



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

ALEXANDRE DE LIMA

**TÉCNICAS PARA REPRESENTAÇÃO DE
FRATURAS E CARSTES EM MODELOS DE
SIMULAÇÃO DE FLUXO**

CAMPINAS

2023

ALEXANDRE DE LIMA

TÉCNICAS PARA REPRESENTAÇÃO DE FRATURAS E CARSTES EM MODELOS DE SIMULAÇÃO DE FLUXO

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

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

Este exemplar corresponde à versão final da Tese defendida pelo aluno Alexandre De Lima e orientada pelo Prof. Dr. Denis José Schiozer

Assinatura do Orientador

CAMPINAS

2023

FICHA CATALOGRÁFICA

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

L628t Lima, Alexandre de, 1987-
Técnicas para representação de fraturas e carstes em modelos de
simulação de fluxo / Alexandre de Lima. – Campinas, SP : [s.n.], 2023.

Orientador: Denis José Schiozer.
Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de
Engenharia Mecânica.

1. Reservatórios - Fratura. 2. Reservatórios (Simulação). 3. Reservatórios
(Carbonáticos). 4. Carste. 5. Reservatórios - Modelos matemáticos. 6.
Modelagem geológica. 7. Avaliação de riscos. I. Schiozer, Denis José, 1963-
II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica.
III. Título.

Informações Complementares

Título em outro idioma: Techniques for representing fractures and karsts in flow simulation models

Palavras-chave em inglês:

Reservoirs - Fracture

Reservoirs (Simulation)

Reservoirs (Carbonates)

Karst

Reservoirs - Mathematical models

Geological modelling

Risk analysis

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Doutor em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora:

Denis José Schiozer [Orientador]

Frances Vivien Abbots-Guardiola

Márcio Augusto Sampaio Pinto

Célio Maschio

Guilherme Daniel Avansi

Data de defesa: 22-11-2023

Programa de Pós-Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo

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

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0003-3317-1618>

- Currículo Lattes do autor: <https://lattes.cnpq.br/6921197910633599>

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

TESE DE DOUTORADO

**TÉCNICAS PARA REPRESENTAÇÃO DE
FRATURAS E CARSTES EM MODELOS DE
SIMULAÇÃO DE FLUXO**

Autor: Alexandre De Lima

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Tese:

Prof. Dr. Denis José Schiozer
DE / FEM / UNICAMP

Prof. Dr. Célio Maschio
UNISIM / CEPETRO / UNICAMP

Prof. Dr. Guilherme Daniel Avansi
UNISIM / CEPETRO / UNICAMP

Dra. Frances Vivien Abbots-Guardiola
SHELL

Prof. Dr. Márcio Augusto Sampaio Pinto
Depto. Engenharia de Minas e Petróleo / Escola Politécnica da USP

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

Campinas, 22 de Novembro de 2023.

DEDICATÓRIA

Dedico esta tese a Lara, Raul e Leon.

AGRADECIMENTOS

Deixei para escrever esta sessão no último minuto, pois gostaria de agradecer todas as pessoas que se envolveram neste trabalho, desde a concepção até a última crítica feita sobre ele. Eu sei que estas palavras não são suficientes para demonstrar a minha gratidão, mas farei o meu melhor.

Gostaria de agradecer ao meu orientador Prof. Dr, Denis Schiozer, que me acompanha desde 2006, quando iniciei meus estudos em engenharia de reservatórios no programa de iniciação científica da Faculdade de Engenharia Mecânica. Não tenho palavras para agradecê-lo, pois sempre acreditou no meu potencial, além de oferecer diversas oportunidades. Sendo assim, seguimos trabalhando juntos no CEPETRO.

Não menos importante, gostaria de agradecer todas as pessoas que influenciaram/inspiraram de forma direta ou indireta nesta tese. Desde todos os funcionários e colegas de trabalho do CEPETRO (Manuel Correia, Célio, Tonin, Isabela, Vinícius Rios, Vinícius Botechia, Avansi, Drumond, Daniel, Alberto, Dora, Aline, Sr. Alencar, Carlão), amigos e alunos da Faculdade de Engenharia Mecânica e Geologia da Unicamp (Michelle, Prof. Vidal, Ulisses, Leandro, Brunão, Felipe Mesquita), geólogos e geofísicos parceiros da UFRN (Prof. Walter Medeiros, Juliana Lopes, Prof. Hilário, Vincenzo, Prof. Pinheiro), engenheiros do IFP (André Fournu, Mathieu Delorme e Prof. Benoît Noetinger), amigos que trabalham/trabalharam na Beicip (Ricardo Pan, Badolato, Natália Caldas, Julien, Patrick Leandri, Bruno Taupin, Livia, Bianca), CGG (Manuel, David, Fabien), Equinor (Alexis, Cássio Pettan, Kaluedson), Shell (Frances, Santiago) e Petrobras (Carpio, Guilherme Teixeira, Emerick, Marcos Sebastião, Hernani, Régis, Campos). Gostaria também de agradecer formalmente a banca de avaliação desta tese de doutorado que muito contribuiu com sugestões e comentários valiosos (Dra. Frances Abbots, Dr. Márcio Sampaio, Dr. Célio Maschio, Dr. Guilherme Avansi e Prof. Denis Schiozer).

Esta tese foi realizada em associação com dois projetos em andamento registrados na ANP 20469-3 (Desenvolvimento de reservatórios carbonáticos incorporando efeitos de heterogeneidades geológicas críticas – “Desenvolvimento de reservatórios carbonáticos incorporando efeitos de heterogeneidades geológicas críticas” – SIMFRAC/Unicamp/Shell Brasil/ANP) e ANP 20502-1 (Processos e propriedades em reservatórios carbonáticos fraturados e cársticos – “Processos e propriedades em reservatórios carbonáticos fraturados e carstificados” – POROCARSTE 3D, UFRN/UNB/UFRJ/UFC/Shell Brasil/ANP). O presente

trabalho foi realizado com apoio da Shell Brasil, processo número 2015/20469-3, sob a taxa de P&D da ANP como “Compromisso de Investimento com Pesquisa e Desenvolvimento”. Agradeço também à Energi Simulation, ao Centro de Estudos de Petróleo (CEPETRO-UNICAMP/Brasil), ao Departamento de Energia (DE-FEM-UNICAMP/Brasil) e ao Grupo de Pesquisa em Simulação e Gestão de Reservatórios (UNISIM-UNICAMP/Brasil), além do IFP Energies Nouvelles (IFPEN/França). Além disso, agradecimentos especiais à CMG, Beicip-Franlab, Schlumberger, Cegal SA, FracPaQ e Amarile pelas licenças de software utilizadas.

RESUMO

Lima, Alexandre de, *Técnicas para representação de fraturas e carstes em modelos de simulação de fluxo*, Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2023. 130 p. Tese (Doutorado)

Reservatórios carbonáticos frequentemente apresentam grande variedade de heterogeneidades críticas, como fraturas e carstes, os quais estão distribuídos em diversas escalas de observação. Este trabalho tem como objetivo principal desenvolver metodologias para representar fraturas e carstes em modelos de simulação de fluxo. O trabalho é dividido em duas fases. A Fase 1 tem foco na representação de fraturas em modelos de simulação de fluxo. Inicialmente, um modelo de simulação sintético com características reais é construído com base em dados do afloramento de Soledade (Formação Jandaíra, Bacia Potiguar/RN) e de um reservatório carbonático do pré-sal brasileiro. Através deste modelo, o impacto de diferentes escalas de fraturas no comportamento dinâmico do reservatório é avaliado e, finalmente, uma metodologia para caracterização de fraturas subsísmicas é desenvolvida com o objetivo de mitigar riscos de irrupção precoce de água e gás em poços produtores. A validação desta metodologia na Fase 1 foi possível devido ao conhecimento detalhado das diferentes escalas de fraturas obtidas do afloramento de Soledade, o que não seria possível utilizando dados disponíveis para caracterizar todas as escalas de fratura em um reservatório real. Na Fase 2, o foco está na representação dos carstes em modelos de simulação de fluxo. Inicialmente, simulações através de um simulador baseado em elementos finitos e malhas não-estruturadas (*simulador EF*) são realizadas através de pequenos modelos de alta fidelidade (do tamanho de uma célula de um modelo de reservatório tradicional, exemplo 100m x 100m x 5m) com o objetivo de representar o fluxo livre dentro dos carstes e o fluxo em meio poroso utilizando as equações de Brinkman-Stokes. O principal objetivo destes modelos é corrigir a permeabilidade equivalente das células que contenham carste em um modelo tradicional de simulação de reservatório. No entanto, o uso do simulador EF para calcular a permeabilidade equivalente de diversas células contendo carstes e também de diversas realizações pode tornar a metodologia inviável devido ao tempo computacional. Desta forma, Modelos Rápidos são construídos para substituir o simulador EF e tornar o processo factível, pois levam poucos segundos para corrigirem cada célula do modelo que contenha carstes. Além disso, o uso dos Modelos Rápidos permite que a metodologia seja aplicada em situações reais sem a necessidade de

ferramentas complexas e computacionalmente intensivas, tal como o simulador EF. Por fim, a aplicação da metodologia da Fase 2 é aplicada em um campo carbonático brasileiro real (Campo C). Os resultados da Fase 2 destacam a importância da correção da permeabilidade equivalente das células contendo carstes nos modelos de reservatórios tradicionais, pois são capazes de mitigar o risco de produção precoce de água nos poços produtores, principalmente em reservatórios em estágio inicial de produção com poucos ou inexistentes dados de produção. Um dos propósitos deste trabalho é que os estudos (Fase 1 e 2) sejam diretamente aplicáveis pelos profissionais da indústria de petróleo e gás. Portanto, as metodologias desenvolvidas para a caracterização de fraturas subsísmicas na Fase 1 foram implementadas em softwares comerciais. No caso da representação de carstes na Fase 2, Modelos Rápidos são disponibilizados para corrigir a permeabilidade efetiva em zonas carstificadas, evitando assim o uso de ferramentas complexas, as quais exigem altos recursos computacionais.

Palavras-Chave: reservatórios carbonáticos; simulação em reservatórios; carstes; fraturas subsísmica.

ABSTRACT

Carbonate reservoirs often exhibit a wide range of critical heterogeneities, such as fractures and karsts, distributed across various observation scales. This research aims to develop methodologies for representing fractures and karsts in flow simulation models. The work is divided into two phases. Phase 1 focuses on the representation of fractures in flow simulation models. Initially, a synthetic simulation model with real characteristics is constructed based on data from the Soledade outcrop (Jandaíra Formation, Potiguar Basin/RN) and a carbonate reservoir in the Brazilian pre-salt. Through this model, the impact of different fracture scales on reservoir dynamic behavior is assessed. Finally, a methodology for characterizing subseismic fractures is developed to mitigate risks of early water and gas breakthrough in producing wells. The validation of this methodology in Phase 1 was possible due to detailed knowledge of different fracture scales obtained from the Soledade outcrop, which would not be feasible using available data to characterize all fracture scales in a real reservoir. In Phase 2, the focus is on representing karsts in flow simulation models. Initially, simulations using a finite element-based simulator and unstructured meshes (EF simulator) are conducted with small high-fidelity models (with the size of a cell in a traditional reservoir model, e.g., 100m x 100m x 5m) to represent free flow within the karsts and porous medium flow using Brinkman-Stokes equations. The primary goal of these models is to correct the equivalent permeability of cells containing karsts in a traditional reservoir simulation model. However, the use of the EF simulator to calculate the equivalent permeability of numerous cells containing karsts and multiple realizations may render the methodology impractical due to computational time. Therefore, Fast Models are constructed to replace the EF simulator and make the process feasible, taking only a few seconds to correct each cell containing karsts in the model. Additionally, the use of Fast Models allows the methodology to be applied in real situations without the need for complex and computationally intensive tools, such as EF simulator. Finally, the Phase 2 methodology is applied to a real Brazilian carbonate field (Field C). The results of Phase 2 underscore the importance of correcting the equivalent permeability of cells containing karsts in traditional reservoir models, as they can mitigate the risk of early water production in producing wells, especially in reservoirs in the early production stage with limited or nonexistent production data. One of the purposes of this work is to make the studies (Phase 1 and 2) directly applicable to professionals in the oil and gas industry. Therefore, the methodologies developed for subseismic fracture characterization in

Phase 1 have been implemented in commercial software. In the case of karst representation in Phase 2, Fast Models are deliverable to correct effective permeability in karstified zones, avoiding the use of complex tools that require high computational resources

Key Word: carbonate reservoirs; reservoir simulation; karsts; sub-seismic fractures

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

LISTA DE NOMENCLATURAS

Siglas e Nomes

DFN	Rede de fraturas discretas
FracFlow	Programa de modelagem de fraturas trademark @IFP
IFP	Institut Français du Pétrole
O&G	Oil & Gas (referente a Indústria de Óleo e Gás)
Simualador tradicional	Simuladores de fluxo utilizados tradicionalmente na indústria O&G, como IMEX – CMG, Eclipse - Schlumberger
Simulador EF	Simulador baseado em Elementos Finito, com nome comercial COMSOL MULTIPHYSICS
CLRDM	Desenvolvimento e Gerenciamento de Reservatórios de Circuito Fechado
Fractal_dimension_FS1	Dimensão fractal para o conjunto de fratura 1
Fractal_dimension_FS2	Dimensão fractal para o conjunto de fratura 2
Fractal_dimension_FS3	Dimensão fractal para o conjunto de fratura 3
Fractal_dimension_FS4	Dimensão fractal para o conjunto de fratura 4
Ssf_lmean_FS1	Tamanho médio de fratura subsísmica para o conjunto de fratura 1
Ssf_lmean_FS2	Tamanho médio de fratura subsísmica para o conjunto de fratura 2
Ssf_lmean_FS3	Tamanho médio de fratura subsísmica para o conjunto de fratura 3
Ssf_lmean_FS4	Tamanho médio de fratura subsísmica para o conjunto de fratura 4
Ssf_nb_SF1	Número de fraturas subsísmicas para o conjunto de fraturas 1
Ssf_nb_SF2	Número de fraturas subsísmicas para o conjunto de fraturas 2
Ssf_nb_SF3	Número de fraturas subsísmicas para o conjunto de fraturas 3
Ssf_nb_SF4	Número de fraturas subsísmicas para o conjunto de fraturas 4

