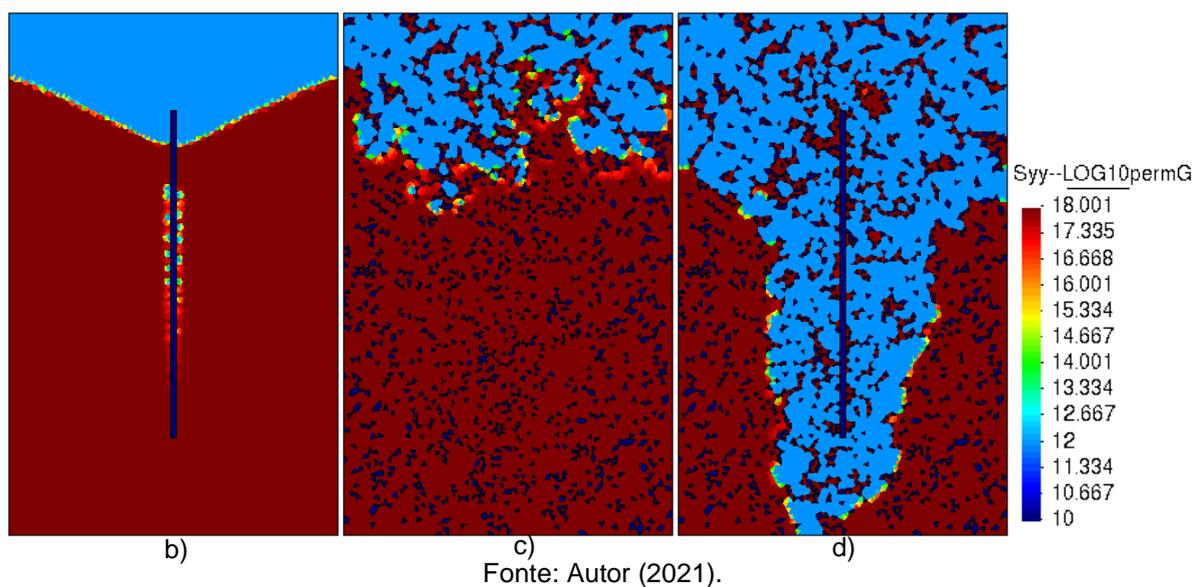




As permeabilidades iniciais, tanto horizontais e quanto verticais, para todos os modelos, eram de  $10^{-18}$  m<sup>2</sup> para as rochas e  $10^{-10}$  m<sup>2</sup> para os *vugs* e para as fraturas. A figura 33 mostra a distribuição das permeabilidades verticais para os quatro modelos após 85 horas de percolação do fluido.

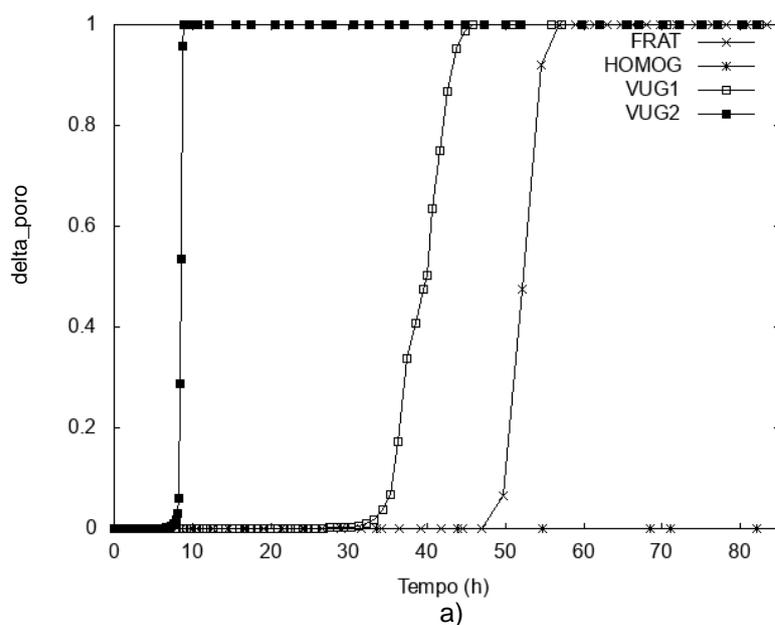
Figura 33 – Distribuição final da permeabilidade vertical – a) HOMO; b) FRAT; c) VUG1; d) VUG2.

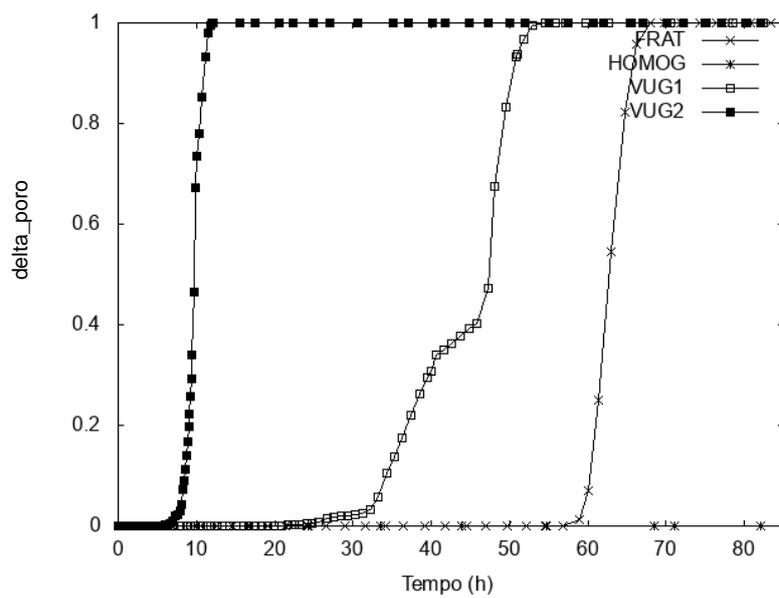




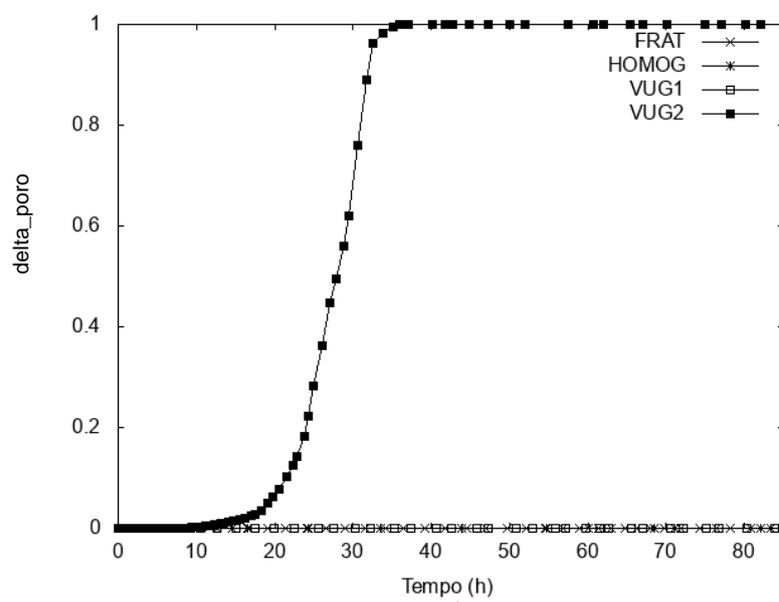
A figura 34 mostra as evoluções da variação de porosidade pela dissolução dos minerais ao longo do tempo para os três modelos, nos pontos A, B e C, respectivamente. Já a figura 35 mostra as curvas das evoluções de permeabilidade vertical ao longo do tempo.

Figura 34 – Evolução de variação de porosidade pela dissolução dos minerais para os quatro modelos nos pontos a) A; b) B; c) C.





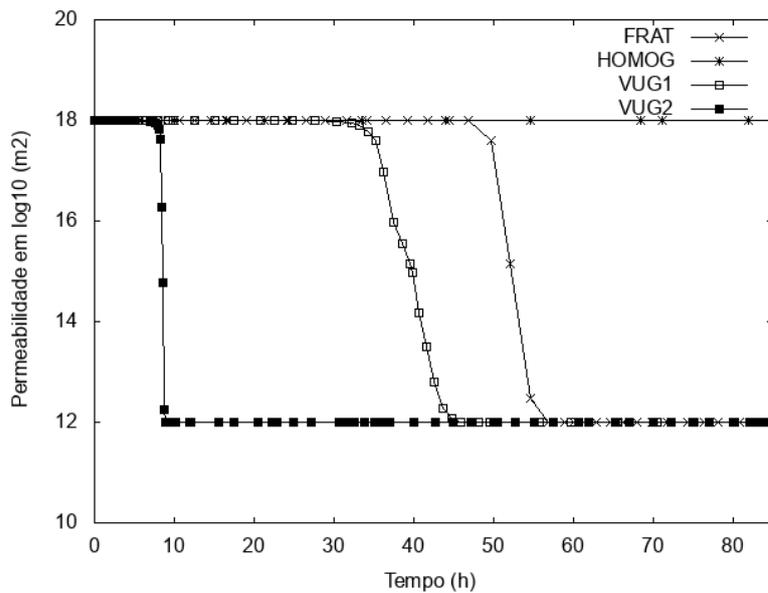
b)



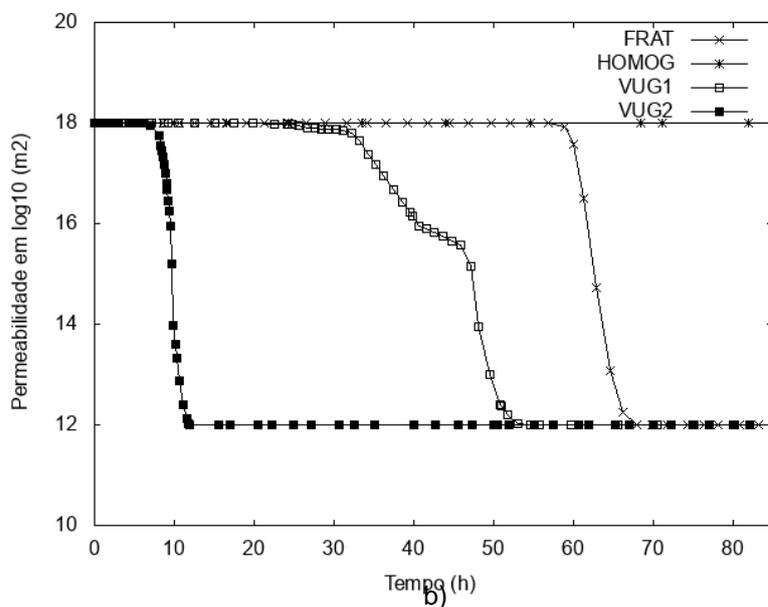
c)

Fonte: Autor (2021).

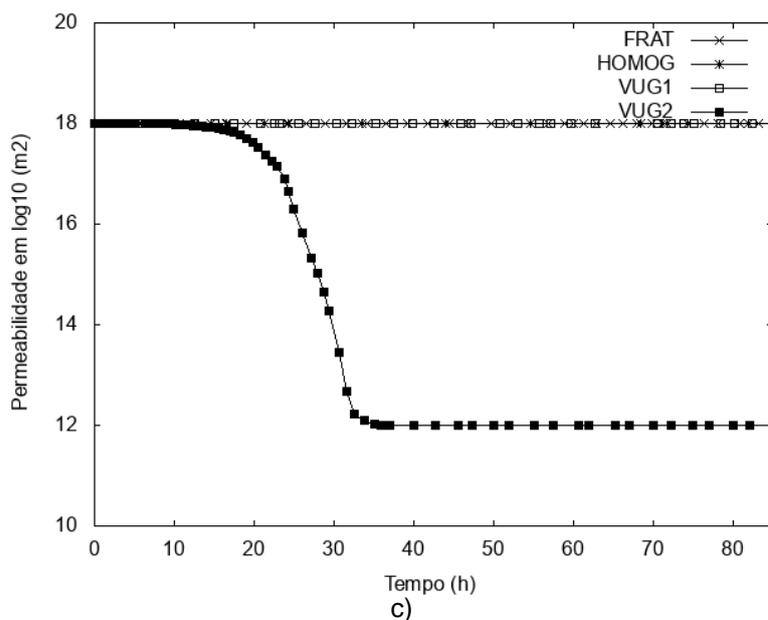
Figura 35 – Evolução de permeabilidade vertical para os modelos nos pontos a) A; b) B; c) C.



a)



b)



Fonte: Autor (2021).