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Motivação	23
1.2	Objetivos.....	23
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	25
2.1	Definição de fraturas.....	27
2.2	Propriedades das fraturas.....	28
2.3	Escala de fraturas	29
2.4	Carstes.....	30
2.5	Escoamento em reservatórios fraturados carstificados.....	34
2.6	Planejamento Estatístico	37
2.7	Fatorial Completo	38
2.7.1	Box-Behnken	38
2.7.2	Hipercubo Latino	39
2.8	Superfície de respostas ou modelos rápidos	40
2.9	Aspectos Práticos.....	41
2.9.1	Definição geral de fraturas e carstes	41
2.9.2	Hipótese de fraturas como fractais	42
2.9.3	Modelagem de fraturas	43
2.9.4	Modelagem de fraturas subsísmicas	43
2.9.5	Modelo conceitual para formação de carstes.....	44
2.9.6	Modelagem de fluxo nos carstes.....	44
2.9.7	Desenvolvimento e Gerenciamento de Reservatórios	48

3	METODOLOGIA.....	49
3.1	Fase 1	51
3.1.1	Fase 1A: construção de modelo sintético Lajedo	51
3.1.2	Fase 1B: avaliação do impacto de cada escala de fratura no comportamento dinâmico do reservatório	52
3.1.3	Fase 1C: validação de metodologia para caracterização de fraturas subsísmicas .	54
3.2	Fase 2	60
3.2.1	Fase 2A: construção de modelos fenomenológicos para representar carstes em diferentes situações.....	61
3.2.2	Fase 2B: simulação de modelos em alta fidelidade através do <i>simulador EF</i> para determinar permeabilidade equivalente	62
3.2.3	Fase 2C: construção de modelos rápidos através dos resultados do <i>simulador EF</i>	63
3.2.4	Fase 2D: correção da permeabilidade equivalente no modelo C do pré-sal	65
4	APLICAÇÕES	68
4.1	Fase 1	68
4.2	Fase 2	72
4.2.1	Fase 2A, B e C: uso de modelos fenomenológicos.	72
4.2.2	Fase 2D: uso de modelo tradicional de reservatório (Campo C).....	75
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	78
5.1	Fase 1	78
5.1.1	Fase 1B: avaliação do impacto de cada escala de fratura no comportamento dinâmico do reservatório	78
5.1.2	Fase 1C: validação de metodologia para caracterização de fraturas subsísmicas .	81
5.2	Fase 2	87
5.2.1	Fase 2B: simulação de modelos em alta fidelidade através do simulador EF para determinar permeabilidade equivalente	88
5.2.2	Fase 2C: construção de modelos rápidos através dos resultados do simulador EF	90

5.2.3 Fase 2D: correção da permeabilidade equivalente no modelo C do pré-sal.....	111
6 CONCLUSÕES.....	119
6.1 Fase 1	119
6.2 Fase 2.....	120
6.3 Conclusão geral	121
6.4 Sugestão para trabalhos futuros	122
REFERÊNCIAS	124

1 INTRODUÇÃO

As reservas de petróleo estão distribuídas no mundo em diferentes tipos de reservatórios. No entanto, os reservatórios carbonáticos são considerados atualmente os mais importantes porque aproximadamente 60% das reservas provadas de óleo convencional no mundo estão contidas neste tipo de reservatório (Burchette, 2012). Os reservatórios estão distribuídos principalmente na Rússia, América Latina e Oriente Médio, onde estão concentradas as maiores reservas do nosso planeta.

No Brasil, os reservatórios carbonáticos não diferem do cenário mundial em relação a sua importância em termos de reservas provadas. Com o anúncio da descoberta do pré-sal brasileiro, em 2006, os reservatórios turbidíticos (formações rochosas de arenitos com porosidade intercalados com selos de folhelhos) foram dando espaço para os reservatórios carbonáticos do pré-sal, como podemos ver a Figura 1.1 (fonte IBD a partir de dados da ANP). Desta forma, o foco da indústria petrolífera brasileira está cada vez relacionado à exploração dos reservatórios carbonáticos do pós-sal (Albiano) e pré-sal (Neoaptiniano), onde se encontram atualmente as maiores reservas nacionais.

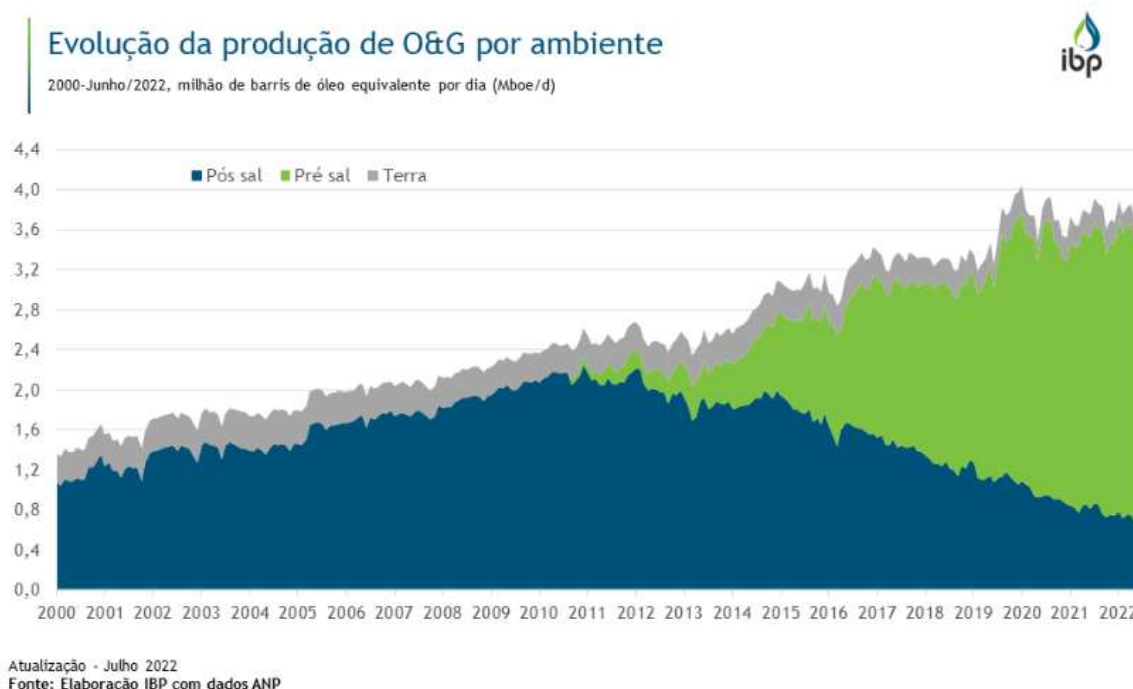


Figura 1.1. Evolução da produção de O&G por ambiente (pós-sal, pré-sal e Terra) no Brasil

Os reservatórios carbonáticos são também um desafio na Exploração & Produção por diversos fatores, como a presença de heterogeneidades críticas: dobras, falhas, fraturas,

carstes e vuggs que impactam no comportamento dinâmico dos fluidos e, consequentemente, na previsão da produção destes campos. Assim, geólogos, geofísicos e engenheiros da indústria de Petróleo, tanto na área de Exploração quanto na Produção, são desafiados na tarefa de desenvolver e gerenciar estes reservatórios.

Um dos desafios relacionados aos reservatórios carbonáticos fraturados e carstificados está na existência de um espectro amplo de discontinuidades e feições, que se comunicam dinamicamente com a matriz rochosa e também podem variar de escala, desde pequenos poros a carstes (Jones, 2015).

Especificamente em relação à presença de feições cársticas, os reservatórios carbonáticos podem ser divididos em dois grandes grupos: (1) reservatórios contendo micro-carstes ou vuggs com gargantas de poros superiores a 10-20 mm e (2) reservatórios contendo mega-carstes que incluem condutos e cavernas acima abertura de 30 cm (Trice, 2005). Lucia (2007) sugere outra forma para classificação destas feições cársticas com base em como se relacionam com o meio que estão inseridas, se estão conectados por fraturas (ou camadas de alta permeabilidade, usualmente denominadas de *super k*) ou se estão conectadas apenas pela matriz rochosa. O foco de uma etapa deste trabalho está na simulação de reservatórios carbonáticos contendo mega-carstes, considerados por motivos de simplificação como vazios, mas que em geral, estão preenchidos por sedimentos de rochas. Ao longo do texto, toda discontinuidade com gargantas de poros superiores a 10-20 mm será denominada de carste.

Esta complexidade dos reservatórios carbonáticos exige a realização de estudos integrados entre diferentes áreas do conhecimento como: geologia, geofísica e engenharia de reservatórios. No tocante ao contexto da engenharia de reservatórios, um tema que exige muita atenção é como representar fraturas e carstes nos tradicionais simuladores numéricos. Abaixo são listadas as principais dificuldades na representação destes reservatórios nos simuladores numéricos:

- Elevado número de parâmetros incertos relacionados à física do escoamento e de suas propriedades petrofísicas. Podem-se destacar principalmente os parâmetros ligados à propriedades de fratura e carstes. Estas discontinuidades são, na maior parte dos casos, determinadas a partir de análises estruturais que levam em conta somente dados estáticos, negligenciando o comportamento dinâmico do reservatório. Estes parâmetros costumam permanecer incertos até mesmo após integração geologia/geofísica/engenharia;
- Reduzida quantidade de dados disponíveis para caracterizar as escalas de fratura e carstes com precisão. Além da baixa resolução dos métodos de imageamento sísmico,

a presença de poucos poços exploratórios resulta em uma considerável lacuna de informação entre as escalas sísmicas e de poço, tornando a caracterização de fraturas e carstes subsísmicos um desafio permanente (Burchette, 2012; Gutmanis et al., 2017);

- Dificuldade na estimativa do comprimento de fratura que, além de incerto, impacta fortemente a dinâmica do reservatório e a conectividade da rede de fraturas (Lange et al., 2008).
- As equações de fluxo (baseadas na Lei de Darcy) utilizadas nos tradicionais simuladores de reservatório são desenvolvidas, principalmente, para o escoamento laminar em meios porosos. Entretanto, o fluxo dentro dos carstes (quando não estão preenchidos por nenhum sedimento) pode ser turbulento, o que pode causar um viés na representação do escoamento nos carstes em simuladores comerciais.

Outro detalhe importante está relacionado à formação dos carstes em reservatórios carbonáticos, a qual ocorre em rocha matriz carbonática de baixa porosidade, com a dissolução da rocha principalmente nas redes de falhas e fraturas (Loucks, 1999) devido ao intenso fluxo de algum fluido subsaturado de minerais reativos ao meio rochoso (como no exemplo da Figura 1.2).

Desta forma, a etapa da caracterização da rede de fraturas é crucial para a compreensão do escoamento ao longo do reservatório, pois além de prover informações valiosas sobre o comportamento dinâmico, também é fundamental para estimar o posicionamento e características de outras discontinuidades, como os carstes.

Trabalhos recentes (Cazarin et al. 2015 e 2016) foram realizados com a intenção de caracterizar a geometria de carstes através do estudo de afloramentos análogos com objetivo de compreender características dos reservatórios carbonáticos do pré-sal brasileiro.

Neste trabalho, o afloramento chamado Lajedo Soledade localizado no município de Apodi no Rio Grande do Norte foi escolhido e utilizado para validar metodologias e entender fenômenos análogos aos que ocorrem nos carbonatos do pré-sal brasileiro. Este trabalho se concretizou através de uma parceria com o grupo de geologia da Universidade do Rio Grande do Norte (Lopes et al., 2022).



Figura 1.2. Processo de dissolução em rochas carbonáticas e formação de corredores de fraturas. Fotos do autor no afloramento de Lajedo Soledade (Formação Jandaíra, Bacia Potiguar), localizado no município de Apodi no Rio Grande de Norte.

Outro desafio importante para caracterização dos reservatórios carbonáticos fraturados e carstificados está relacionado à dificuldade em modelar conjuntamente todos os fenômenos físicos atuantes no reservatório, tarefa que exige muitos recursos computacionais.

A limitação computacional para representar fenômenos complexos e em escala de campo restringe o uso de modelos de alta fidelidade (modelos que são discretizados com malhas finas), sendo necessária a simplificação para modelos de baixa e média fidelidade (malhas mais grosseiras ou médias) para realizar as previsões do comportamento do reservatório. Em alguns casos, como neste trabalho, usam-se pequenos modelos de alta fidelidade (denominados neste trabalho de modelos fenomenológicos) para a compreensão mais detalhada de um determinado fenômeno, neste caso, o escoamento dentro dos carstes.

Uma vez que o contexto em relação ao desafio de representar as fraturas e carstes em modelos de fluxo foi detalhado, nos próximos parágrafos, um breve resumo é feito de como a indústria se posicionou para resolver esse tema complexo e interdisciplinar.

O projeto SimFrac, onde esta tese foi desenvolvida, foi contratado e financiado exclusivamente pela Shell Brasil Tecnologia e faz parte de uma iniciativa de pesquisa entre Shell e Petrobras, chamado ACTE (Acordo de Cooperação Técnico e Estratégico), com o objetivo de estudar processos e propriedades de carbonatos fraturados e carstificados. Portanto, foram elaborados diversos encontros entre funcionários do CENPES (Petrobras) e ativos de Iara (Shell) para que eles pudessem contribuir com a pesquisa desenvolvida neste projeto.

Faz parte deste acordo também o projeto Porocarste da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) “Processos e propriedades em reservatórios carbonáticos fraturados e carstificados – Porocarste 3D” ANP 20502-1. Esta equipe de pesquisa, também financiada pela Shell Brasil, tem enfoque na análise de afloramentos no nordeste brasileiro e contribuiu ativamente para este projeto com informações fundamentais para o melhor entendimento do campo C, mas também com informações quantitativas inseridas nos modelos de fraturas e carste gerados. Dois artigos em parceria dos projetos SimFrac e Porocarste foram publicados e estão diretamente relacionados a esta tese, Lopes et al., 2022; Lima et al, 2023, relacionados a Fase 1 deste trabalho (a ser explicado abaixo).

O projeto foi executado em sincronia entre as equipes de Modelagem Geológica de Reservatórios (MGR) e Simulação de Reservatórios (UNISIM) da UNICAMP. Os modelos geológicos gerados pela equipe de pesquisa do MGR representaram as heterogeneidades em alta fidelidade (malhas finas) numa escala geológica, considerando a resolução dos dados recebidos, a dimensão do campo e a capacidade computacional de ambos os grupos. Os modelos geológicos são posteriormente representados nos modelos de simulação pela equipe do grupo UNISIM.