Observa-se que, em todos os pontos, não ocorreram alterações de variação de porosidade pela dissolução dos minerais e permeabilidades no modelo HOMO. O comportamento oposto foi visto no modelo VUG2, em que o *delta\_poro* passou de 0 para 1 em todos os pontos e a porosidade atingiu o valor máximo de  $10^{-12}$  m<sup>2</sup>, mostrando a completa dissolução do mineral. Nos pontos A e B, os valores máximos de *delta\_poro* foram atingidos primeiro no modelo VUG2 e depois no VUG1 e no FRAT, assim como os valores máximos de permeabilidade. Apenas no modelo VUG2 ocorreram aumentos da variação de porosidade pela dissolução dos minerais e permeabilidades no ponto C. Foi observado o mesmo padrão do obtido pela análise da evolução da concentração de gipsita em todos os modelos nos três pontos.

## 5.2 ANÁLISE 2: INFLUÊNCIA DO TRANSPORTE REATIVO NA RUGOSIDADE DAS PAREDES DAS FRATURAS

Foram gerados quatro plugues visando analisar a influência da rugosidade das paredes das fraturas na dissolução de rocha com minerais de gipsita: L, R1, R2 e R3. Os resultados estão mostrados a seguir.

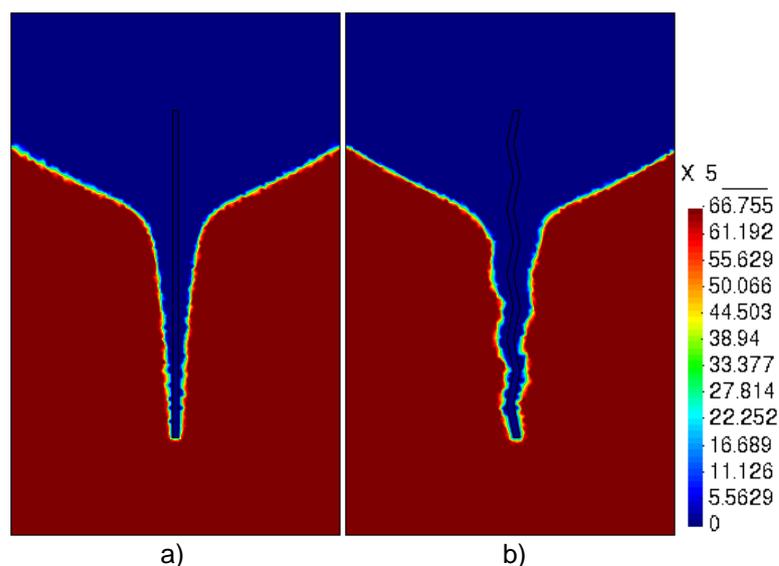
### 5.2.1 Evolução da concentração total de mineral solúvel

A figura 36 mostra a distribuição das concentrações nos quatro modelos simulados (L, R1, R2 e R3) após 240 horas de injeção. Nota-se que o processo de dissolução, em todos os modelos, se inicia no topo da rocha, onde há a injeção do fluido, e segue no sentido descendente convergindo para a entrada (topo) da fratura.

Há um predomínio de dissolução nas áreas superiores às fraturas e uma tendência de dissolução lateralmente às fraturas, com aumento de suas aberturas, sendo as dissoluções mais rápidas nos seus topos do que nas bases.

Observa-se ainda, pela análise das figuras 36 b), c) e d), uma tendência maior de dissolução em zonas de “vértices” do que no restante da fratura. O valor máximo de concentração da gipsita encontrado é de 66,755 mol/kgf, nas zonas não dissolvidas, e 0, nas zonas totalmente dissolvidas. As figuras 37 e 38 mostram seções AA' (linhas tracejadas), situadas a 4 cm do topo do plugue, onde foram realizadas análises do alargamento da fratura.

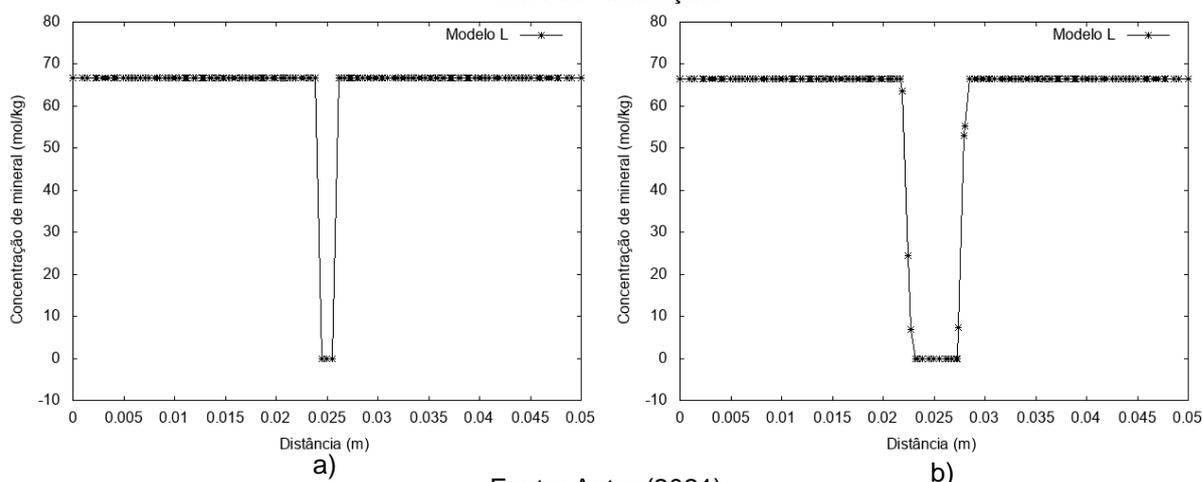
Figura 36 – Distribuição final da concentração do mineral gipsita nos modelos a) L; b) R1; c) R2; d) R3.





com o eixo horizontal. Como mostra a figura 36 a), há o aumento (alargamento) da abertura da fratura, ratificado pela análise das figuras 39 a) e b), com as distribuições da concentração no início e no final da simulação. Observa-se pelas figuras 39 a) e b) que o alargamento da fratura tende a ser constante para os lados.

Figura 39 – Distribuição da concentração de gipsita ao longo da linha AA' no modelo L – a) início; b) final da simulação.



Fonte: Autor (2021).

Também foram analisadas as evoluções das concentrações em pontos de interesse (A, B e C), indicados na figura 40. Os três pontos possuíam mesmas coordenadas no sentido x (horizontal), com pontos consecutivos distantes verticalmente 5 mm entre si. As coordenadas dos pontos analisados são:

- A (0,0265; 0,065) m
- B (0,0265; 0,060) m
- C (0,0265; 0,055) m

O gráfico apresentado na figura 41 expõe a variação da concentração da gipsita, nos pontos citados, ao longo do tempo. Conclui-se que o ponto A, mais próximo do topo, é o primeiro a ser totalmente dissolvido, em torno de 62 horas, devido ao sentido descendente do fluido e os pontos estarem horizontalmente na mesma coordenada. O ponto A é seguido pelo B (aproximadamente 91 horas). Por fim, a dissolução total no ponto C (aproximadamente 137 horas) acontece.

Figura 40 – Pontos selecionados para análise da evolução da concentração de mineral gipsita no modelo L – a) Início; b) final da simulação.

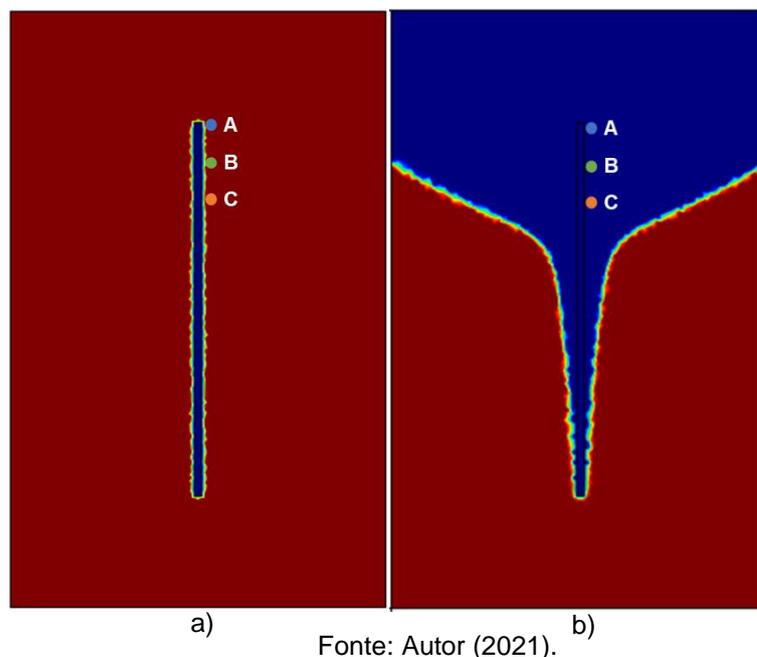
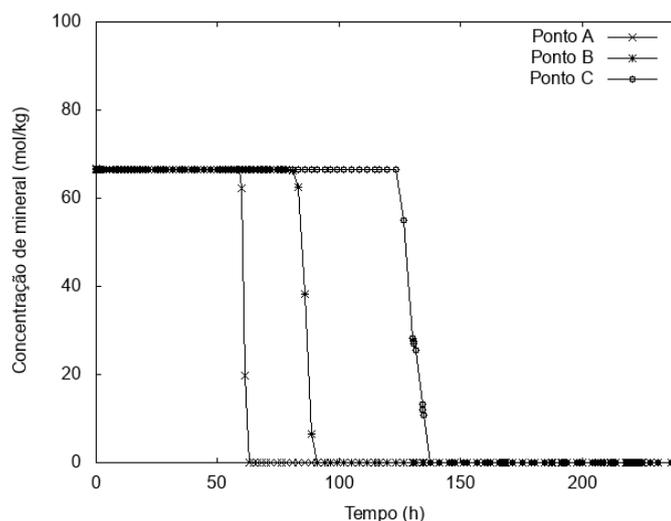


Figura 41 – Evolução da concentração de gipsita nos pontos A, B e C no modelo L.

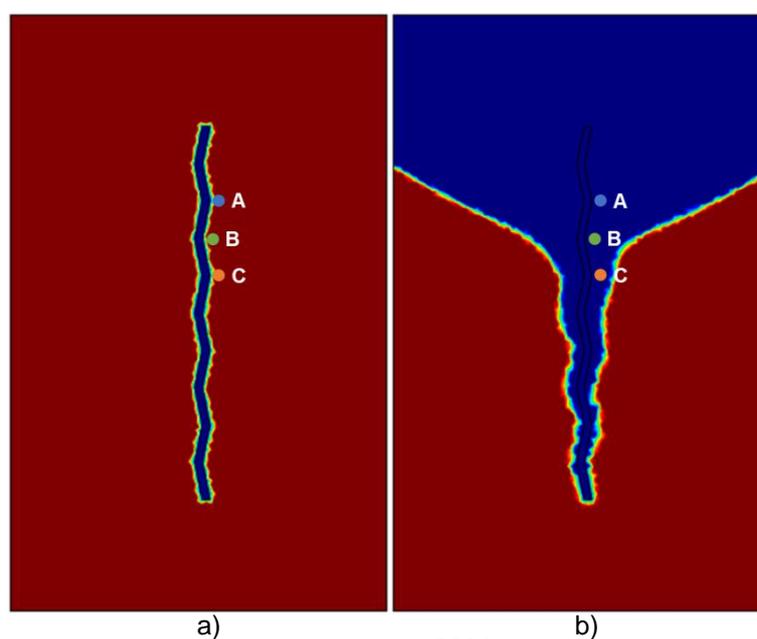


Para estudo da concentração da gipsita no modelo R1 (menor ângulo entre a parede da fratura e o eixo das abcissas de  $78,7^\circ$ ), foram selecionados também três pontos (A, B e C), dois deles (A e C) horizontalmente distantes 1 mm dos vértices da fratura e o terceiro ponto (B), com distância de 1 mm da parede da fratura, estando entre os pontos A e C. A distância vertical entre A e B era de 5 mm, bem como entre os pontos B e C. As coordenadas dos pontos da figura 42 são:

- A (0,0275; 0,055) m

- B (0,0265; 0,050) m
- C (0,0275; 0,045) m

Figura 42 – Pontos selecionados para análise da evolução da concentração de mineral gipsita no modelo R1 – a) Início; b) final da simulação.

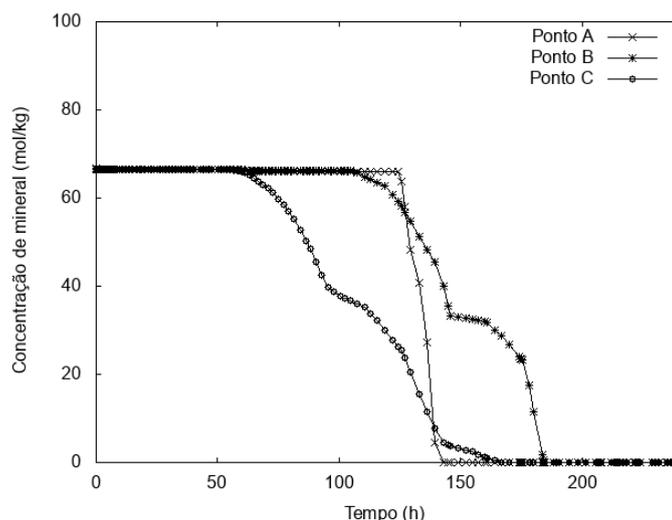


Fonte: Autor (2021).

Diferentemente do modelo L, ao analisar a figura 43, com a evolução da concentração de gipsita pelo tempo de simulação, observa-se que a dissolução nos pontos A e C aconteceram mais rapidamente do que no ponto B. Esse resultado mostra que há uma maior tendência de dissolução nas zonas próximas aos vértices das fraturas. A forma do alargamento da abertura da fratura aparenta ser perpendicular às paredes, com a mesma intensidade para ambos os lados da fratura, assim como no modelo L, ratificado pelas figuras 44 a) e b), que mostram a distribuição da concentração de gipsita na seção AA' no início e no fim da simulação.

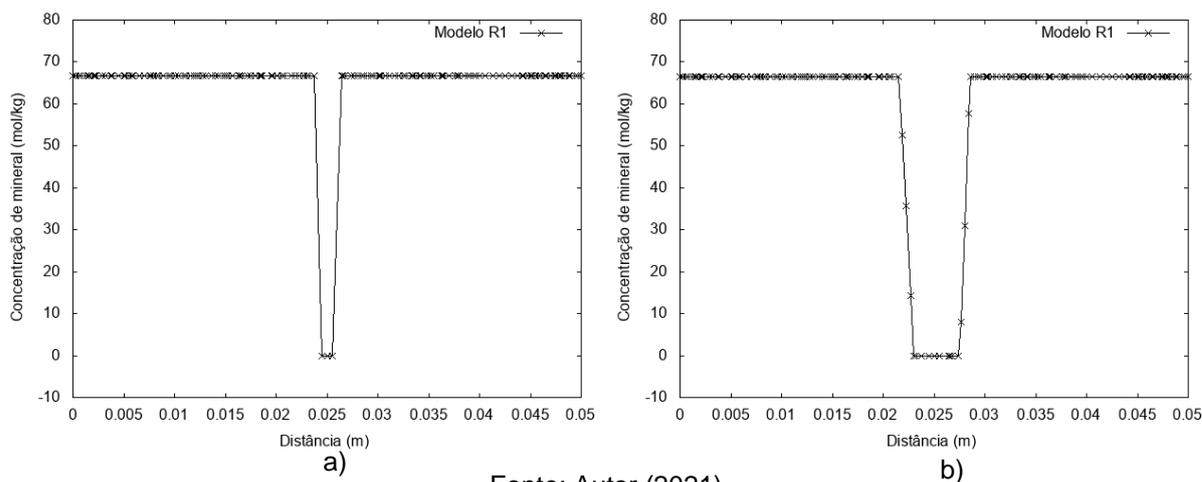
Os tempos aproximados registrados para a dissolução total da gipsita nos pontos A, B e C foram 143 horas, 188 horas e 166 horas, respectivamente.

Figura 43 – Evolução da concentração de gipsita nos pontos A, B e C no modelo R1.



Fonte: Autor (2021).

Figura 44 – Distribuição da concentração de gipsita ao longo da linha AA' no modelo R1 – a) início; b) final da simulação.



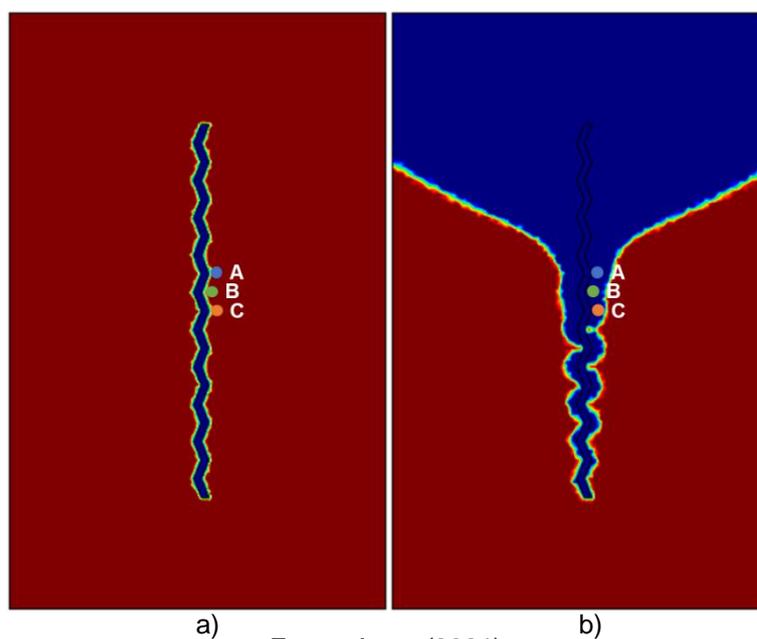
Fonte: Autor (2021).

No modelo R2 (menor ângulo entre a parede da fratura e o eixo horizontal de  $68,2^\circ$ ), assim como no modelo R1, foram escolhidos três pontos (A, B e C) para avaliação da evolução da concentração com o tempo, dois deles (A e C) distantes horizontalmente 1 mm dos vértices da fratura e o um (B), também com 1 mm de distância da parede da fratura, entre os pontos A e C. Os pontos A e B estavam distantes 2,5 mm, verticalmente, assim como os pontos B e C. As coordenadas dos pontos, ilustrados na figura 45, são:

- A (0,0275; 0,045) m

- B (0,0265; 0,0425) m
- C (0,0275; 0,040) m

Figura 45 – Pontos selecionados para análise da evolução da concentração de mineral gipsita no modelo R2 – a) Início; b) final da simulação.

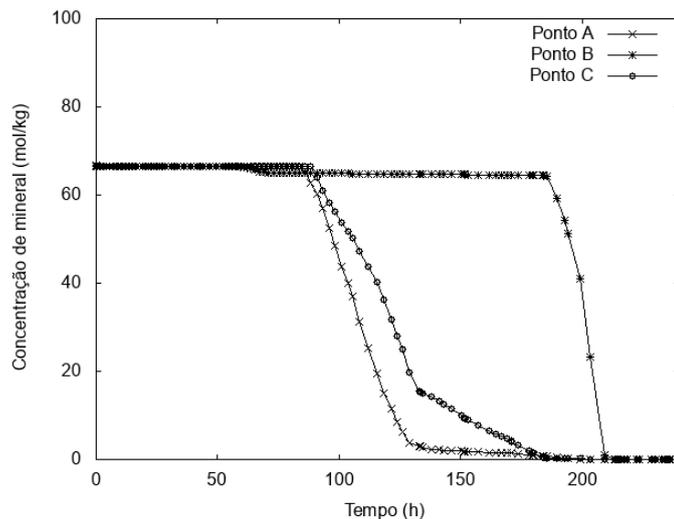


Fonte: Autor (2021).

O comportamento observado no modelo R1, no que diz respeito à maior velocidade de dissolução nos pontos dos vértices, foi também observado no modelo R2, como mostra o gráfico apresentado na figura 46 – evolução da concentração de gipsita com o tempo de simulação.

As dissoluções totais da gipsita nos pontos A e C aconteceram de forma mais rápida do que no ponto B (200, 210 e 213 horas, respectivamente), ratificando a tendência de dissolução mais veloz nos vértices das fraturas. Diferentemente dos modelos L e R1, o alargamento da fratura parece seguir um comportamento díspar, ao formar zonas de dissolução mais concentradas nas adjacências dos vértices.

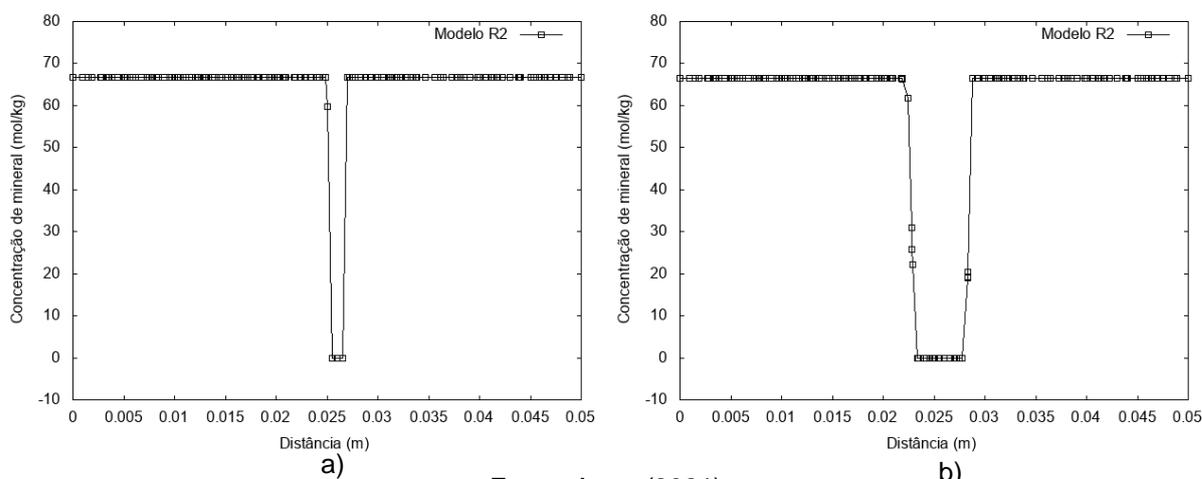
Figura 46 – Evolução da concentração de gipsita nos pontos A, B e C no modelo R2.



Fonte: Autor (2021).

A distribuição da concentração da gipsita ao longo da seção AA' no início e no fim da simulação (figura 47), mostra uma tendência de alargamento da fratura onde a espessura inicial, indicada pela linha de valores nulos de concentração de mineral reativo, apresenta um aumento conforme observado na figura 47 b).

Figura 47 – Distribuição da concentração de gipsita ao longo da linha AA' no modelo R2 – a) início; b) final da simulação.