O trabalho pode ser dividido em duas Fases principais. A Fase 1 está relacionada principalmente com a representação de fraturas subsísmicas em modelos de simulação de fluxo, uma vez que entendemos que a caracterização da rede de fraturas é essencial para entender o comportamento dinâmico do reservatório e de outras heterogeneidades críticas, com os carstes.

Uma das maneiras de caracterizar os carstes subsísmicos de uma rocha reservatório passa primeiramente pela modelagem das fraturas subsísmicas. Neste trabalho, o foco não está na modelagem de carstes subsísmicos, porém algumas ideias e conceitos podem ser usados como ponto de partida para uma pesquisa relacionada a este interessante tema de caracterização.

Uma vez validada e discutida a metodologia de fraturas subsísmicas, o foco do trabalho passa a ser a simulação e representação de carstes em modelos de simulação de fluxo, a qual denominamos Fase 2. Nesta etapa, modelos de alta fidelidade para representar os carstes, em pequena escala, com malhas não estruturadas, simulados através da equação de Brinkman-Stokes no software comercial (baseado em elementos finitos) COMSOL Multiphysics, o qual será denominado neste trabalho como *simulador EF* (Elementos Finitos).

O uso do *simulador EF* tem como objetivo compreender a dinâmica do fluxo que ocorre simultaneamente no meio poroso e nos carstes. Uma vez que o uso de simuladores tradicionais de simulação de reservatórios (baseados na lei de Darcy) pode apresentar viés na

representação dos carstes em decorrência da possibilidade de fluxo turbulento e de alta velocidade em seu meio. Sendo assim, pretende-se simular o escoamento tanto no meio poroso (Brinkamn) quanto o escoamento livre nos carstes (Stokes).

O *simulador EF* é empregado para simular em alta fidelidade o fenômeno de transporte que ocorre em uma porção do reservatório onde há ocorrência de carste. Como resultado final, espera-se o cálculo de uma nova permeabilidade equivalente que corrige o viés gerado pela simulação, em softwares tradicionais de simulação de fluxo (IMEX, ECLIPSE), nestes locais onde há a presença de carstes.

Outro ponto relevante, é que grande parte das abordagens para a modelagem e transferência de escala de carstes (Popov et al., 2009; Lopes et al., 2020, Murad et al., 2020) dão enfoque na resolução do problema em pequena escala, sem entregar uma solução simples que possa ser empregadas diretamente por profissionais (engenheiros e geólogos) que trabalham na operação dos campos petrolíferos. Entretanto, neste trabalho, o foco é construir uma metodologia simples para representação de carstes e de direta aplicação por profissionais da indústria de O&G.

Com base nesta premissa de aplicabilidade, o uso do *simulador EF* é substituído por equações polinomiais, geralmente denominadas de modelos rápidos (*Fast Models*) ou *proxy-models*. Os modelos rápidos possuem vantagem na correção da permeabilidade equivalente em zonas carstificadas de modelos de reservatórios tradicionais, pois não exigem grande esforço e tempo computacional e são ferramentas gratuitas. Desta forma, engenheiros e geólogos conseguirão corrigir o viés causado pela simulação de fluxo de seus modelos a partir dos modelos rápidos fornecidos, se, e somente se, os parâmetros relacionados à geometria dos carstes, fraturas e permeabilidades da rocha matriz sejam semelhantes aos utilizados neste trabalho.

Em síntese, o trabalho pode ser dividido em duas fases, a Fase 1 que visa o estudo das falhas e fraturas subsísmicas e; a Fase 2 que tem por objetivo simular o carste em pequena escala e corrigir as permeabilidades efetivas de modelos de reservatórios nos tradicionais simuladores. Entretanto, para cada etapa deste trabalho são utilizados diferentes modelos de reservatórios:

Na Fase 1 é construído um modelo de reservatório sintético, com respostas semelhantes a um de campo real do pré-sal brasileiro, a partir de dados de duas origens:

- A primeira é proveniente de uma caracterização estrutural detalhada do afloramento de Lajedo Soledade, um grande afloramento de rochas carbonáticas carstificadas bem preservadas da Formação Jandaíra (Bacia Potiguar, Brasil). Trabalho exigente de

caracterização realizado pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte, através do projeto Porocarste,

- Por outro lado, a segunda origem da construção do modelo semissintético é de um reservatório carbonático real brasileiro do pré-sal localizado na Bacia de Santos, onde os dados de profundidade, rocha & fluido (PVT, SCAL, compressibilidade da rocha), poço e plataforma foram levados em consideração. Dados fornecidos pelo ativo da Shell- Brasil.

Como resultado, o modelo de reservatório sintético obtido incorpora dados estruturais detalhados de uma rede de fratura completa com pequena, média e grande escalas bem caracterizadas, assim como as propriedades geométricas e de rocha, fluido e poço de um reservatório carbonático real. O uso de um modelo de reservatório sintético, em vez de um modelo de reservatório real, é essencial para a validação da metodologia proposta neste trabalho, pois podemos compor diferentes cenários para as redes de fraturas com base nos detalhes geológicos de dados de afloramentos, como exemplo a disponibilidade de dados de fraturas em diferentes escalas.

Já na Fase 2, um modelo em alta fidelidade é usado para representar as interações entre os carstes, rocha matriz (meio poroso) e fraturas / camadas de alta permeabilidade (super k). Estes modelos fenomenológicos são simulados através do *simulador EF*, o qual é substituído por modelos rápidos para viabilizar a metodologia, além de reduzir o tempo computacional

Na etapa final da Fase 2, quando os modelos rápidos já estão calibrados, é possível corrigir rapidamente a permeabilidade de locais onde há a presença de carstes diretamente no modelo de simulação de fluxo de um reservatório carbonático real do pré-sal Brasileiro.

O campo escolhido para demonstrar a aplicabilidade das metodologias desenvolvidas na Fase 2 chama-se C. Este reservatório é formado por rochas carbonáticas com regiões carstificadas localizado na Bacia de Santos. A aplicação desta metodologia em um modelo real tem como objetivo avaliar a importância em corrigir as permeabilidades equivalentes das regiões com a presença de carstes.

Atualmente, em grande parte dos modelos de reservatórios com feições cársticas utilizados pela indústria, apenas as porosidades das regiões carstificadas são corrigidas podendo gerar distorções na previsão de curvas de produção e nas tomadas de decisão do campo.

Vale ressaltar também que são raros os trabalhos encontrados na literatura que partem desde a etapa de caracterização até a aplicação das metodologias desenvolvidas em um campo real. Normalmente os trabalhos são focados nas áreas específicas, por exemplo, na

transferência de escala (Popov et al., 2009; Lopes et al., 2020, Murad et al., 2020), na caracterização das heterogeneidades críticas (Lopes et al., 2022), simulação ou etapas de otimização e assimilação de dados (Emerick et al., 2013).

1.1 Motivação

A principal motivação deste trabalho é entender como as fraturas subsísmicas e carstes impactam na produção de petróleo através de simulações de fluxo, principalmente no contexto do pré-sal brasileiro, onde muitos reservatórios são fraturados e carstificados.

Um dos principais desafios operacionais destes reservatórios está associado ao risco de chegada precoce de água e gás nos poços produtores em decorrência de heterogeneidades geológicas críticas, como fraturas e carste. Em grande parte dos casos, a representação destas heterogeneidades não condiz com a realidade, em consequência, água ou gás acabam por chegar precocemente nos poços produtores por caminhos preferenciais. Consequentemente, as previsões de produção e estratégias para o desenvolvimento do campo são afetadas, gerando prejuízo para as companhias de petróleo. Sendo assim, a motivação deste trabalho é criar metodologias para melhor representar fraturas e carstes com objetivo de aprimorar a tomada de decisão e gerenciamento de campos carbonáticos.

Este trabalho visa também que as metodologias desenvolvidas possam ser aplicadas diretamente por profissionais da indústria de O&G. Desta forma, a metodologia para caracterização de fraturas subsísmicas foi toda desenvolvida em softwares comerciais. E em relação à modelagem de carstes, modelos rápidos são disponibilizados para corrigir a permeabilidade efetiva em zonas carstificadas, evitando o uso de ferramentas não gratuitas e que exigem um grande esforço computacional.

1.2 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é gerar metodologias para representar carstes e fraturas subsísmicas (heterogeneidades geológicas críticas) em modelos de simulação de fluxo. Além disso, quantificar através destas metodologias o impacto destas heterogeneidades críticas no fluxo dos reservatórios carbonáticos.

Os objetivos específicos podem ser divididos em duas fases:

- Fase 1
 - Mostrar a importância da caracterização das fraturas subsísmicas e seu impacto no modelo de fluxo.

- Construir e validar uma metodologia para caracterização e simulação de fraturas subsísmicas sob incertezas (através de conjunto de modelos).
- Fase 2
 - Construir modelos de alta fidelidade (fenomenológicos) para representar os carstes, vazios não preenchidos, sendo estes conectados ou não por fraturas ou camadas de alta permeabilidade (super k);
 - Desenvolver uma metodologia para tornar o uso dos modelos de alta fidelidade viáveis para aplicação em modelos tradicionais de reservatório;
 - Aplicar a metodologia em um reservatório real para mostrar o impacto da correção das permeabilidades equivalentes na produção de petróleo.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Um fato interessante sobre as rochas carbonáticas está relacionado aos inúmeros processos digenéticos que as afetam, sendo assim a porosidade final nos carbonatos pode estar relacionada a outros fatores além do ambiente deposicional. De fato, ao contrário de outras litologias, a porosidade primária original em carbonatos pode ser totalmente modificada durante a diagênese e uma nova porosidade secundária significativa pode ser criada. Os tipos de porosidades encontradas são bastante variados (Archie, 1952; Choquette e Pray, 1970; Lucia, 1983).

A Figura 2.1 resume a classificação da porosidade em carbonatos segundo Choquette e Pray, 1970. As porosidades interpartícula, intrapartícula, estrutura de crescimento, abrigo e fenestral são porosidades deposicionais. A porosidade formada durante a diagênese pode ser moldada, em canal, intercristalina, fraturada, vugular ou carstificada (Choquette e Pray, 1970). Lucia (2007) faz uma classificação interessante e específica para os macroporos, e os separa em dois grupos: conectados (fraturas e cavernas) e porosidade vugular isolada por rocha matriz. Neste trabalho vamos nos concentrar nas porosidades secundárias do grupo fábrica não seletivo, principalmente nas fraturas e carstes, o que definimos como descontinuidades ou heterogeneidades geológicas críticas. Os reservatórios carbonáticos podem ter inúmeras descontinuidades variando em diversas escalas, incluindo fraturas de diversos comprimentos entre centímetros a quilômetro, juntas, camadas de alta permeabilidade (a qual se denomina $super\ k$) e feições cársticas.

Em geral, parte das descontinuidades existentes não é identificada devido à resolução sísmica limitada, a qual depende dos equipamentos de aquisição sísmica, profundidade e litologia das camadas até chegar ao reservatório. Uma parte destas descontinuidades não observadas são as fraturas subsísmicas, as quais possuem comprimentos de até algumas dezenas de metros, que, no entanto, podem ter um impacto significativo na conectividade dos corredores de fraturas (Furtado *et al.*, 2022). Como resultado, esforços estão sendo feitos para melhorar a caracterização de fraturas em reservatórios carbonáticos e afloramentos de rocha análogos (por exemplo, Johann *et al.*, 2016; Costa *et al.*, 2018; Lima *et al.*, 2019; Giuffrida *et al.*, 2019; Furtado *et al.*, 2022). No entanto, aspectos importantes necessitam de maiores investigações, como o impacto de diferentes escalas de fratura no comportamento do escoamento do fluido e a importância da inclusão de fraturas subsísmicas nas análises do modelo de reservatório.

Não menos importante, um desafio atual é também como considerar o alargamento da abertura da fratura devido à dissolução química destas rochas (Lopes *et al.*, 2022), um efeito que pode aumentar a permeabilidade da rede de fraturas em várias ordens de magnitude (Kaufmann, 2003; Wang e Yu., 2018; Lopes *et al.*, 2022). Como resultado, a dissolução dos sistemas de fraturas (carstes) afeta diretamente o comportamento dinâmico do reservatório, e consequentemente, a sua produtividade (Bourdon *et al.*, 2004).

Em geral, os carstes geralmente se formam em unidades carbonáticas com porosidade de matriz limitada, onde ocorre a dissolução da rocha principalmente ao longo de redes de falhas e fraturas (Loucks, 1999) e acamamentos (Cazarin, 2016; Araújo *et al.*, 2021) devido ao intenso fluxo de algum fluido subsaturado de minerais reativos a matriz rochosa. Esses são os principais desafios relacionados aos reservatórios carbonáticos carstificados do pré-sal Brasileiro abordados neste trabalho.

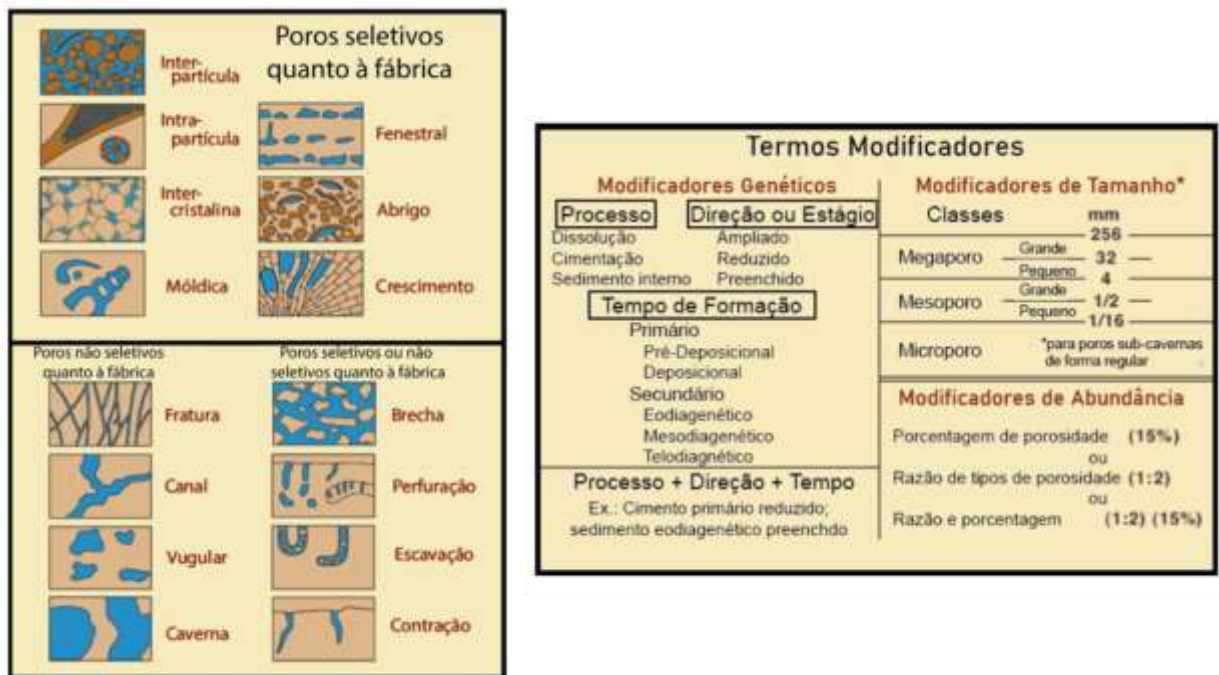


Figura 2.1. Classificação da porosidade em carbonatos segundo Choquette e Pray, 1970.