Fonte: Autor (2021).

No último modelo analisado, R3 (cujo menor ângulo formado entre a parede a fratura e o eixo das abscissas foi de apenas  $39,8^\circ$ , sendo o menor dentre todos os modelos), os três pontos escolhidos, ilustrados na figura 48, para análise de variação de concentração com o tempo (A, B e C), assim como nos modelos R1 e

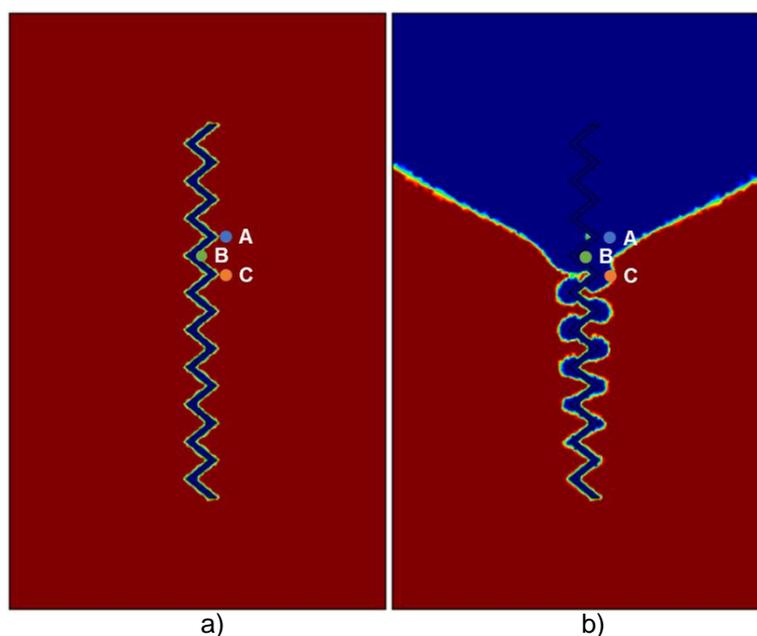
R2, estavam distantes 1 mm da parede da fratura. A distância vertical entre pontos consecutivos foi de 2,5 mm. As coordenadas dos pontos são:

- A (0,0285; 0,050) m
- B (0,0255; 0,0475) m
- C (0,0285; 0,045) m

Ratificando, mais uma vez, a tendência de aumento da dissolução da gipsita nos vértices da fratura, a figura 49 mostra que as dissoluções nos pontos A e C aconteceram antes da dissolução no ponto B, localizado entre os pontos A e C (em torno de 177 horas para os pontos A e C e 233 horas para o B).

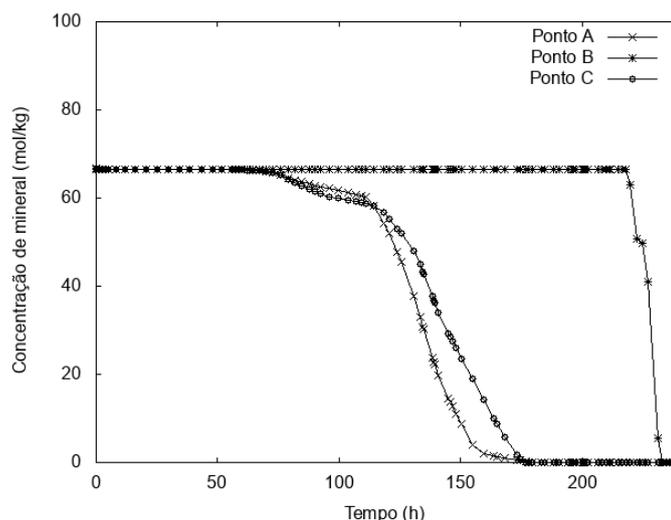
Nesse caso, observa-se ainda mais claramente a tendência da formação de zonas de dissolução nas adjacências dos vértices das fraturas, confirmadas pelos gráficos da figura 50, onde se nota, assim como no modelo R2, a formação da zona de dissolução do vértice da fratura e um avanço da frente de dissolução na direção da parede da fratura para a rocha. Pode ser observada ainda mais claramente, na figura 50, a abertura da fratura maior no sentido da lateral da fratura para a direita.

Figura 48 – Pontos selecionados para análise da evolução da concentração de mineral gipsita no modelo R3 – a) Início; b) final da simulação.



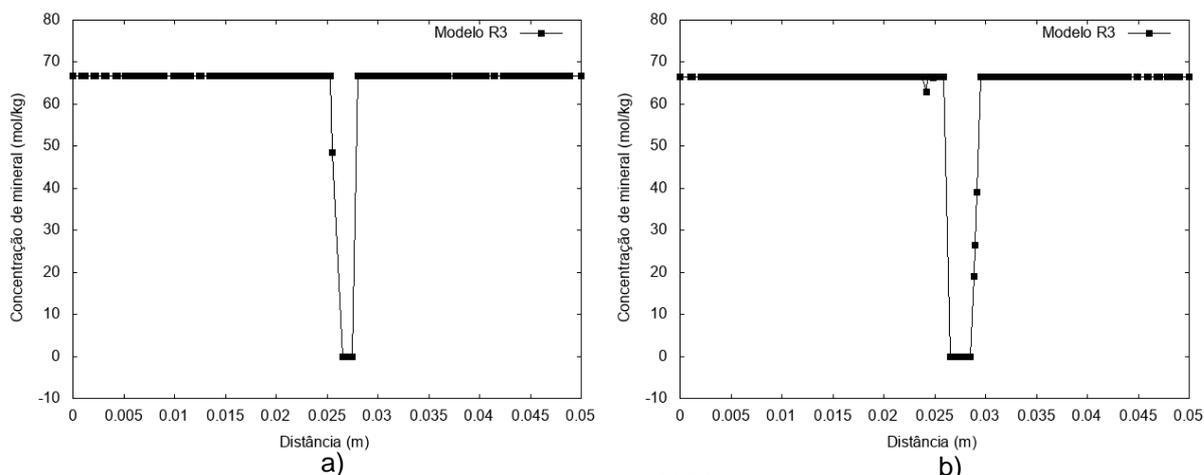
Fonte: Autor (2021).

Figura 49 – Evolução da concentração de gipsita nos pontos A, B e C no modelo R3.



Fonte: Autor (2021).

Figura 50 – Distribuição da concentração de gipsita ao longo da linha AA' no modelo R3 – a) início; b) final da simulação.



Fonte: Autor (2021).

### 5.2.2 Evolução da concentração de cálcio aquoso (Ua2)

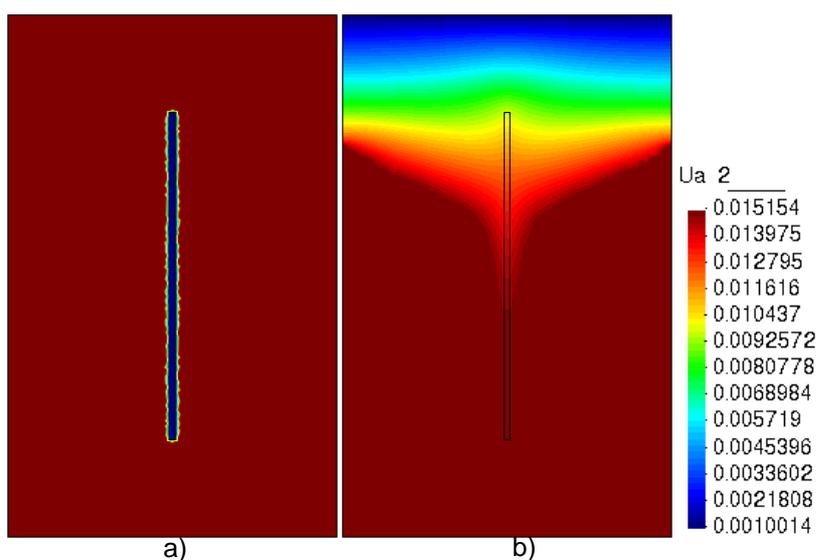
Melo (2012) comenta que, antes da injeção do fluido no plugue simulado, o cálcio presente no meio está em equilíbrio com o mineral gipsita. A partir da injeção do fluido, acontecem os processos dissolutivos e a tendência é que a concentração do cálcio na amostra seja a mesma da solução injetada.

As figuras 51 a 54 confirmam essa informação, ao mostrar que inicialmente (a) a concentração de cálcio é constante ao longo da rocha (equilíbrio químico), sendo nula no interior da fratura, que não possui minerais de gipsita. Após a

percolação, observa-se uma nova configuração da distribuição concentração de cálcio aquoso, indicando tendência de movimentação vertical para baixo, convergindo para a fratura.

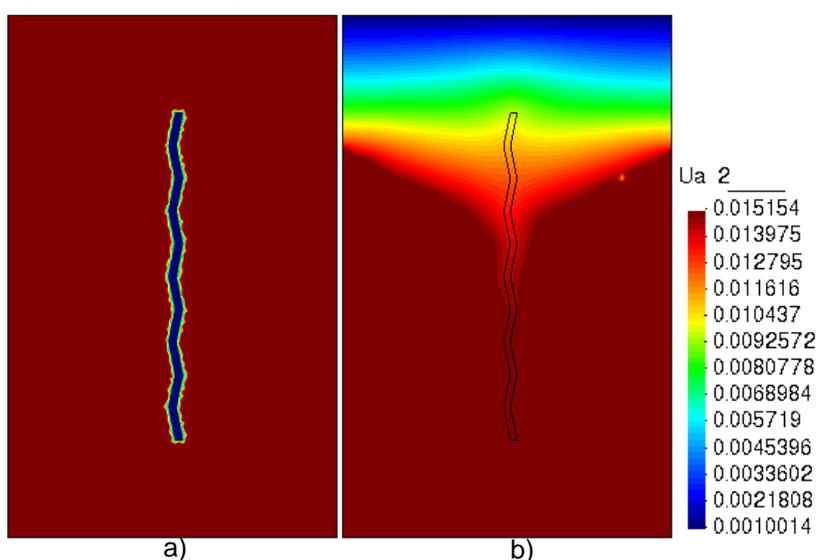
Nas regiões próximas da linha de injeção do fluido, a concentração é mais próxima do valor da concentração de cálcio no fluido, e, a medida de se afasta, a tendência é que a concentração fique mais próxima dos valores de equilíbrio, justamente porque os minerais ainda não foram totalmente dissolvidos ou o processo de dissolução ainda não se iniciou.

Figura 51 – Distribuição da concentração de cálcio aquoso (modelo L) – a) Início; b) fim da simulação.



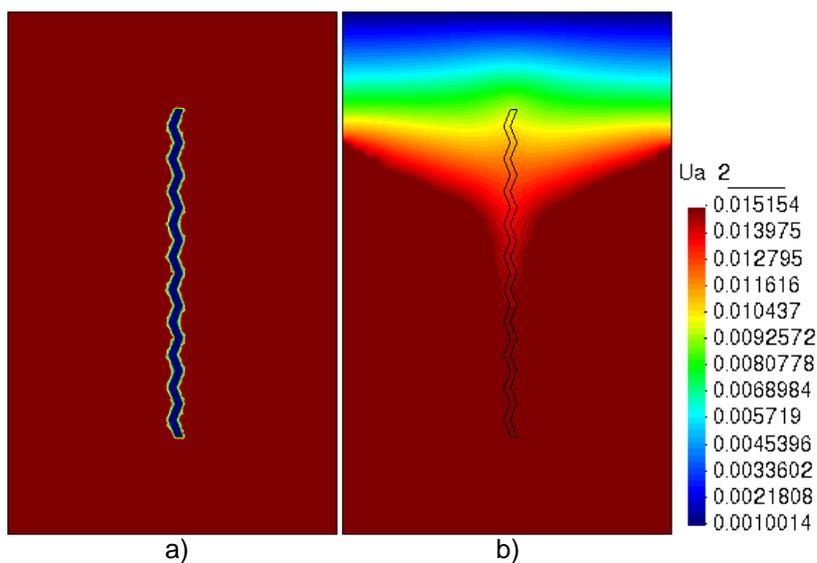
Fonte: Autor (2021).

Figura 52 – Evolução da concentração de cálcio aquoso (modelo R1) – a) Início; b) fim da simulação.



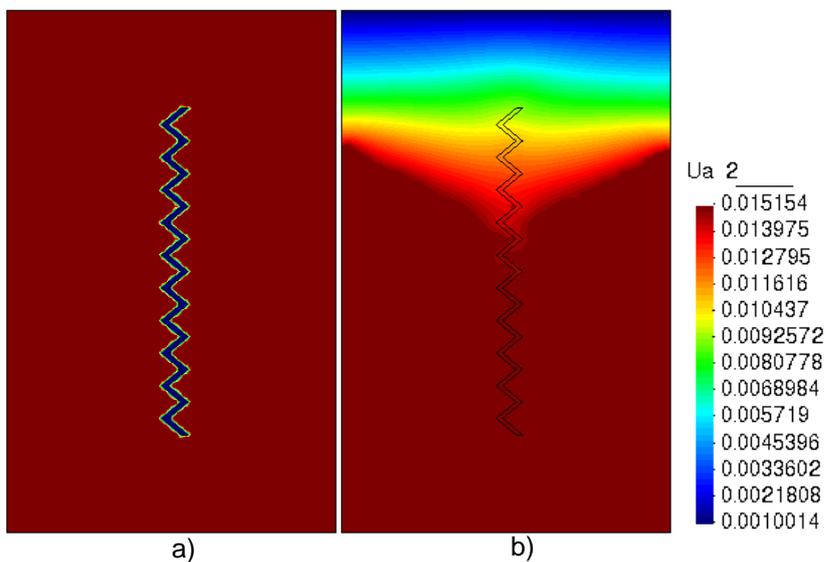
Fonte: Autor (2021).

Figura 53 – Evolução da concentração de cálcio aquoso (modelo R2) – a) Início; b) fim da simulação.



Fonte: Autor (2021).

Figura 54 – Evolução da concentração de cálcio aquoso (modelo R3) – a) Início; b) fim da simulação.

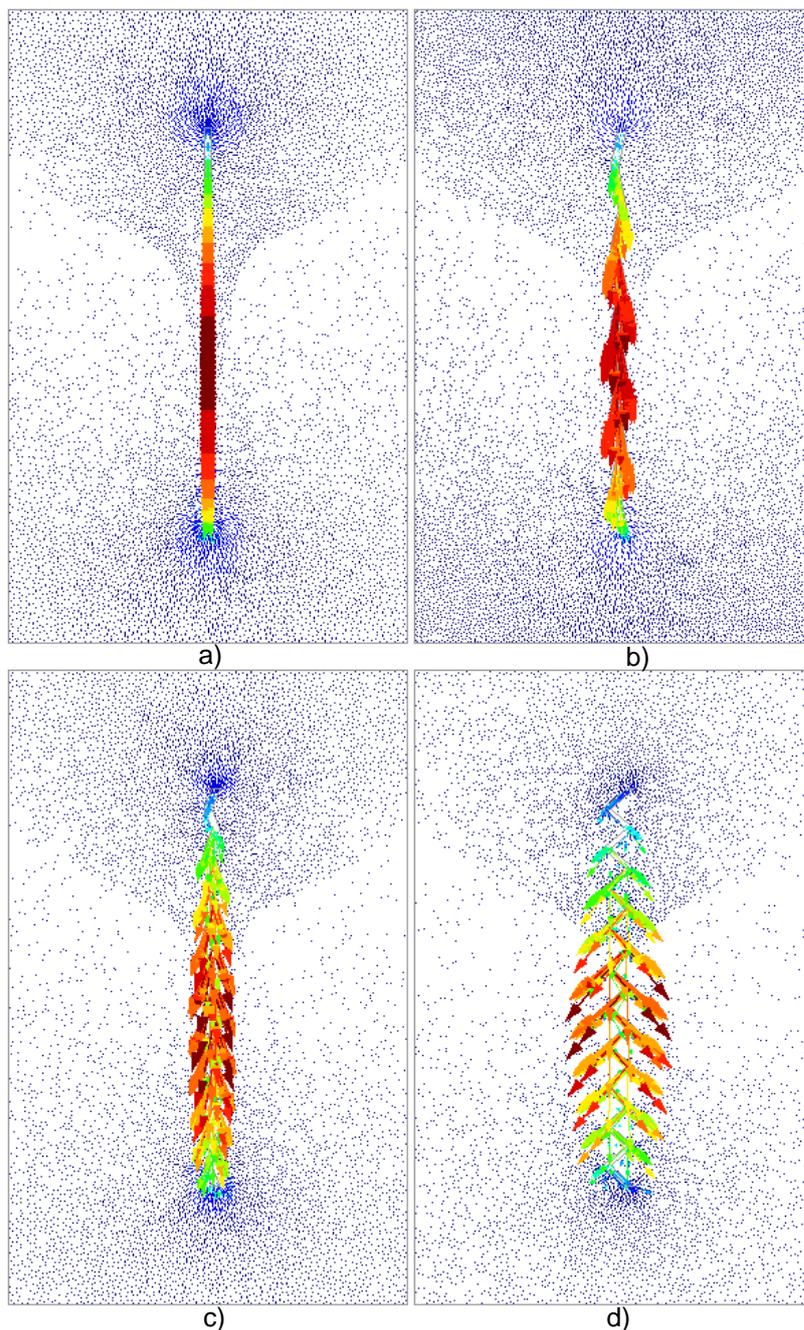


Fonte: Autor (2021).

### 5.2.3 Linhas de Fluxo

A visualização das linhas de fluxo da figura 55 auxiliam o entendimento da movimentação do fluido no interior do meio poroso para cada um dos modelos analisados (L, R1, R2 e R3, respectivamente), após 240 horas de percolação.

Figura 55 – Linhas de fluxos após 240 horas de percolação nos modelos – a) L; b) R1; c) R2; d) R3.



Fonte: Autor (2021).

Confirma-se a tendência de movimentação descendente e de convergência do fluxo, a partir do topo da tocha, para as fraturas, em todos os casos. No modelo L, a fratura cria um caminho preferencial para o fluxo, com dissolução dos minerais adjacentes à fratura antes dos minerais próximos à sua base. Com o passar do tempo de simulação e aplicação contínua de fluido, o fluido que atinge a base da fratura fica cada vez menos saturado, aumentando o fluxo e a dissolução.

Nos modelos R2 e R3, assim como no modelo L, a tendência de convergência do fluxo para o topo da fratura também é observada. Entretanto, neles, os pontos angulosos das fraturas (vértices) tendem a direcionar intensamente o fluido para fora da fratura, formando as zonas de dissolução nas áreas adjacentes aos vértices.

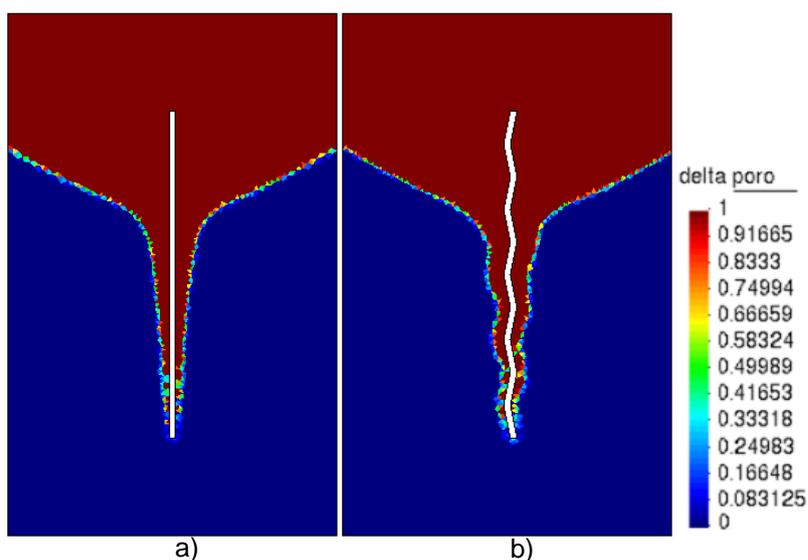
#### 5.2.4 Variação de porosidade

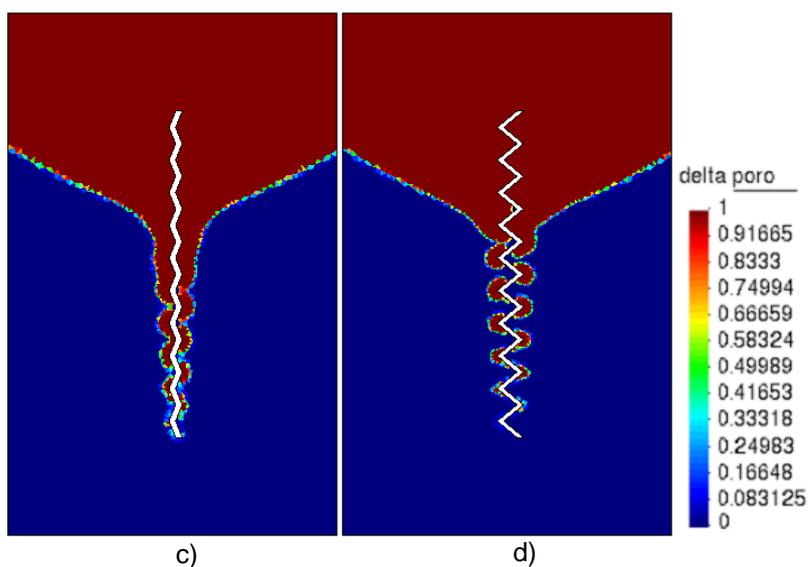
A porosidade inicial da rocha foi definida em 0,1. Após a dissolução dos minerais de gipsita, houve um aumento de porosidade, atingindo o valor final de 0,6 em todos os modelos simulados.

A figura 56 mostra os valores do *delta\_poro* ao longo da rocha nas quatro simulações. O *delta\_poro* se refere a variação de porosidade em relação à porosidade inicial. O valor de 1 significa que todo o mineral de gipsita foi dissolvido, enquanto 0 significa que ainda não houve dissolução alguma dos minerais. Valores intermediários indicam dissoluções parciais da gipsita.

Por análise comparativa das figuras 36 a), b), c) e d) (evoluções das concentrações de gipsita) com a 56, observa-se que as zonas com concentração máxima possuem *delta\_poro* igual a zero, enquanto zonas dissolvidas, ou seja, com concentração nula de gipsita, possuem *delta\_poro* no seu valor máximo, isto é, um.

Figura 56 – Distribuição de *delta\_poro* após 240 horas nos modelos – a) L; b) R1; c) R2; d) R3.