As fraturas são frequentemente encontrada em rochas carbonáticas, as quais alteram sensivelmente o escoamento de fluidos devido ao contraste de condutividade hidráulica entre o meio contínuo (matriz) e as discontinuidades relacionadas às fraturas propriamente ditas (Paiva, 2012).

De fato, as fraturas tendem a afetar radicalmente o escoamento no reservatório, pois costumam atuar como caminhos de fluxo preferenciais, no caso em que as fraturas

permanecem abertas. Já se forem seladas por material impermeável, funcionam como barreiras ao fluxo.

Negligenciar os efeitos de escoamento nas fraturas pode causar uma série de fatores indesejáveis e inesperados, como a baixa precisão no cálculo da previsão da produção de óleo e da irrupção de água (ou gás) nos poços produtores; ou por outro lado, pode afetar positivamente a recuperação final quando a permeabilidade da rocha é muito baixa (Jenni, 2004). Todos os reservatórios devem ser considerados fraturados até que se prove o contrário (Narr *et al.*, 2006).

Assim, o estudo das fraturas é importante para o ramo da geologia, geofísica e engenharia de reservatório, com muitos desafios e dificuldades a serem superados. A caracterização das fraturas é complexa, devido à falta ou baixa qualidade das informações necessárias para descrição das mesmas (posição, comprimento, abertura, condutividade etc.). Consequentemente, cada vez mais torna-se necessária a busca por novas metodologias e ferramentas para mitigar estas incertezas nas estimativas de produção do campo.

Além destes pontos abordados acima, as fraturas muitas vezes são responsáveis pela formação de outras heterogeneidades críticas, como os carstes, quando ocorre intenso fluxo nas falhas e fraturas (Loucks, 1999) e acamamentos, ocasionando dissolução da rocha matriz (Figura 1.2) nestes caminhos nesta rede de caminhos preferenciais.

2.1 Definição de fraturas

Na literatura, a terminologia utilizada para definir as fraturas é confusa e varia conforme o autor, porém neste trabalho é definida, em termos gerais, como qualquer descontinuidade que se desenvolveu em uma rocha devido à ação de tensões.

Com base na Figura 2.2, o Modo I é definido quando as fraturas (juntas ou fraturas difusas) estão sob tração, ou seja, os deslocamentos são normais em relação às paredes de descontinuidade. Os Modos II e III correspondem a um tipo de fratura, usualmente chamada de falhas, objetos de escala sísmica e subsísmicas, que são definidos por deslocamentos que ocorrem no plano de cisalhamento. Em geral, os tipos de fraturas encontrados na natureza são tipicamente classificados como fraturas do Modo I e II (Bonnet *et al.*, 2001).

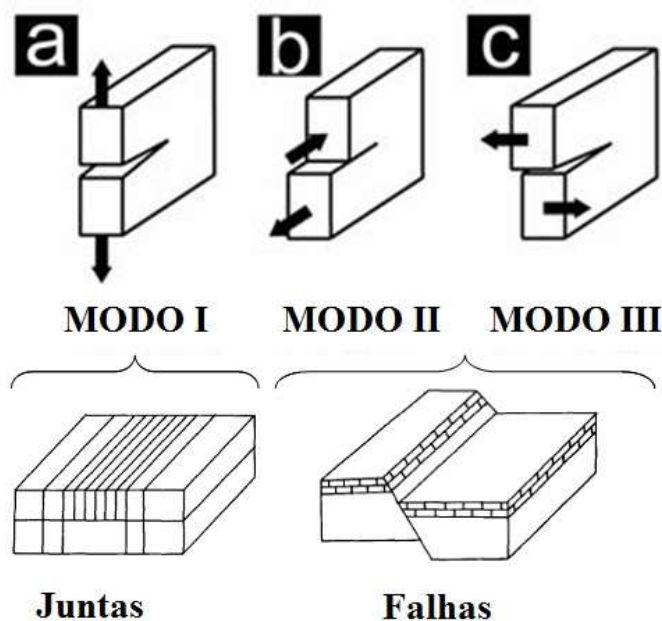


Figura 2.2. a) Modo I representa fraturas (juntas ou fraturas difusas) que estão sob tensão normal. b) e c) Modos II e III correspondem às falhas, geradas pela ação de tensões cisalhantes (Bonnet *et al.*, 2001).

2.2 Propriedades das fraturas

Os parâmetros de uma fratura referem-se às suas características intrínsecas, tais como: abertura, tamanho, natureza da fratura (selada ou condutiva, preenchimento, descrição das paredes da fratura) e orientação. Ao analisar um conjunto de fraturas (geometria) é possível reconhecer a existência de outros parâmetros, como: orientação, bloco de matriz (tamanho médio de rocha matriz cercado por fraturas); distribuição e densidade (sendo estes dois últimos relacionados ao número de fraturas). Quando a densidade de fratura está relacionada com a litologia, surge outro parâmetro particular, chamado intensidade de fratura (Van Golf-Racht, 1982). Os parâmetros básicos e suas relações são ilustrados na Figura 2.3.

Fraturas podem ser representadas através de uma linha (lineamento) caso a visualização seja no plano (duas dimensões), ou como uma superfície (polígono) em três dimensões. Os principais parâmetros utilizados para descrever uma fratura são:

- Tamanho: representa o tamanho da linha descrita pela fratura no plano;
- Extensão vertical: representa a distância (altura) entre o plano inferior e superior da fratura;
- Abertura: definido pela distância de uma linha perpendicular entre superfícies (paredes) de uma fratura aberta;
- Rejeito total: definido pela distância entre dois pontos deslocados no plano de falha (fraturas que tiveram deslocamento direcional);

- Fraturas difusas ou juntas (pequena escala) são descontinuidades de pequeno porte que variam em uma escala de metros a dezenas de metros. Além de não possuírem rejeito, são bastante numerosas, então, geralmente, são modeladas estocasticamente e de forma simplificada com objetivo de reduzir o tempo de simulação dos modelos de reservatório.

2.4 Carstes

Uma vez que os conceitos sobre as fraturas foram introduzidos, agora podemos seguir com a fundamentação teórica sobre a definição dos carstes. A hipótese adotada neste trabalho é que a formação dos carstes ocorre em decorrência da dissolução causada por intenso fluxo de algum tipo de fluido subsaturado em descontinuidades como fraturas e camadas de alta permeabilidade (Loucks, 1999). Desta forma, existe uma grande possibilidade da formação de carstes em rochas carbonáticas, geralmente de porosidade limitada, onde o fluxo encontra-se concentrado principalmente nas redes de falhas e fraturas.

Esteban e Klappa (1983) definem carste como “uma fácies diagenética, em corpos carbonáticos seja por soerguimento tectônico, seja por rebaixamento do nível de base em períodos de seca, produzida e controlada pela dissolução e migração de carbonato de cálcio em águas meteóricas, ocorrendo em uma ampla variedade de condições climáticas e configurações tectônicas, gerando uma paisagem característica”.

James e Choquette (1988) estendem a definição de carste para incluir “todas as características diagenéticas – macroscópicas e microscópicas, superficiais e subterrâneas – que são produzidas durante a dissolução química e modificação associada a uma sequência estratigráfica de rochas carbonáticas”.

Ford e Williams (1989) apontam que “carste é um terreno com hidrologia distinta e formas de relevo decorrentes de uma combinação de alta solubilidade da rocha e porosidade secundária bem desenvolvida”.

Moore (2001) discute o desenvolvimento do carste dentro de um padrão específico de estratigrafia de sequências e, além disso, diferencia entre a dissolução meteórica relacionada a sequências de quarta ordem ou superior e a carstificação associada a limites de sequência de terceira ordem ou inferior.

As definições amplamente aceitas acima de carste concentram-se principalmente em rochas carbonáticas expostas à água meteórica nas zonas vadosa e freática. No entanto, fluidos hidrotermais relacionados à atividade vulcânica e outros sistemas de circulação de

água quente também produzem características cársticas em um processo que muitos pesquisadores denominaram carstificação hidrotermal (Russell e Carol, 2007).

Todas as definições de carste discutidas acima estão ligadas a sistemas cársticos contemporâneos, ativos e próximos à superfície. Carste na subsuperfície profunda é tecnicamente denominado “buried paleokarst” conforme definido por Zhao et al (2014). Neste trabalho vou definir “buried paleokarst” apenas como carste. James e Choquette (1988) também usam o termo paleocarste para se referir à topografia cárstica que foi enterrada por sedimentos. Da mesma forma, qualquer reservatório de hidrocarboneto cárstico deve ser chamado de reservatório de paleocarste.

A caracterização de sistemas cársticos (paleocársticos) ainda é um desafio, devido às geometrias complexas em várias escalas, com porosidades vulgares e cársticas (Tosca e Wright, 2015; Poros *et al.*, 2017), principalmente nos reservatórios do pré-sal que são altamente impactados (Correia, 2019).

A origem dos fluidos de carstificação também pode ser utilizada em termos de classificação, o que é um fator diferencial entre carstificação epigênica e hipogênica (Cazarin, 2021). Enquanto na carstificação epigênica as águas ácidas são de origem essencialmente meteórica e rica em CO₂, na carstificação hipogênica diferentes fatores (temperatura e composição do fluido) podem atuar para aumentar o poder de dissolução das rochas carbonáticas pelos fluidos ascendentes (Cazarin, 2021).

Um dos aspectos mais importantes do carste hipogênico é o desenvolvimento de rocha reservatório capaz de armazenar hidrocarbonetos. Segundo Cazarin (2021), 50% do óleo e gás mundial estão concentrados em 20 tipos de rochas carbonáticas. Desta forma, a compreensão das propriedades petrofísicas (porosidade e da permeabilidade) em um sistema cárstico, assim como dos atributos estruturais, é fundamental para definir as condições da formação de rochas reservatório em carbonatos (Cazarin, 2021).

Um reservatório carbonático cárstico é caracterizado por um espectro de vazios, variando em escala vulgar a cavernas que se comunicam dinamicamente com uma variedade de matrizes (Jones, 2015; Chaves, 2018). As características cársticas podem ser divididas amplamente em dois tipos: (1) micro-carstes associados a gargantas de poros vulgares superiores a 10-20 mm e (2) mega-carstes descrevendo objetos cársticos que incluem canais e cavernas acima de 300 mm de abertura (Chaves, 2018; Trice, 2005). Este trabalho é focado em mega-carstes, e aqui nomeados como carste para simplificação.

Na Etapa 1 deste trabalho, faz-se o uso de dados do afloramento Lajedo Soledade localizado na bacia Potiguar para obtenção de dados estruturais relacionados a fraturas

(escala, abertura, orientação, etc.) e carstificação (aberturas alargadas) (Lopes *et al.*, 2022, Lima *et al.*, 2023). Este afloramento é frequentemente utilizado como análogo a reservatórios carbonáticos do pré-sal brasileiro, aqui não estou me referindo que as características do afloramento são análogas, mas sim a analogia entre os processos de formação das heterogeneidades geológicas críticas.

Desta forma, vamos introduzir alguns conceitos e dados sobre a bacia Potiguar (Figura 2.4), a qual está localizada na margem equatorial brasileira e teve sua evolução a partir da abertura do Oceano Atlântico Sul durante o rompimento das placas Sul-Americana e Africana no Cretáceo Inferior (Matos, 1992). Diferentes mecanismos de condução foram responsáveis pela formação de um *rifte* emerso abortado e um *rifte* submerso. O *rifte* emerso, que compreende a área de estudo, é composto por uma arquitetura interna composta por *grábens* e *horsts* com direção NE –SW (Lopes *et al.*, 2022, Chang *et al.*, 1988; Matos, 1992).