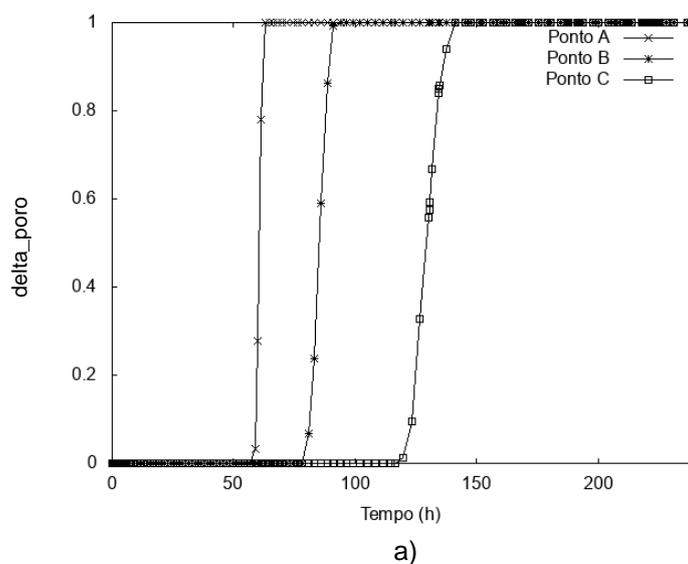


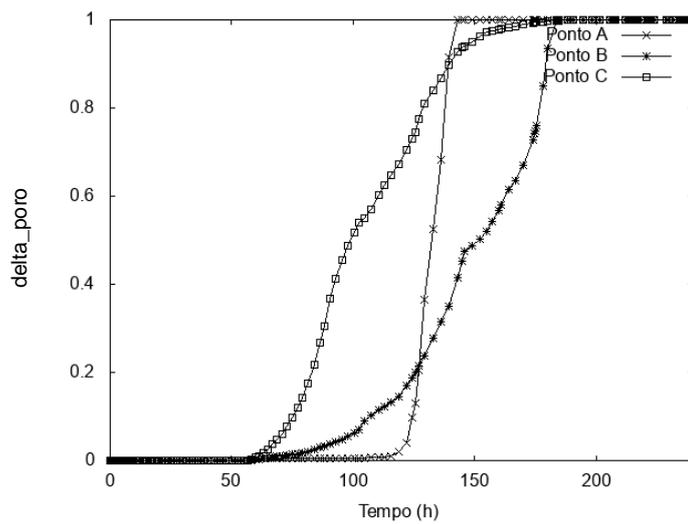


Fonte: Autor (2021).

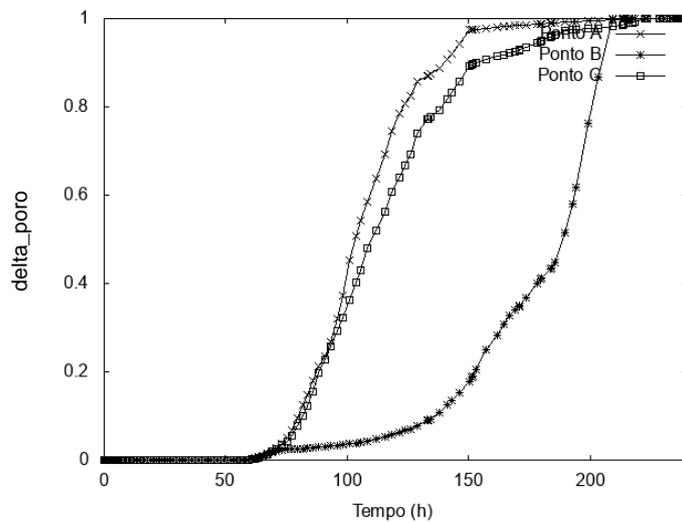
Na figura 57 a), observa-se que o valor máximo do  $\delta_{\text{poro}}$  foi atingido primeiro no ponto A, seguido do ponto B, concluindo com o ponto C, no modelo L. Diferentemente do modelo L, nos modelos R1, R2 e R3 (figuras 57 b), c) e d), respectivamente), o  $\delta_{\text{poro}} = 1$  aconteceu antes nos pontos C do que nos B.

Figura 57 – Evolução do  $\delta_{\text{poro}}$  nos pontos A, B e C nos modelos a) L; b) R1; c) R2; d) R3.

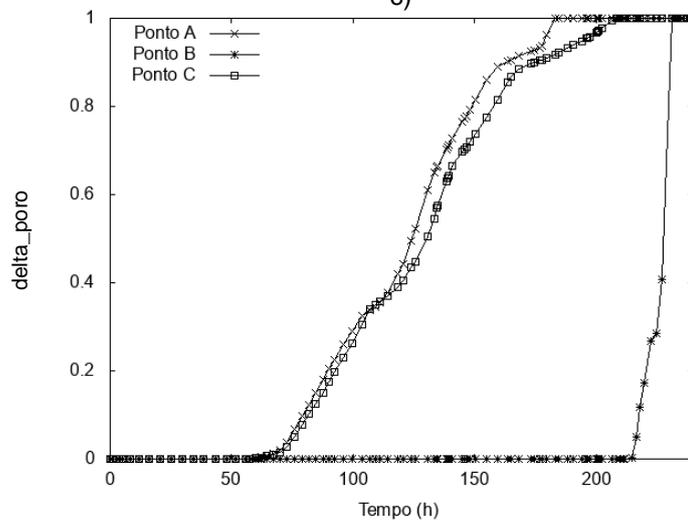




b)



c)



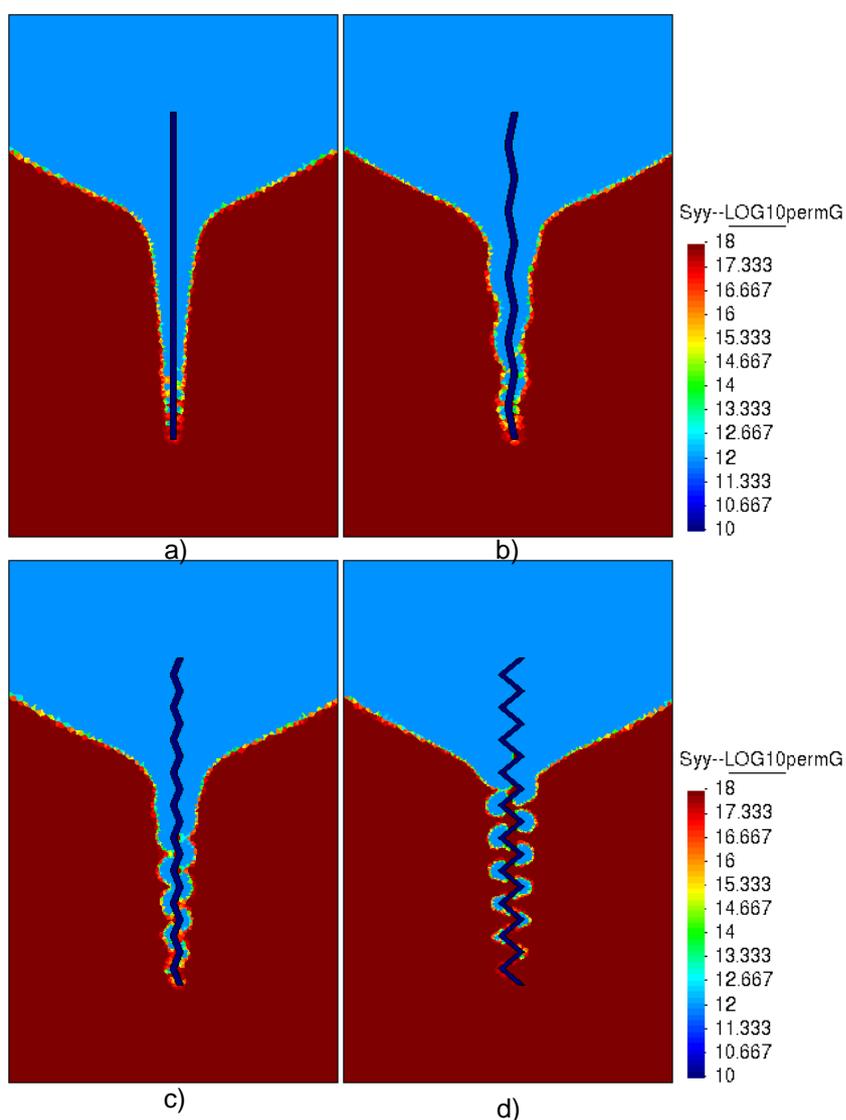
d)

Fonte: Autor (2021).

### 5.2.5 Variação de permeabilidade

Os quatro modelos simulados possuíam permeabilidades horizontais e verticais iniciais de  $1 \times 10^{-18} \text{ m}^2$  para as rochas e  $1 \times 10^{-10} \text{ m}^2$  para as fraturas. Após 240 horas de percolação do fluido, foram observados os resultados mostrados na figura 58, com valores de permeabilidade verticais expressos em termos de  $\log_{10}$ . Após a dissolução total dos minerais de gipsita, as permeabilidade finais das zonas de dissolução criadas aumentaram para  $1 \times 10^{-12} \text{ m}^2$ . O mesmo comportamento foi observado em termos de permeabilidade horizontal dado que se assumiu um tensor isotrópico.

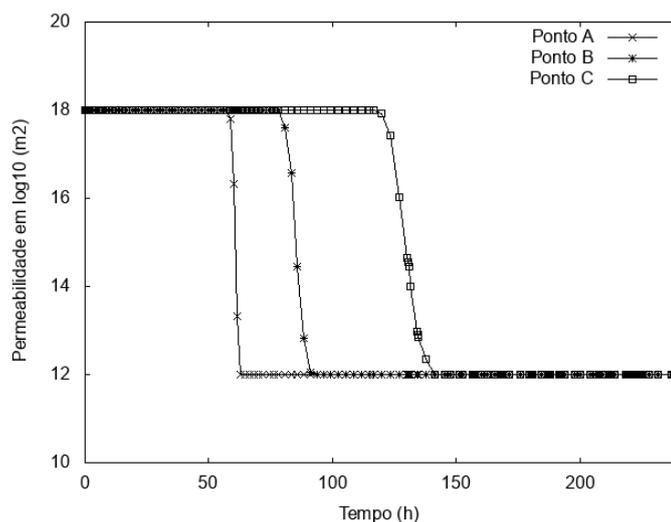
Figura 58 – Distribuição final da permeabilidade vertical nos modelos – a) L; b) R1; c) R2; d) R3.



Fonte: Autor (2021).

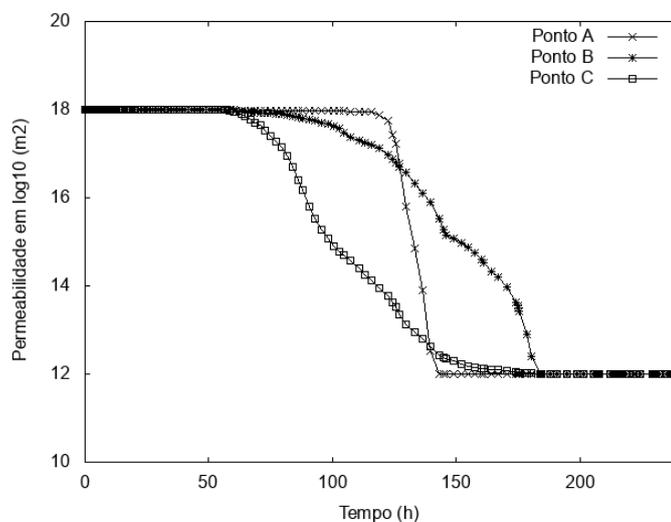
As análises das permeabilidades verticais das figuras 59 a 62, mostram o mesmo comportamento para os modelos L, R1, R2 e R3 observados na análise das variações de porosidade (*delta\_poro*): no modelo L, os valores máximos foram obtidos primeiramente no ponto A, seguido do ponto B, concluindo com o ponto C; nos modelos R1, R2 e R3, o *delta\_poro* = 1 ocorreu por último no ponto B.

Figura 59 – Evolução da permeabilidade vertical nos pontos A, B e C no modelo L.



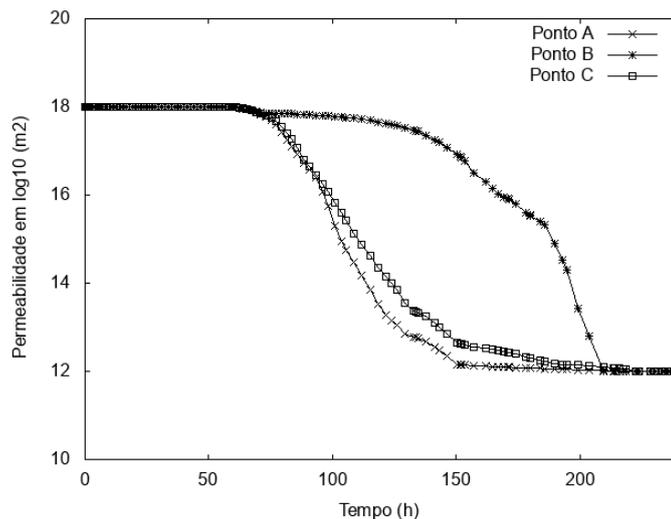
Fonte: Autor (2021).

Figura 60 – Evolução da permeabilidade vertical nos pontos A, B e C no modelo R1.



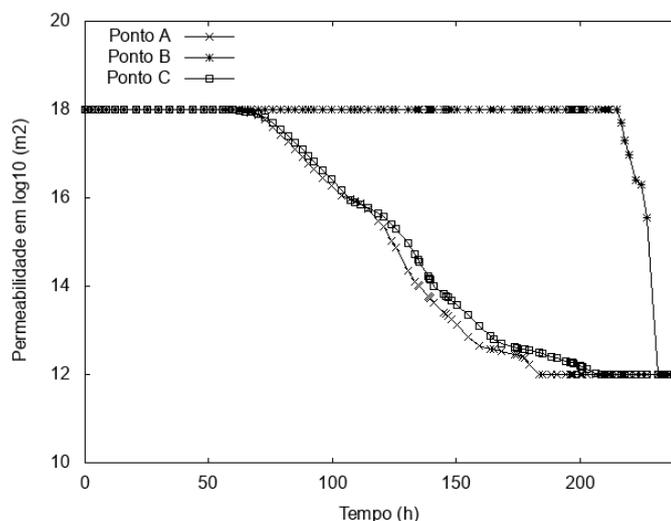
Fonte: Autor (2021).

Figura 61 – Evolução da permeabilidade vertical nos pontos A, B e C no modelo R2.



Fonte: Autor (2021).

Figura 62 – Evolução da permeabilidade vertical nos pontos A, B e C no modelo R3.



Fonte: Autor (2021).

Bernandes (2018) comenta, ao realizar simulações de dissolução de gipsita fraturada, que a carstificação se torna cada vez mais lenta à medida em que a fonte de fluxo se encontra distante, uma vez que o fluido que flui nestas regiões se torna cada vez mais saturado, ou seja, a concentração de minerais de gipsita no fluido aumenta à montante. Informação ratificada com as análises realizadas nesse trabalho. Com isso, conclui-se que a presença de uma rede de fluxo é de extrema importância para o processo dissolutivo, amplificado pela presença de fraturas.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente capítulo encerra o trabalho, ao expor as principais conclusões obtidas pelo estudo apresentado, além de sugerir pesquisas para trabalhos futuros.

### 6.1 CONCLUSÕES

Sabe-se que a interação de fluidos com minerais reativos presentes em um maciço rochoso, como carbonato (calcita e dolomita) ou evaporito (gipsita e halita), pode desencadear processos físico-químicos, como a dissolução de minerais que compõem a estrutura da rocha. Temperatura e pressão, associados com propriedades das rochas como porosidade, permeabilidade e a presença de fraturas, podem atuar como catalizadores de processos de dissolução, criando *vugs*, ou cavidades.

Após as simulações da análise 1, foi observada a dissolução da gipsita em certas zonas, após 85 e 240 horas de simulação, nas análises 1 e 2, respectivamente, ao verificar que as concentrações do mineral, inicialmente 66,755 mol/kg, atingiram o valor 0, além de terem ocorridos aumentos de porosidade, de 0,1 para 0,6, e de permeabilidades, de  $1 \times 10^{-18} \text{ m}^2$  para  $1 \times 10^{-12} \text{ m}^2$ . A variação de porosidade pela dissolução dos minerais atingiu seu valor máximo nos locais de dissolução completa.

Pode-se inferir que a presença dos *vugs* modificou a percolação do fluido no interior do maciço e aumentou a dissolução dos minerais, ao observar que as áreas dissolvidas dos modelos com *vugs* eram superiores às áreas dos modelos sem eles. Também pôde ser ratificado o impacto da fratura na dissolução, com os modelos fraturados apresentando as maiores áreas dissolvidas. A área dissolvida do plugue com fratura e *vugs* (VUG2) é consideravelmente superior à área do modelo homogêneo. Conclui-se que a suposição da fratura, associada aos *vugs*, direcionando o fluxo e aumentando a dissolução da rocha, parece ser adequada.

Ao analisar as zonas dissolvidas criadas nos quatro modelos da análise 1, observou-se uma tendência do fluido de se movimentar seguindo trajetórias que conectavam *vugs*. Nos modelos fraturados, o fluxo convergiu intensamente para o

topo fratura, criando zonas dissolvidas nas suas proximidades, com aumentos das aberturas das fraturas, ratificado pelas figuras das seções transversais.

O sentido do fluxo, seguindo os vugs, criou algumas zonas que foram dissolvidas mais rapidamente do que outras. Determinados pontos mais distantes do local de aplicação do fluido foram dissolvidos mais rapidamente do que outros mais próximos.

Pode-se concluir, então, que a presença de um fluido circulante no meio poroso, em contato com os minerais reativos da rocha, resulta no processo de dissolução do mineral. Os *vugs* e as fraturas promovem uma aceleração do processo de dissolução em rochas com minerais reativos, e as fraturas tendem a direcionar o fluxo e aumentar a velocidade da dissolução, e, com isso, criar zonas de dissolução em seus arredores, com alargamento da fratura e formação de feições cársticas.

Pela análise 2 (influência do transporte reativo sobre a rugosidade das paredes das fraturas), após 240 horas de injeção, também foi observada a dissolução da gipsita em diversas áreas pelas diminuições das concentrações dos minerais. Como consequência, houve aumento de porosidades e permeabilidades. Inicialmente foram criadas zonas de dissolução próximas à área de injeção do fluido, com convergência para o topo das fraturas.

No modelo L, foi observado que após a dissolução atingir o topo da fratura, ela tende a acontecer lateralmente a fratura, ampliando sua abertura, mais rapidamente na porção superior dela do que na inferior. Nos modelos com inclinações nas paredes, representando novas rugosidades (R1, R2 e R3), foi constatado que a presença dos vértices direcionava o fluxo com formação de zonas de dissolução nas áreas adjacentes a elas.

Concluiu-se muito preliminarmente que não houve alteração de área total dissolvida, mas sim mudanças nas zonas dissolvidas, com as formas das paredes das fraturas direcionando o fluxo.

Em todos os modelos, antes da passagem dos fluidos pela rocha, o cálcio do meio poroso estava em equilíbrio com o mineral gipsita. Comportamento modificado com a penetração do fluido e desenvolvimento da dissolução, com a tendência de a concentração de cálcio passar a ser a mesma da solução que foi injetada no maciço.

Os resultados observados e explicados por esse trabalho podem ajudar no entendimento do desenvolvimento de cavidades naturais ou antrópicas pela passagem de fluidos meteóricos ou injetados em processos de engenharia de petróleo. Com isso, pode-se prever os riscos associados à dissolução de minerais em técnicas como armazenamento geológico de CO<sub>2</sub> e produção de hidrocarbonetos.

## 6.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Realizar análises similares para amostras de rochas reais cuja estrutura permoporosa possa ser quantificada experimentalmente e cuja matriz e arranjo de poros possa ser mapeado via tomografia.

Promover análises tridimensionais de cenários equivalentes.

Executar campanha experimental em laboratório dos ensaios aqui simulados e reproduzir numericamente.

Estender este tipo de análise para cenários em escala superior como afloramentos ou rocha reservatório e região de entorno de poços injetores.

Investigar numericamente o efeito da precipitação de minerais sobre a estrutura permoporosa da rocha, *vugs* e fratura, pós estacionaridade do regime de fluxo.

Estender este tipo de análise para cenários com rochas carbonáticas, compostas por calcita.

## REFERÊNCIAS

- AHARONOV, E., TENTHOREY, E. AND SCHOLZ, C.H. **Precipitation sealing and diagenesis 2**. Theoretical analysis. J. Geophys. Res., 103(B10): 23969-23981, 1998.
- AHR, W. M.; ALLEN, D.; BOYD, A.; BACHMAN, H. N.; SMITHSON, T.; CLERKE, E. A.; RAMAMOORTHY, R. **Confronting the carbonate conundrum**. Oilfield Review, 17(1), 18-29, 2005.
- AHR, W. M. **Geology of Carbonate Reservoirs. The Identification, Description, and Characterization of Hydrocarbon Reservoirs in Carbonate Rocks**. New Jersey: John Wiley & Sons, 2008.
- AKBAR, M.; ALGHAMDI, H.; ALLEN, D.; CARNEGIE, A.; DUTTA, D.; OLESEN, J. R.; CHOURASIYA, R. D.; LOGAN, D.; STIEF, D.; NETHERWOOD, R.; RUSSEL, S. D.; SAXEMA, M. **Evaluation of carbonate reservoirs**. Oilfield Review, p. 20 - 43, 2001.
- ALBUQUERQUE, F. A. **Estudo da propagação de contaminante em aterros sanitários via gitt**. Tese de Doutorado, Universidade Federal da Paraíba, CT/UFPB, João Pessoa. 76p, 2018.
- ALLEN, T. O.; ROBERTS, A. P. **Production operation: well completions, workover and stimulation**. Vol.2, 5.ed. Oklahoma: PetroSkills, 2012.
- ARÊAS, V. F. **Estudo experimental e analítico do transporte de contaminantes em meios porosos**. Dissertação Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro. 107p, 2006.
- BECK, B.F. **Soil piping and sinkhole failures**. In: White WB (ed) Encyclopedia of caves. Elsevier: New York, pp 523-528, 2004.
- BERNABÉ, Y.; MOK, U.; EVANS, V. **Permeability: porosity relationships in Rock Subjected to Various Evolution Processes**. Pure and Applied Geophysics, v.160, p. 937 – 960, 2003.
- BERNARDES, P. R. R. **Modelagem hidro-geoquímica da formação de cavidades em rochas**. Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco, Pernambuco. 67 p, 2018.
- BERRYMAN, J. G.; WANG, H. F. **Elastic wave propagation and attenuation in a double-porosity dual-permeability medium**. International. Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, v. 37, p. 63-78, 2000.
- BESSA JÚNIOR, F. P. **Análise da recuperação em reservatório de gás com baixa permeabilidade (TIGHT GAS) através do fraturamento hidráulico**.

Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2014.

BITTENCOURT, G. L. C. **Avaliação dos efeitos da pressão efetiva no escoamento de fluidos no meio poroso**. Trabalho de Conclusão de Curso. Engenharia da Universidade Federal Fluminense. 66 p. Niterói, 2016.

BONNET, E.; BOUR, O.; ODLING, N. E.; DAVY, P.; MAIN, I.; COWIE, P.; BERKOWITZ, B. **Scaling of fracture systems in geological media**. *Reviews of Geophysics*, 39(1999), 347–383, 2001.

BOUTT D. F.; GRASSELLI G.; FREDRICH J. T.; COOK B. K.; WILLIAMS J. R. **Trapping zones: the effect of fracture roughness on the directional anisotropy of fluid flow and colloid transport in a single fracture**. *Geophys Res Lett* 33(21):1–6, 2006.

BICKMORE, B. R.; NAGY, K. L.; YOUNG, J. S.; DREXLER, J. W. **Nitrate-cancrinite precipitation on quartz sand in simulated Hanford tank solutions**. *Environ. Sci. Technol.*, 35(22): 4481-4486, 2001.

CHEN, J. S.; LIU, C.W.; LAI, G.X.; NI, C. F. **Effects of mechanical dispersion on the morphological evolution of a chemical dissolution front in a fluidsaturated porous medium**. *J. of Hydrology*. 373: 96-102, 2009.

CHEN, S.; ZHANG, D.; KANG, Q. **Simulation of dissolution and precipitation in porous media**. In: *Journal of Geophysical Research*, v. 108, NO. (B10), 2505, 2003.