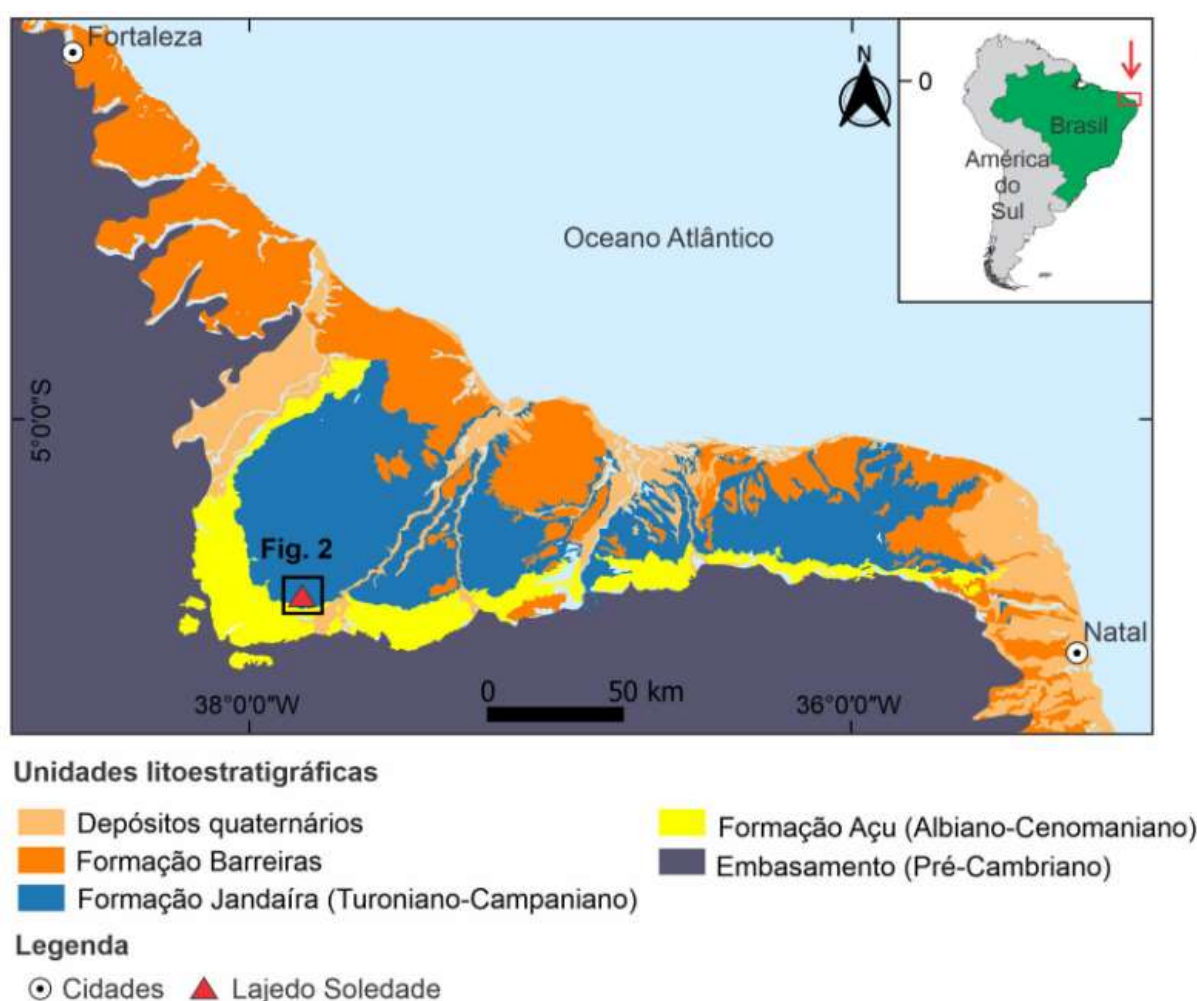


Figura 2.4. Mapa geológico simplificado da Bacia Potiguar, modificado de Angelim *et al.* (2006). A área de estudo é o afloramento Soledade (Figura 2.5) que é composto por rochas carbonáticas da Formação Jandaíra (Lima *et al.*, 2023).

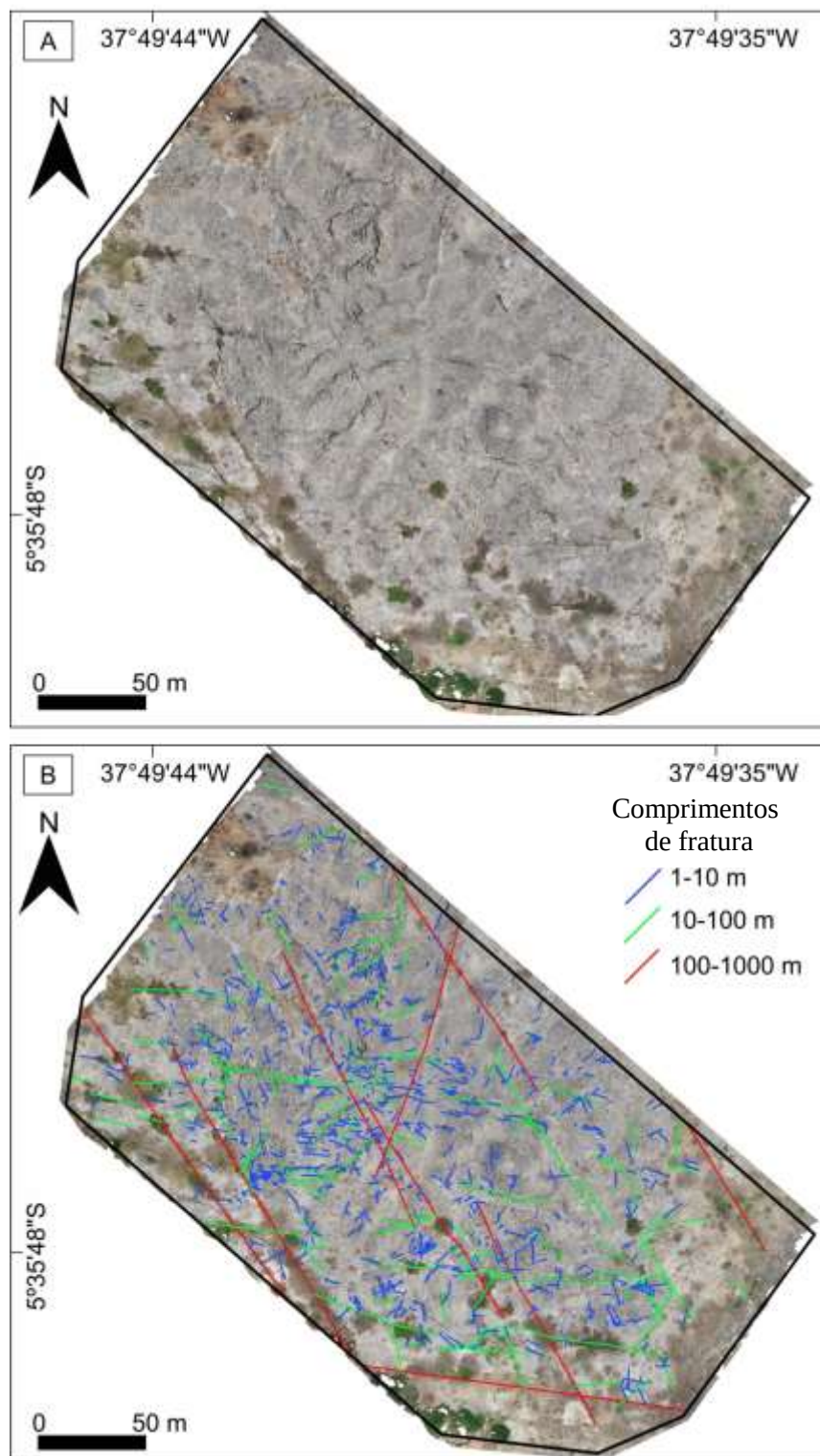


Figura 2.5. Vista aérea do afloramento Soledade (A) e da rede de fraturas identificada (B). Três intervalos de comprimento de fratura são destacados: 1-10 m (em azul), 10-100 m (em verde) e 100-1000 m (em vermelho). (Lima et al., 2023)

O registro estratigráfico da Bacia Potiguar está relacionado às diferentes fases de evolução, a qual inclui três supersequências: *Rifte*; *Pós-Rifte* e *Drifte* (Lopes, 2017; Matos, 1992; Pessoa Neto et al., 2007). Este estudo se concentra na fase Albiana *pós-rifte* que inclui os carbonatos de águas rasas da Formação Jandaíra (Córdoba, 2001). As rochas desta formação foram depositadas em uma plataforma marinha/rampa carbonática, durante o Eoturoniano-Eocampaniano. Eles incluem argilitos a *grainstones bioclásticos* e *intraclásticos*, com raras intercalações de arenitos, folhelhos, margas e evaporitos (Córdoba, 2001; Pessoa Neto et al., 2007).

A plataforma carbonática sofreu quatro episódios de exposição subaérea, que promoveram intensa carstificação das rochas carbonáticas (Pessoa Neto et al., 2007). As redes de fraturas na Formação Jandaíra se desenvolveram a partir de dois episódios de deformação pós-Campaniana (de Graaf et al., 2017; Bertotti et al., 2017; Bezerra et al., 2020). O primeiro e principal episódio é caracterizado por uma compressão N-S e uma extensão E-W do Campaniano ao Mioceno (Bezerra et al., 2020). O segundo e mais recente evento ocorreu do Mioceno ao Quaternário e é caracterizado por uma compressão E-W e extensão N-S na parte leste da bacia, e uma compressão NW-SE e extensão NE-SW nas partes central e oeste da bacia (Bezerra et al., 2020).

O processo de carstificação da formação Jandaíra é epigenético e é controlado por estruturas associadas à fase pós-rifte. Durante o primeiro episódio de deformação, acima referido, os carbonatos da Formação Jandaíra foram completamente cimentados após diagênese precoce, e a circulação de fluidos ficou praticamente restrita a redes de fraturas (de Graaf et al., 2017; Bertotti et al., 2017). Além disso, veios e estilólitos formados durante o segundo episódio de deformação foram dissolvidos e ampliados pela fase mais recente de carsificação (Mioceno-recente).

2.5 Escoamento em reservatórios fraturados carstificados

Reservatórios carbonáticos naturalmente fraturados são principalmente compostos por uma matriz porosa, além de outros espaços vazios como fraturas, vuggs e carstes.

Neste trabalho, chamamos esses espaços vazios de discontinuidades críticas. Desta forma, a simulação de fluxo é muito desafiadora devido à coexistência de regiões porosas e de fluxo livre nestas discontinuidades críticas (tipicamente em múltiplas escalas), a qual requer um acoplamento dinâmico entre esses meios (Wu *et al.* 2006).

A presença de vazios individuais como carstes em um meio poroso circundante pode alterar significativamente a permeabilidade efetiva do meio. Além disso, fraturas e carstes de longo alcance podem formar vários tipos de redes conectadas que alteram a permeabilidade efetiva do meio em várias ordens de magnitude.

Um fator adicional que dificulta a modelagem numérica de tais sistemas é a falta de conhecimento preciso sobre a posição exata da interface (limite) entre o meio poroso (rocha) e os carstes. Finalmente, os efeitos do preenchimento de fraturas e carstes por material solto (areia, lama, cascalho, etc.), a presença de danos na interface entre os meios porosos e os carstes e a rugosidade das fraturas podem desempenhar um papel muito importante na resposta do reservatório (Popov, 2009). Neste trabalho, para fins de simplificação, os carstes são considerados como vazios não preenchidos.

Visando modelar o escoamento tanto no meio poroso quanto dentro das heterogeneidades críticas, abordaremos alguns conceitos relacionados à modelagem de fluxo que podem funcionar para representar reservatórios carbonáticos fraturados e carstificados. Sabe-se que as equações de Darcy-Stokes têm sido utilizadas para modelar processos de infiltração industrial e escoamentos superficiais e subsuperficiais acoplados, para os quais o domínio poroso e de escoamento livre estão bem separados.

O modelo de Darcy-Stokes consiste na lei de Darcy combinada com a conservação de massa no subdomínio poroso e as equações de Stokes no subdomínio de fluxo livre (vazios/carstes). Para que o modelo funcione, devem-se especificar condições na interface entre os subdomínios Darcy e Stokes.

Em reservatórios carbonáticos, uma das características do escoamento é que o domínio poroso e de fluxo livre não estão bem separados: carstes e matriz rochosa estão entrelaçados em todo o reservatório, muitas vezes em múltiplas escalas (referente ao tamanho / comprimento). Isso significa que a abordagem acoplada de Darcy-Stokes não é viável para a simulação de toda extensão de um reservatório real por diversas razões.

Em primeiro lugar, a falta de dados precisos sobre a localização e geometria da interface entre carstes e a matriz porosa, além de dados experimentais para descrever às condições da interface (rugosidade, etc). Estas informações podem ser apenas obtidas para uma amostra de rocha média ou pequena, impossibilitando a descrição do reservatório como um todo.

Em segundo lugar, a representação explícita do meio em uma escala de centímetros, conforme necessário para resolver carstes e fraturas, tornaria o problema de fluxo computacionalmente intratável.

Finalmente, os domínios de fluxo livre podem conter material de preenchimento solto ou suspensões de partículas nos fluidos que preenchem o espaço vazio que tornariam o problema ainda mais complexo (Gulbransen et al., 2009). Neste trabalho, por questões de simplificação, decidiu-se que os carstes estão completamente vazios, não estão preenchidas por outras rochas, sedimentos ou cimentação.

Portanto, em se tratando de reservatórios reais, não é razoável aplicar as equações de Darcy-Stokes para todo o domínio. Entretanto, Arbogast e Lehr (2006) deduziram através da teoria da homogeneização que o modelo macroscópico para reservatórios carbonáticos carstificados seria do tipo Darcy, entretanto utilizando uma permeabilidade efetiva proveniente da transferência de escala da resolução das equações de Darcy-Stokes na microescala dentro de uma célula do reservatório. Nesta linha de raciocínio, alguns autores evoluíram esse tema relacionado como tratar o escoamento em diferentes escalas e meios (poroso, fraturas e vuggs) através de técnicas de elementos finitos (Arbogast e Brunson, 2007; Karper et al., 2009). Arbogast e Gomez (2009) estenderam esse tipo de abordagem para três dimensões espaciais.

Outra técnica de transferência de escala foi apresentada por Popov *et al.* (2007, 2009) ao utilizar equações de Stokes-Brinkman, em vez das equações de Darcy-Stokes, aplicadas a modelos de alta fidelidade para calcular permeabilidades efetivas em modelos de baixa – média fidelidade.

As equações de Stokes-Brinkman podem ser reduzidas às equações de Stokes ou de Darcy em limites de parâmetros apropriados e fornecem um modelo um pouco mais grosseiro que não requer uma descrição precisa da interface entre os domínios de fluxo livre (nos carstes) e porosos. Isso é vantajoso para aplicações em reservatórios reais em se tratando da incerteza relacionada ao posicionamento dos carstes no reservatório e também onde a resolução do equacionamento de Stokes é computacionalmente intratável. Além disso, o modelo Stokes-Brinkman pode ser utilizado em zonas danificadas, pois estas equações são capazes de realizar uma transição perfeita entre Darcy e Stokes.

O que podemos ressaltar nas abordagens de transferência de escala discutidas acima é que ambas executam os cálculos diretamente em modelos de alta fidelidade (malha fina) para prever propriedades efetivas em um modelo de média/baixa fidelidade (malha grossa). Entretanto, nota-se uma evolução das complexas técnicas de transferência de escala (*upscaling*) (Arbogast e Brunson, 2007; Karper et al., 2009; Popov *et al.* 2007 e 2009; Lopes et al 2020) para reservatórios carstificados, porém, em geral, as aplicações são restringidas a pequenas seções de modelos, ou modelos simplificados.