COSTA, M. E. L.; RAMOS, V. C. L.; LIRA, W. W. M. **Estudo dos Evaporitos com ênfase na Bacia Sergipe-Alagoas**. 5º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás. Fortaleza, 2009.

DETWILER, R. L.; GLASS, R. J.; & BOURCIER, W. L. **Experimental observations of fracture dissolution: The role of Peclet number on evolving aperture variability**. *Geophysical Research Letters*, 30(12). 2003.

DREW, D. **Karst processes and landforms**. MacMillan Educations Ltd. London, 63 pp, 1985.

FERNANDES, P. D. **Técnicas de estimulação: aumentando a produtividade de poços de petróleo**. *Boletim BVEP*, ano I, Nº 17, 2001.

FERREIRA, L.P., OLIVEIRA, T. D. S., SILVA, M.A.P., PEÇANHA, R.P. **Brinkman equation in reactive flow: Contribution of each term in carbonate acidification simulations**. *Advances in Water Resources*. v. 144. 2020.

FORD, D. **Jovan Cvijic´ and the founding of karst Geomorphology**. *Environ Geology*, v. 51, p. 675-684, 2007.

FREEZE, R. A.; CHERRY, J. A. **Groundwater, Inc**. New York: Prentice Hall, 604p, 1979.

GASPAR, L. A. B.; SANTOS, J. S.; PITOMBEIRA, E. S. **Influência da geometria das fraturas na conectividade dos aquíferos fissurais**. I Congresso Internacional de Meio Ambiente Subterrâneo. São Paulo, 2009.

GENESIS, G. P. **Estudo numérico dos efeitos das fraturas em reservatórios de petróleo**. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Física Aplicada, Universidade Federal Rural de Pernambuco. 111 p. Recife, 2018.

GOLF-RACHT, T.D. **Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering**. Elsevier. 1982.

GOMES, I. F.; LIMA, J. T.; FLORÊNCIO, R. Q.; FERNANDES, J. P. V.; GUIMARÃES, L. J. N. **Modelagem numérica hidro-mecânica de reativação de falhas em reservatórios de petróleo considerando a falha subdividida em diferentes zonas**. 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás. Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás (ABPG). Florianópolis, 2011.

GOUZE, P.; HASSANI, R.; BERNARD, D.; COUDRAIN-RIBSTEIN, A. **Computing permeability change in sedimentary reservoirs including clays: application to the Bray fault zone (Paris Basin)**. Bull. Soc. geol. France, v. 172(4), p. 427-436, 2001.

GRADES, Z. E. **Application of Reactive Fluid Transport Modeling to Hydrothermal Systems**. Phd Thesis, Geosciences Department, Johannes Gutenberg University Mainz, Mainz, 2005.

GUIMARÃES L. J. N. **Análisis multi-componente no isoterma en médio poroso deformable no saturado**. Phd Thesis, Geotechnical Engineering Department, Technical University of Catalunya, Spain, 2002.

GUIMARÃES, L. J. N.; GENS, A.; OLIVELLA, S. **Coupled Thermo-Hydro-Mechanical and Chemical Analysis of Expansive Clay Subjected to Heating and Hydration**. Transport in Porous Media, 66, p.341—372, 2007.

GUIMARÃES, L. J. N.; GENS, A.; SÁNCHEZ, M.; S. OLIVELLA, S. **A chemo-mechanical constitutive model accounting for cation exchange in expansive clays**. *Geotechnique*, v. 63, p. 221-234, 2013.

GUIMARÃES, L. J. N.; GOMES, I. F.; VALADARES, J. P. **Influence of mechanical constitutive model on the coupled hydro-geomechanical analysis of fault reactivation**. In: Reservoir Simulation Symposium - Society of Petroleum Engineers SPE, The Woodlands, 2-4 February 2009, SPE-119168-PP. Texas, 2009.

GUTIÉRREZ, F.; CALAFORRA, J.; LUCH, P. **A genetic classification of sinkholes illustrated from evaporite paleokarst exposures in Spain**. *Environ Geol.* 53, 993-1006, 2008.

HANSFORD, J.; FISHER, Q. **The influence of fracture closure from petroleum production from naturally fractured reservoirs: A Simulation Modeling Approach**. AAPG Annual Convention, 40442, 2009.

HARDT, R.; RODET, J.; PINTO, S. A. F. **O carste. Produto de uma evolução ou processo? Evolução de um conceito**. Revista de Geografia. v. 27. n. 3. Recife, 2010.

HEFFER, K. J.; BEVAN, T. G. **Scaling relationships in natural fractures: Data, theory, and application**. Proceedings of European Petroleum Conference, 367–376, 1990.

JAHN, F.; COOK, M.; GRAHAM, M.; FERREIRA, D. F. **Introdução à Exploração e Produção de Hidrocarbonetos**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2012.

JESCHKE, A. A.; VOSBECK, K.; DREYBRODT, W. **Surface controlled dissolution rates of gypsum in aqueous solutions exhibit nonlinear dissolution kinetics**. Geochimica et Cosmochimica Acta 65:27-34, 2001.

JOHNSON, K. S. **Subsidence hazards due to evaporite dissolution in the United States**. Environ Geol 48:395–409, 2005.

JUSTEN, J. C. R.; VARGAS, E. A.; ALVES, I.; SOUZA, A. L. S. **Análise das propriedades elásticas de rochas e minerais evaporíticos**. 13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society. Rio de Janeiro, 2013.

KLIMCHOUK, A. **Dissolution and conversions of gypsum and anhydrite**. In: Klimchouk A, Ford DC, Palmer AN, Dreybrodt W (eds) Spelogenesis. Evolution of karst aquifers. National Speleological Society Inc. Hunstville, pp 160-168, 2000.

KLIMCHOUK, A.; LOWE D.; COOPER A.; SAURO U. **Gypsum karst of the World**. International Journal of Speleology 25 (3-4): 1-307, 1996.

KRONBAUER, D. P. **Determinação de propriedades petrofísicas de rochas reservatórios usando modelos de redes de poros**. Tese de doutorado. Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia dos Materiais. Florianópolis, 2014.

LAND, L. **Caves in New Mexico and the southwest**. Lite Geology, v. 34, pp. 2-4. New Mexico, 2013.

LERMAN, A. **Geochemical processes: water and sediment environments**. John Wiley and Sons, Inc., New York, 1979.

LOPES, T. V.; ROCHA, A. C.; MURAD, M. A.; GARCIA, E. L. M.; PEREIRA, P. A.; CAZARIN, C. L. A. **New computational model for flow in karst-carbonates containing solution-collapse breccias**. Computational Geosciences (2020) 24:61–87. 2020.

MAIA, R. P.; SOUSA, M. O. L.; BEZERRA, F. H. R.; XAVIER NETO, P.; LIMA, E. N. M.; SILVA, C. C. N.; SANTOS, R. D. **A importância do controle tectônico para a formação da paisagem cárstica na bacia potiguar, nordeste do Brasil.** Revista Brasileira de Geomorfologia, v.13, n.4, (Out-Dez) p.451-463, 2012.

MELO, L. M. P. **Análise numérico-experimental de rochas carbonáticas sintéticas submetidas à injeção de um fluido reativo.** Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco, Pernambuco. 77 p, 2012.

MOHAMMADI, H.; KHAKSAR MANSHAD, A.; MONTAZERI, G. H. **A reservoir simulation approach for modeling of naturally fractured reservoirs.** Egyptian Journal of Petroleum, 21(2), 125–133, 2012.

NELSON, R. A. Geologic analysis of naturally fractured reservoirs. 2 ed. Elsevier Inc. 2001.

NOBRE, M. M. M. **Estudo experimental do transporte de poluentes em solos argilosos compactados.** Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Civil, PUC, Rio de Janeiro, 1987.

OLIVEIRA, A. D. **Análise das alterações físico-químicas decorrentes de ensaios de dissolução em rochas carbonáticas sintéticas.** Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco, Pernambuco, Brasil. 120 p, 2016.

OLIVELLA, S.; CARRERA, J.; GENS, A.; ALONSO, E. E. **Nonisothermal multiphase flow of brine and gas through saline media.** Transport in Porous Media, v. 15, p. 271-293, 1994.

OLIVELLA, S.; GENS, A.; CARRERA, J.; ALONSO, E. E. **Numerical formulation for a simulator (CODE\_BRIGHT) for the coupled analysis of saline media.** Engineering Computations, n. 13, p. 87-112, 1995.

PILÓ, L. B. **Geomorfologia Cárstica.** Revista Brasileira de Geomorfologia, v.1, n1, p. 88- 102, 2000.

PIMENTEL, E. M. **Influência da variação da permeabilidade na estabilidade de poços de petróleo.** Dissertação de Mestrado. Pontifícia Universidade Católica de Rio de Janeiro. 115p. Rio de Janeiro, 2002.

RASOULZADEH, M. **Semi-Analytical Models of Fracture Dissolution Including Roughness and Interporosity Fluid Exchange.** Journal Article DP - 2019 TA - Earth and Space Science Open. Washington, 2019.

RASOULZADEH, M.; YEKTA, A.; DENG, H.; GHAFAROKHI, R. B. **Semi-analytical models of mineral dissolution in rough fractures with permeable walls.** Phys. Fluids 32, 052003. 2020.

REEDER, R. J. **Carbonates: Mineralogy and Chemistry**. New York: Stony Book, 1983.

RIAZI, M. R.; AL-HADDAD, A. **An update on the developments in petroleum production research in the Middle East**. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 55, n. 1–2. pp. 1-5. 2007.

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

SAIDI, A. M. Simulation of Naturally Fractured Reservoirs. Proceedings of SPE Reservoir Simulation Symposium, 361–371. Califórnia: 1983.

SCHLUMBERGER. **Yacimientos carbonatados: enfrentando sus desafíos singulares para maximizar la recuperación**. 16p. 2008.

SCHOLLE, P. A.; ULMER-SCHOLLE, D. S. **A color guide to the petrography of carbonate rocks: Grains, textures, porosity, diagenesis**. Oklahoma: AAPG, 2003.

SILVA, M. A. M.; SCHREIBER, B. C.; SANTOS, C. L. **Evaporitos como recursos minerais**. Rev. Bras. Geof. 18 (3). 2000. <https://doi.org/10.1590/S0102-261X2000000300011>

SKIBA, Y. Métodos y esquemas numéricos: un análisis computacional. 1º. ed. México: Universidad Nacional Autónoma de México. 433 p. v. 1, 2005.

STEEFEL, C. I.; MAHER, K. Fluid-Rock Interaction: **A Reactive Transport Approach Reviews in Mineralogy and Geochemistry**. v. 70, p. 485-532. 2009.

SUGUIO, K. **Geologia sedimentar**. São Paulo: Blucher, 2003.

TENTHOREY, E.; SCHOLZ, C. H. **Mapping secondary mineral formation in porous media using heavy metal tracers**. J. Geophys. Res., 107(B10), 2002.

TIAB, D.; DONALDSON, E. C. **Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties**. Elsevier, 889 pp, 2004.

TRAVASSOS, L. E. P. **Princípios de carstologia e geomorfologia cárstica**. Brasília: Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2019.

TUCKER, M. E.; WRIGHT, P. V. **Carbonate Sedimentology**. Oxford: Blackwell Science Publication, 1990.

VASCONCELOS, A. M. C. **O criptocarste como interface entre o solo e o substrato rochoso: comparação entre os ambientes siliciclásticos e o carbonático na região entre Rodeador e Diamantina – MG**. 151 p. Tese de Doutorado, Instituto de Geociências, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2014.

VICK, S. G. **Planning, design and analysis of tailings dams**. John Willey and Sons, New York, 1983.

WALTHAM, T. BELL, F. CULSHAW, M. **Sinkholes and subsidence**. Springer, Chichester, 382 pp, 2005.

YONG, R.; YE, J.; LIANG, Q. F.; HUANG, M.; DU, S. G. **Estimation of the joint roughness coefficient (JRC) of rock joints by vector similarity measures**. Bull Eng Geol Environ (2018) 77:735–749, 2018.