Outro ponto é que os artigos encontrados na literatura relacionados a modelagem de fluxo no meio poroso e nos carstes (Popov et al., 2009; Lopes et al., 2020, Murad et al., 2020) costumam focar na resolução do problema em pequena escala, sem entregar uma solução simples que possa ser utilizada por profissionais (engenheiros, geólogos e geofísicos) que trabalham diretamente na operação dos campos petrolíferos.

Neste texto, além de sugerir uma metodologia para calcular as permeabilidades equivalentes em regiões carstificadas em alta fidelidade, também mostramos um exemplo de aplicação direta desta em um reservatório real do pré-sal (em escala de campo). A inovação contida neste trabalho está relacionada à entrega de modelos rápidos para cálculo de permeabilidade equivalente de regiões carstificadas para a comunidade de óleo e gás. Outra preocupação está relacionada a devolver para comunidade de O&G uma metodologia simples, sem depender de softwares comerciais e que seja executada com baixo tempo computacional.

2.6 Planejamento Estatístico

O planejamento estatístico é uma técnica amplamente usada para planejar e analisar resultados de testes laboratoriais (Box *et al.*, 1978). A técnica do planejamento estatístico foi tradicionalmente utilizada na agricultura, processos biológicos e laboratórios de química, com registro das primeiras aplicações na década de 30. Esta técnica tem se intensificado na indústria do Petróleo a partir do início de 2000 (Risso et al., 2006; Risso, 2007 ; Avansi, 2008; Lima et al., 2009; Frizzzone, 2009; Lima, 2010; Risso et al., 2011, Silva et al, 2022, Cirac et al, 2023), sendo aplicados frequentemente em análise de risco, ajuste de histórico (assimilação de dados), de maneira geral para substituir custosas simulações de reservatórios.

Entretanto, nesta tese esta técnica é utilizada para criar superfícies de respostas (“*proxy-models*”, “*fast-models*” ou modelos rápidos) capazes de substituir as simulações complexas e custosas computacionalmente (elementos finitos e malhas não-estruturadas) para avaliar a permeabilidade equivalente em modelos fenomenológicos de tripla porosidade e tripla permeabilidade, considerando escoamento simultâneo em carstes, fraturas e no meio poroso da rocha matriz. O nome escolhido para representar esta técnica neste trabalho é modelo rápido.

A definição do tipo de planejamento depende tanto do número de atributos críticos estudados, quanto sua forma de discretização. Os tipos de planejamento mais utilizados na obtenção de superfícies de resposta são: Fatorial Completo, Box-Behnken (Risso, 2007) e Hipercubo Latino (Risso et al., 2011).

2.7 Fatorial Completo

O planejamento fatorial completo desenvolvido por George E. P. Box e Wilson G. Hunter em 1957 é o mais popular planejamento de segunda-ordem. Os pontos fatoriais ou principais fornecem as informações lineares e de interações para um modelo de primeira ordem. Já os pontos centrais fornecem informações sobre a existência de curvatura no sistema (segunda ordem, por exemplo). O planejamento fatorial completo, também chamado de esférico para três variáveis pode ser visualizado na Figura 2.6. O prefixo hiper é usado para indicar uma figura geométrica com mais de três dimensões (Risso, 2007).

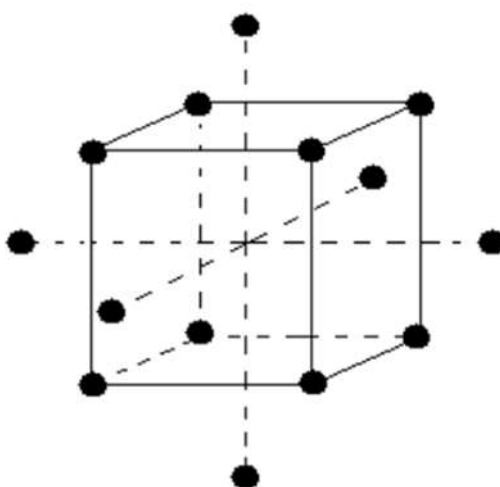


Figura 2.6. Exemplo de planejamento fatorial completo para três atributos (Risso, 2007).

2.7.1 Box-Behnken

Em 1960, Box e Behnken propuseram um eficiente planejamento para ajuste de superfícies de resposta de segunda ordem. A metodologia é construída a partir da matriz incompleta do planejamento apenas usando os pontos médios das arestas e o centro do hiperespaço, além disso, o planejamento não possui nenhum planejamento fatorial completo ou fracionário encaixado (Risso, 2007). Na Figura 2.6 apresenta-se um exemplo de um planejamento para três atributos.

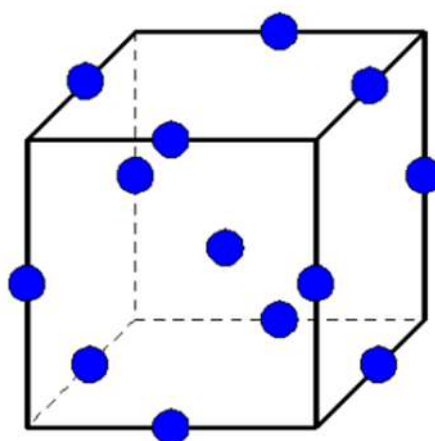


Figura 2.7. Exemplo de planejamento Box-Behnken para três atributos (Risso, 2007).

O planejamento Box-Behnken é um método importante e alternativo ao planejamento fatorial completo, uma vez que utiliza um menor número de ensaios ou simulações. Os planejamentos fatoriais, introduzidos por Box na década de 1950, permitem a otimização ou minimização de processos através da análise da superfície de resposta (RSM - *response surface methodology*). Desde então a superfície de resposta (modelos rápidos) tem sido usada com grande sucesso na modelagem de diversos processos (Risso, 2007).

2.7.2 Hipercubo Latino

Além dos tradicionais métodos tipo fatorial Completo, Box-Behnken e variantes, pode-se também utilizar valores aleatórios para variáveis de entrada de uma regressão tipo superfície de resposta. Desta forma, a amostragem por Hipercubo latino ou *Latin Hypercube Sampling* (LHS) é um método para geração de valores randômicos (Figura 2.8) que utiliza Monte Carlo. No caso de uma função com n variáveis, o intervalo de cada variável é dividido igualmente de acordo com a distribuição que cada variável segue.

Uma das principais vantagens do LHS é que o mesmo não necessita de muitos pontos, diferenciando-se, portanto do Monte Carlo tradicional, o qual necessita de uma grande quantidade de pontos (Kroetz, 2015; Hurtado e Barbat, 1998). Hipercubo latino tem sido aplicado intensivamente na indústria do petróleo em diversas áreas do conhecimento (Maschio e Schiozer, 2018; Santos et al., 2018; Hohendorff et al., 2016), inclusive com bastante sucesso em softwares comerciais para geração de superfícies de respostas (exemplo CMOST – CMG, CougarFlow – Beicip Franlab, etc.).

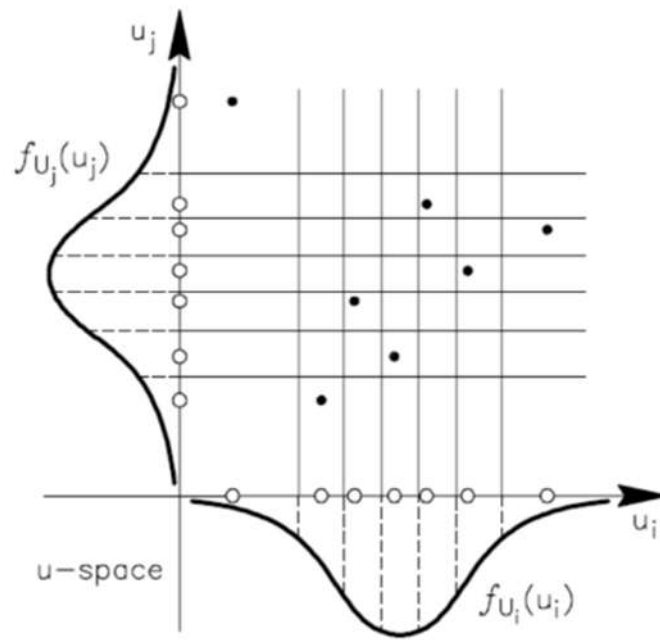


Figura 2.8. Exemplo de amostragem por hipercubo latino. Fonte: Hurtado e Barbat, 1998

2.8 Superfície de respostas ou modelos rápidos

Modelos rápidos, metamodelo, “*fast-models*”, “*proxy-models*” ou superfície de resposta tem por objetivo fornecer, para conjuntos de dados de entrada específicos, uma resposta próxima o suficiente daquele modelo que estamos tentando representar. Basicamente, um modelo rápido é uma função analítica que aproxima a resposta de um modelo numérico complexo $\mathcal{M}$ (como um modelo de elementos finitos ou modelo de diferenças finitas tal como um simulador numérico de reservatórios) tal que: $\mathbf{y} = \mathcal{M}(\mathbf{x})$, onde $\mathbf{y}$ é um vetor que reúne as respostas de interesse, e $\mathbf{x}$ o vetor que reúne os parâmetros de entrada do problema considerado (Kroetz, 2015). O modelo rápido apresenta as seguintes características (Sudret, 2012):

- Pertence a uma determinada classe de funções, o que determina o seu tipo. É completamente caracterizado por um conjunto de parâmetros, uma vez que a classe esteja estabelecida.
- O custo computacional de sua avaliação é consideravelmente menor do que o custo do modelo numérico original.
- O modelo rápido se ajusta ao modelo numérico a partir do conhecimento da resposta do modelo original em alguns pontos.

Deste modo, sua utilização se faz bastante útil em problemas em que um modelo precise ser resolvido muitas vezes, como no caso da construção de curvas de risco para a produção de

um determinado reservatório de petróleo. Um modelo numérico complexo pode levar horas para ser avaliado por um computador, o que torna inviável resolvê-lo milhares de vezes. Este problema pode ser contornado ao substituir tal modelo numérico por um modelo rápido.

Em geral, os modelos são ajustados aos pontos conhecidos através de técnicas de minimização dos erros, sendo necessários m pontos conhecidos para um modelo com m parâmetros livres, ainda que usualmente avalia-se mais pontos do que o estrito necessário para adquirir informações sobre os erros do modelo (Kroetz, 2015).

Neste trabalho, especificamente na Fase 2, o modelo rápido (superfície de resposta) é gerado a partir dos resultados das simulações propostas pelo planejamento estatístico Box-Bhenken e pelo Hipercubo Latino em conjunto. O planejamento Fatorial Completo não foi utilizado devido ao grande número de simulações exigidas.

O principal objetivo do uso desta metodologia é substituir as custosas simulações de fluxo dentro dos carstes e suas interações com outros meios (fraturas e matriz) realizadas no *simulador EF* (Comsol Multyphysics). Desta forma, qualquer engenheiro pode corrigir as permeabilidades das regiões carstificadas de seu reservatório através dos modelos rápidos disponibilizados na seção 5.2.2, considerando as faixas de atuação (parâmetros) dos modelos rápidos. Sendo assim, muitos modelos de reservatórios carstificados podem ser corrigidos de forma semelhante ao exemplo da seção 5.2.3.

2.9 Aspectos Práticos

Os principais conceitos, definições e hipóteses utilizadas para o desenvolvimento deste trabalho estão concentrados nesta seção de Aspectos Práticos.

2.9.1 Definição geral de fraturas e carstes

Neste estudo, o termo fratura é usado para se referir a qualquer descontinuidade aberta de um meio, como juntas, falhas e estilólitos ou veios dissolvidos. As feições cársticas resultam da dissolução de rochas carbonáticas, que muitas vezes seguem descontinuidades estruturais e sedimentares (James e Choquette et al., 1988; Araújo et al., 2021; Lopes et al., 2022).

Especificamente neste trabalho, os carstes são considerados vazios por fins de simplificação, ou seja, não estão preenchidos por sedimentos ou qualquer outro tipo de rocha. Estes podem estar conectados apenas pela matriz, conectados por matriz e fraturas verticais ou por matriz e camadas de alta permeabilidade (super k).

2.9.2 Hipótese de fraturas como fractais

A geometria fractal é o ramo da matemática para o estudo de objetos cuja estrutura é independente da escala de observação. Segundo Falconer *et al.* (2003), as principais propriedades dos objetos fractais são:

- Apresentam estrutura fina em escalas arbitrariamente pequenas, ou seja, contêm detalhes mesmo quando observados muito de perto;
- São muito irregulares para serem facilmente descritos através da tradicional geometria euclidiana;
- Possuem auto-semelhança, o que consiste no fato de serem cópias de si próprio em várias escalas;
- Apresentam uma definição simples e recursiva.

De acordo com Bonnet *et al.* (2001), os métodos fractais são extensivamente utilizados para caracterizar a distribuição espacial das redes de fraturas. A geometria fractal fornece uma maneira de quantificar o grau de irregularidade de um conjunto (família) de fraturas. Além disso, é possível extrair um parâmetro independente da escala: a dimensão fractal (D_f).

Na geometria clássica, uma linha é considerada um objeto de uma dimensão, uma superfície um objeto bidimensional, e um volume tridimensional. Os humanos estão habituados a descrever a quantidade de dimensões dos objetos através de números inteiros (um, dois ou três). No entanto, não é claro qual seria a dimensão de uma série de pontos de uma linha, de uma curva irregular ou convolução de uma superfície sólida, assim, foi introduzido por Mandelbrot (1975) o termo dimensão fractal (D_f).

A dimensão fractal mede o grau de irregularidade ou fragmentação de um objeto, ou mesmo a rugosidade de uma superfície. Para um objeto fractal definido no espaço de duas dimensões, então D_f está compreendida entre um e dois. No entanto, quando a dimensão fractal tende a um, o objeto se aproxima de uma linha, ou caso D_f se aproxime de dois, o objeto se aproxima de um plano 2D, como pode ser verificado através do exemplo da Figura.

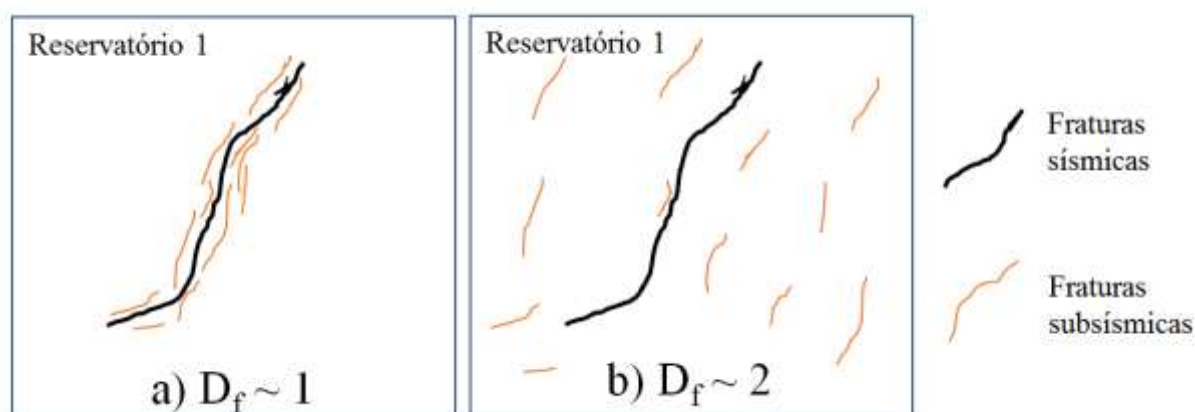


Figura 2.9. Exemplo da distribuição de fraturas subsísmicas quando (a) D_f é próxima de 1, onde as fraturas subsísmicas ficam agrupadas gerando corredores de fraturas e (b) quando D_f é próxima à 2 e as fraturas subsísmicas são distribuídas ao longo do plano 2D (no caso por toda a extensão do reservatório 1). Fonte: Lima et al, 2023

2.9.3 Modelagem de fraturas

Fraturas existem em diversas escalas, de microns a centenas de quilômetros, embora na classificação de reservatórios fraturados estes objetos são divididos em três escalas principais: fraturas sísmicas (larga escala), fraturas subsísmicas (média escala) e fraturas difusas (pequena escala). A definição destas escalas de fraturas foi realizada no Item 2.3.

2.9.4 Modelagem de fraturas subsísmicas

Modelos estocásticos são geralmente utilizados na caracterização de reservatórios para representar o meio fraturado através da distribuição de objetos (fraturas) e na reprodução da geometria de rede de fraturas (Chiles et al., 1993). O foco deste trabalho concentra na escala de fraturas subsísmicas, por se tratarem de objetos complexos e desafiadores de serem modelados atualmente na indústria de petróleo.

Além do mais, o fluxo nestas fraturas quando não modelados pode impactar severamente na previsão do comportamento do reservatório, por se tratarem de objetos de comprimento significativo em relação à escala de reservatório, e também, por propiciarem anisotropia em relação às propriedades de permeabilidade do campo. Um exemplo de frequente ocorrência, nos reservatórios carbonáticos do pré-sal são os corredores de fraturas, compostos por fraturas subsísmicas seguindo a mesma orientação dos objetos de larga escala (Furtado et al., 2022).

Outro ponto importante é que a caracterização das fraturas subsísmicas pode ser o ponto de partida para caracterização de carstes subsísmicos.

2.9.5 Modelo conceitual para formação de carstes

A dissolução cárstica dos sistemas de fraturas afeta diretamente o comportamento dinâmico, e consequentemente, a produtividade do reservatório (Bourdon et al., 2004). Em geral, os sistemas cársticos se formam em unidades carbonáticas em que ocorre intenso fluxo de algum tipo de fluido subsaturado ao longo de redes de falhas e fraturas (Loucks, 1999) e acamamentos (Cazarin, 2016; Araújo et al., 2021). Um modelo conceitual para locais de possíveis ocorrências de carstes (representado em amarelo) está representado na Figura 2.10.

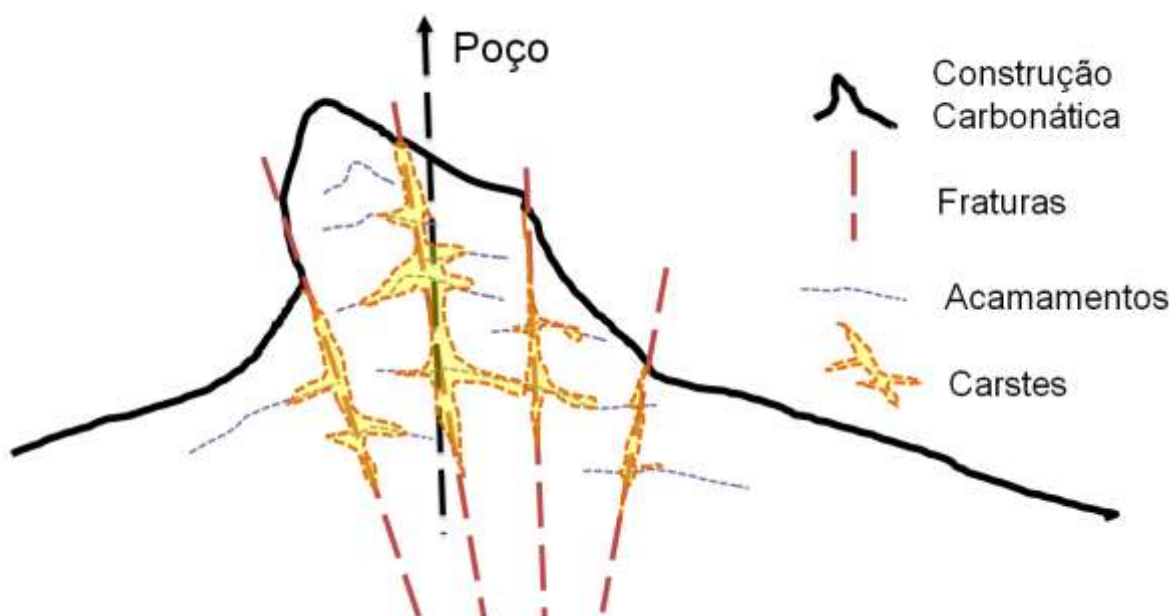


Figura 2.10. Modelo conceitual para formação de carstes em reservatórios carbonáticos.

Lucia (2007) também classifica os macro-poros em dois grupos: conectados (fraturas e carstes) e porosidade vugular isoladas. Neste trabalho entende-se que os carstes estão conectados por fraturas ou camadas de alta permeabilidade na maior parte dos casos, porém simulações de carstes somente conectados pela matriz também são realizadas para que este estudo seja mais abrangente.

2.9.6 Modelagem de fluxo nos carstes

É comum na indústria de petróleo encontrar modelos de reservatórios carstificados, onde apenas a porosidade dos carstes é modelada. Desta forma, é usual na indústria de O&G encontrar estudos em que a transferência de escala da porosidade concentrada (conforme Figura 2.11) é realizada, de forma a obter apenas um valor de porosidade para cada bloco da malha do modelo de simulação.

Na maioria dos casos, as propriedades de permeabilidade destes blocos, onde carstes estão presentes, não são corrigidas. Geralmente, os valores de permeabilidade acabam por serem compensados posteriormente na etapa de calibração do modelo (assimilação de dados ou ajuste de histórico) através de dados dinâmicos de pressão e produção dos poços.

Entretanto, a correção destas permeabilidades locais se torna necessária, visto que o escoamento nos carstes pode atingir grandes velocidades e impactar a chegada de água ou o regime de fluxo em determinadas regiões, principalmente quando o reservatório está em uma fase inicial e com breve histórico de produção.

A presença de vazios individuais, como carstes em um meio poroso circundante, pode alterar significativamente a permeabilidade efetiva do meio (Popov et al., 2009). Desta forma, a representação do escoamento nas células contendo carstes merece atenção, pois muitas vezes a equação de Darcy (amplamente utilizada nos simuladores de fluxo tradicionais) não é suficiente para representar escoamentos turbulentos dentro dos carstes.

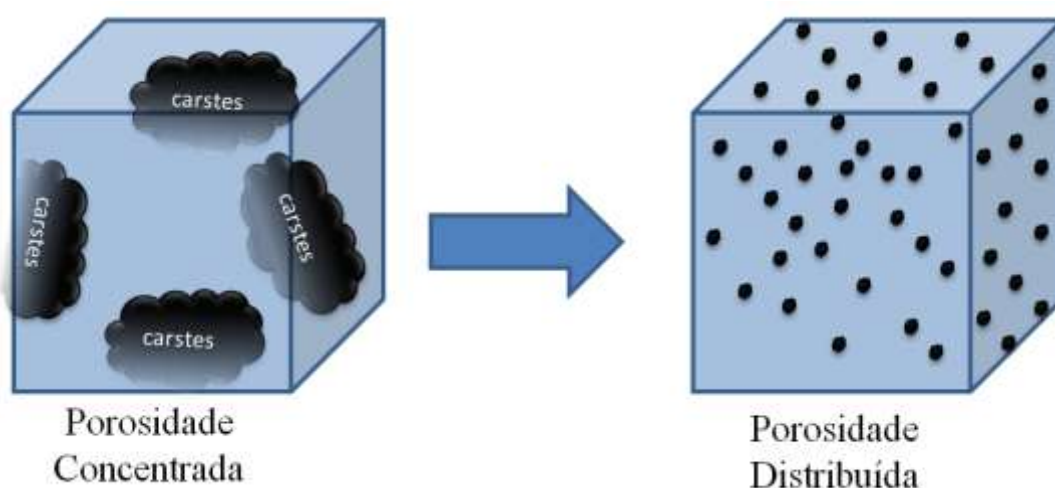


Figura 2.11. Abordagem tradicional para transferência de escala de feições cársticas, onde somente a porosidade concentrada é transformada em porosidade distribuída para uma célula de um modelo de reservatório tradicional.

A simulação de fluxo de tais formações carbonáticas é muito desafiadora devido à coexistência de domínios porosos e de fluxo livre dentro dos carstes (em múltiplas escalas) que requerem acoplamento (Wu et al. 2006).

As propriedades geométricas e hidráulicas da rede de fraturas e carstes desempenham um papel determinante nos regimes de escoamento. Por exemplo, os valores do diâmetro do carste geralmente estão na faixa de 1 a 10 m e, conseqüentemente, exibem enorme potencial para fluxo de fluido localizado (Saller et al., 2013), o que implica tratamento explícito no modelo hidrodinâmico.

Neste trabalho, escoamento nos carstes é descrito pela equação de Navier-Stokes e uma versão corrigida de Forchheimer (com um termo adicional para contribuição turbulenta para resistência ao fluxo) das equações de Brinkman na região porosa. O acoplamento de fluxo livre em cavidades (*free-flow*) e do fluxo em meios porosos é comum nas áreas de ciências da terra e engenharia química. Talvez a maneira mais frequente de lidar com fluxos em meios abertos (cavidades) e porosos acoplados seja através do uso da lei de Darcy adjacente a Navier-Stokes, devido a facilidade da resolução numérica deste tipo de problema.

No entanto, esta abordagem não leva em conta os efeitos viscosos decorrentes do fluxo livre em meio aberto (no nosso caso, os carstes) que podem impactar na região próxima à interface da estrutura cavidade-porosa. Dependendo de alguns fatores, como: tamanho e distribuição dos poros, e também das propriedades do fluido; o emprego da lei de Darcy pode ser uma simplificação excessiva que pode gerar viés na tomada de decisão, impactando diretamente a previsão da produção de petróleo e no desenvolvimento do campo.

As equações de Brinkman levam em conta o transporte de momento por efeitos viscosos macroscópicos, bem como gradientes de pressão (decorrente de efeitos de cisalhamento microscópicos dentro de cada canal de poro) e podem ser consideradas uma extensão da Lei de Darcy. Ainda assim, as equações de Brinkman assumem fluxo laminar.

Observando processos em estruturas relativamente abertas (cavidades), como fluxo de gás através de leitos compactados, ou do escoamento dentro de canais condutores em cavernas (Popov et al., 2009), também há uma contribuição turbulenta para a resistência ao fluxo. Nesses casos, um termo adicional explica a contribuição da turbulência para a resistência ao escoamento no domínio poroso (Amiri e Vafai, 1998). A equação 2.1 de Forchheimer (ou de Ergun) pode ser escrita como:

$$\frac{\Delta p}{L} = \alpha_1 u + \alpha_2 u^2 \quad (2.1)$$

O lado esquerdo é a queda de pressão por unidade de comprimento da distância percorrida através da rocha carstificada. O primeiro termo do lado direito representa a equação de Blake-Kozeny para fluxo laminar. A queda de pressão depende linearmente da velocidade linear média u para escoamento laminar, correspondente ao escoamento de Darcy. O segundo termo é da equação puramente turbulenta de Burke-Plummer, onde a queda de pressão é proporcional ao quadrado da velocidade. A descrição de um escoamento intermediário, onde os efeitos laminar e turbulento são importantes, requer a equação de Forchheimer de dois termos. Os coeficientes α_1 e α_2 são funções de porosidade, viscosidade, diâmetro médio dos poros e densidade do fluido.

O fluxo no canal livre (carstes) é descrito pelas equações de Navier-Stokes estacionárias e incompressíveis:

$$\begin{aligned}\rho(u \cdot \nabla)u &= -\nabla \cdot [-pI + \mu(\nabla u + (\nabla u)^T)] \\ \nabla \cdot u &= 0\end{aligned}\quad (2.2)$$

onde μ denota a viscosidade dinâmica (Pa.s), u refere-se à velocidade no canal aberto (m/s), ρ é a densidade do fluido (kg/m³) e p é a pressão (Pa). No domínio poroso, as equações de Brinkman com correção de Forchheimer descrevem o escoamento:

$$\begin{aligned}\frac{1}{\epsilon_p} \rho(u \cdot \nabla)u \frac{1}{\epsilon_p} &= \nabla \cdot \left[-pI + \frac{\mu}{\epsilon_p}(\nabla u + (\nabla u)^T) \right] - \left(\frac{\mu}{k} + \frac{\rho \epsilon_p C_f}{\sqrt{k}} |u| \right) u \\ \rho \nabla \cdot u &= 0\end{aligned}\quad (2.3)$$

Neste caso κ denota a permeabilidade do meio poroso (m²), ϵ_p é a porosidade (adimensional) e o coeficiente de atrito adimensional (Amiri e Vafai, 1998) é:

$$C_f = \frac{1.75}{\sqrt{150 \epsilon_p^3}} \quad (2.4)$$

Ao analisar as Equações 2.2 e 2.3, pode-se concluir que as equações de transporte de quantidade de movimento estão intimamente relacionadas. O termo do lado esquerdo da formulação de Navier-Stokes corresponde ao momento transferido por convecção em fluxo livre. A formulação de Brinkman substitui este termo por uma contribuição associada à força de arrasto experimentada pelo fluido que escoar através de um meio poroso. Além disso, o último termo do lado direito da Equação 2.3 apresenta a correção de Forchheimer para contribuições de arrasto turbulento. Em nosso *simulador EF*, é possível resolver este tipo de problema com fluxo acoplado (meio poroso e canal livre) através de malhas não-estruturadas e elementos finitos. A implementação do arrasto extra pode ser feita com um coeficiente de Forchheimer (kg/m⁴) igual a:

$$\beta_F = \frac{\rho \epsilon_p C_f}{\sqrt{k}} \quad (2.5)$$

Uma velocidade normal na face de entrada normal $u = -U_{0n}$. No nosso caso, a velocidade de entrada foi estimada em zero. Na saída do fluxo, o fluido pode deixar o domínio. Foi imposta uma variação de pressão entre a face de entrada e a face de saída. A componente de tensão tangencial desaparece. Todos os outros contornos são definidos como paredes sem condição de deslizamento $u=0$.

2.9.7 Desenvolvimento e Gerenciamento de Reservatórios

O desenvolvimento de campos petrolíferos engloba diversas atividades interdependentes. A decisão tomada em uma atividade pode impactar diferentes etapas da cadeia em diferentes fases. No desenvolvimento e gerenciamento de reservatórios, o conceito de interdependência pode ser abordado através da metodologia de Desenvolvimento e Gerenciamento de Reservatórios de Circuito Fechado (CLRDM) proposto por Schiozer et al. (2019).

A Figura 2.12 ilustra o esquema CLRDM, em um circuito de 12 passos em malha fechada. A metodologia começa com a caracterização do reservatório (Passos 1-2), passa pela assimilação dos dados (Passos 3-5), seguindo para os processos de otimização da estratégia de produção (Passos 6-11) e finalmente no passo 12 para etapa de análise de decisão de curto prazo e implementação da decisão no campo. Considerando a metodologia de 12 etapas, o trabalho atual se enquadra no processo de caracterização representado pelas etapas (Passos 1-2) em verde na Figura 2.12.

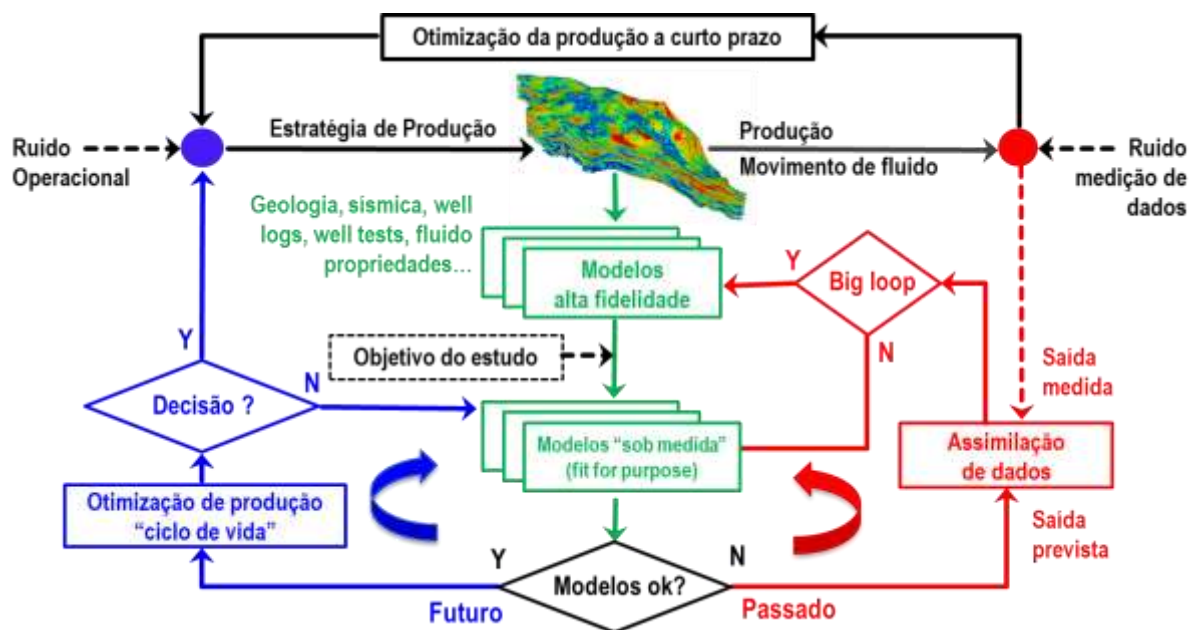


Figura 2.12. Metodologia de desenvolvimento e gerenciamento de reservatórios de circuito fechado (CLRDM) adaptada de Schiozer et al., 2019.

3 METODOLOGIA

Este trabalho se enquadra nas etapas (1-2) de caracterização de reservatórios da metodologia de Desenvolvimento e Gerenciamento de Reservatórios de Circuito Fechado (CLRDM) apresentado da Figura 2.12. Para uma apresentação das metodologias, resultados e conclusões, este trabalho está estruturado em duas fases (Figura 3.1).

Na Fase 1, o tema principal é relacionado a representação de fraturas subsísmicas em modelos de fluxo e pode ser dividido em 3 partes: (A) construção de um modelo sintético com características reais baseado em dados de afloramento e também provenientes de um reservatório real do pré-sal brasileiro; (B) uma etapa dedicada ao estudo do impacto de cada escala de fratura no comportamento dinâmico do reservatório; (C) o uso do modelo sintético para propor e validar uma metodologia para caracterização de fraturas subsísmicas.

Já na Fase 2 do trabalho, o foco está na representação dos carstes em modelos de fluxo, onde há escoamento tanto dentro dos carstes quanto no meio poroso. Esta fase está dividida em 4 momentos: (A) construção de modelos fenomenológicos para representar tanto os carstes conectados somente pela matriz, tanto quanto aqueles que estão conectados pela matriz e fraturas ou camadas de alta permeabilidade (super k); (B) a simulação destes modelos (da Fase 2A) através do *simulador EF* para determinar a permeabilidade equivalente; (C) a construção de modelos rápidos a partir dos resultados das simulações da Fase 2B; (D) e finalmente o uso dos resultados destes modelos rápidos (Fast-Models) para corrigir a permeabilidade equivalente de um reservatório fraturado e carstificado real (Campo C / modelo C) do pré-sal.

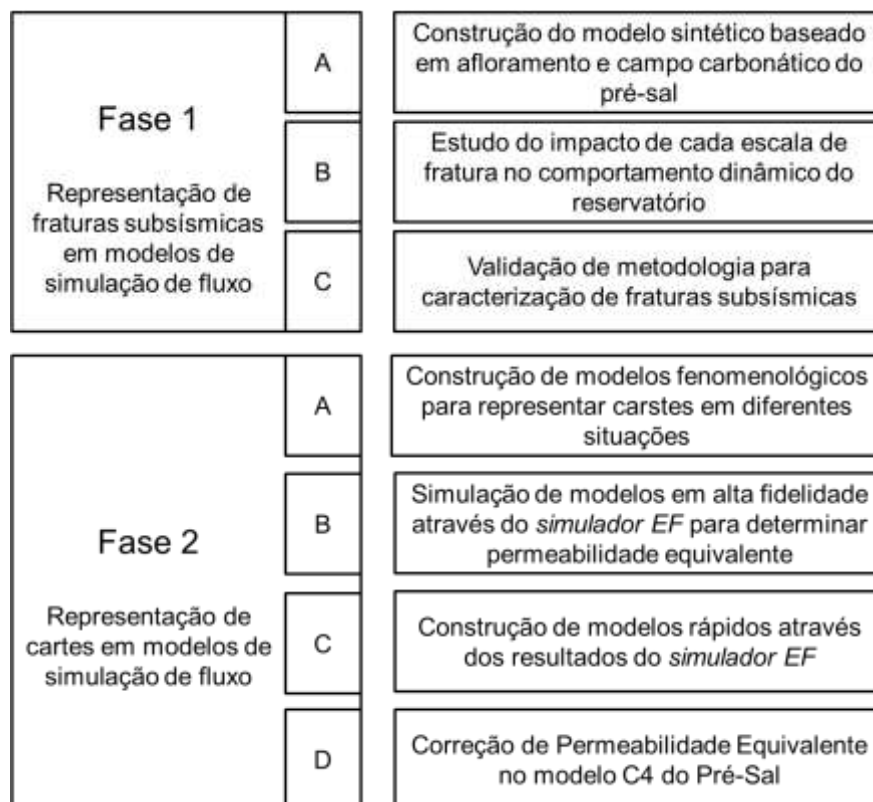


Figura 3.1. Diagrama que mostra a estrutura do trabalho em 2 fases principais. A Fase 1 foca na caracterização de fraturas, enquanto a Fase 2 é focada na simulação de carstes.

Em resumo, cada fase da metodologia visa atingir um objetivo específico:

- Fase 1A: Construção de um modelo sintético (Lima et al., 2023) com características de um reservatório real a partir dados de afloramento e dados reais de um reservatório carbonático do pré-sal;
- Fase 1B: Avaliar a importância de cada escala de fratura no comportamento dinâmico do reservatório (Lima et al., 2023);
- Fase 1C: Validação da metodologia de fraturas subsísmicas (Lima et al., 2023) através de um extenso trabalho de caracterização de diferentes escalas de fraturas do afloramento Lajedo Soledade (Lopes et al., 2022);
- Fase 2A e B: Construção e simulação de modelos fenomenológicos através de malhas não-estruturadas e elementos finitos para compreender o escoamento simultâneo em três meios distintos: na matriz rochosa (meio poroso), dentro dos carstes (escoamento livre) e fraturas (ou super k). Estas simulações são realizadas através do simulador EF, pois, a equação de Darcy, amplamente empregadas nos tradicionais simuladores de fluxo (Imex, Eclipse), não atende a complexidade deste tipo de problema;
- Fase 2C: Criar modelos rápidos e simplificados a partir de simulações dos modelos fenomenológicos (Fase 2B). Estes modelos rápidos visam estimar a permeabilidade

equivalente para simuladores tradicionais em regiões carstificadas sem a necessidade do uso de softwares complexos e que exigem grande tempo computacional. Neste trabalho, são disponibilizadas as equações dos modelos rápidos, desta forma, a correção da permeabilidade de regiões carstificadas pode ser realizada por qualquer engenheiro de reservatórios;

- Fase 2D: Aplicação dos modelos rápidos para correção da permeabilidade equivalente no reservatório carbonático carstificado do pré-sal brasileiro (modelo C).

3.1 Fase 1

3.1.1 Fase 1A: construção de modelo sintético Lajedo

A construção do modelo sintético com características de um reservatório real está detalhada na Seção 4.1, relacionada a aplicações da Fase 1 (Lima et al., 2023). É importante destacar neste item que o modelo sintético foi construído com o objetivo de verificar o impacto de cada escala de fratura no comportamento dinâmico do reservatório (Item 3.1.2) e também para validar a metodologia de caracterização de fraturas subsísmicas.

O fato de incorporar dados de fraturas provenientes do afloramento Lajedo Soledade em um modelo real de reservatório carbonático do pré-sal é fundamental para analisar uma rede de fraturas completa em alta resolução, o que seria impossível em reservatórios reais devido a falta de dados disponíveis para caracterização das fraturas subsísmicas (Lange *et al.*, 2008). O modelo sintético que contém todas as escalas de fraturas do afloramento Lajedo Soledade é denominado Modelo Referência e pode ser visualizado na Figura 3.2.

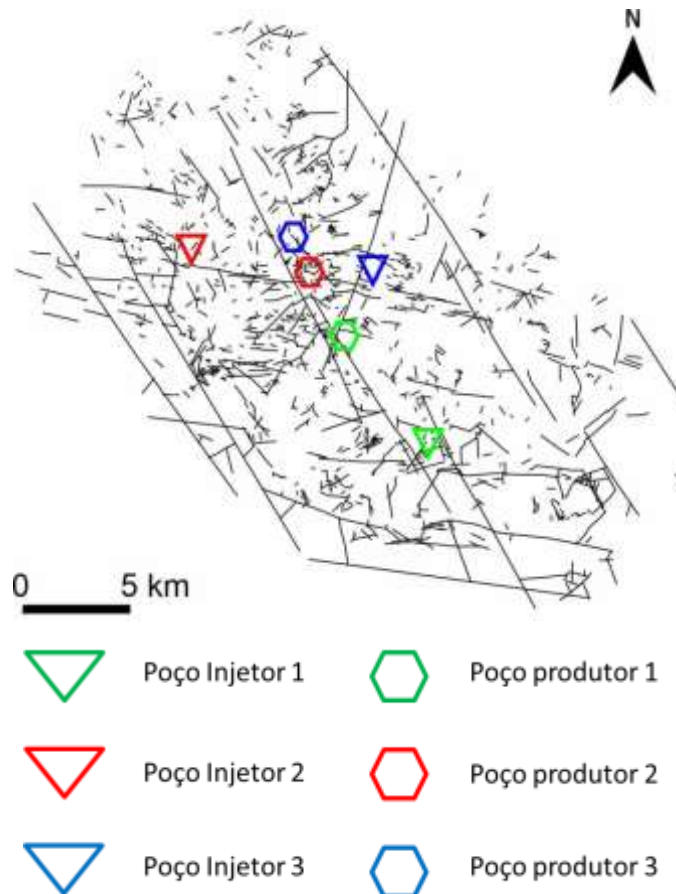


Figura 3.2. Representação do modelo sintético com todas escalas de fraturas do afloramento Lajedo Soledade. Disposição dos poços. (Lima et al., 2023)

3.1.2 Fase 1B: avaliação do impacto de cada escala de fratura no comportamento dinâmico do reservatório

Para avaliar o impacto de cada escala de fratura no comportamento dinâmico do reservatório, primeiro assumimos que a base para todas as comparações é o Modelo de Referência (Figura 3.2), o qual contém todas as escalas de fraturas. E a partir do Modelo Referência, foram criados seis cenários diferentes (Figura 3.3): três cenários contendo apenas uma escala de fratura (Figuras 3.3A, 3.3B, e 3.3C) e três cenários combinando pares de escalas de fratura (Figuras 3.3D, 3.3E e 3.3F).

Desta forma, uma simulação de reservatório foi realizada para o Modelo Referência e também para cada cenário mostrado na Figura 3.3. Na Seção 5.1, resultados relacionados à produção de água serão comparados e discutidos para cada cenário.

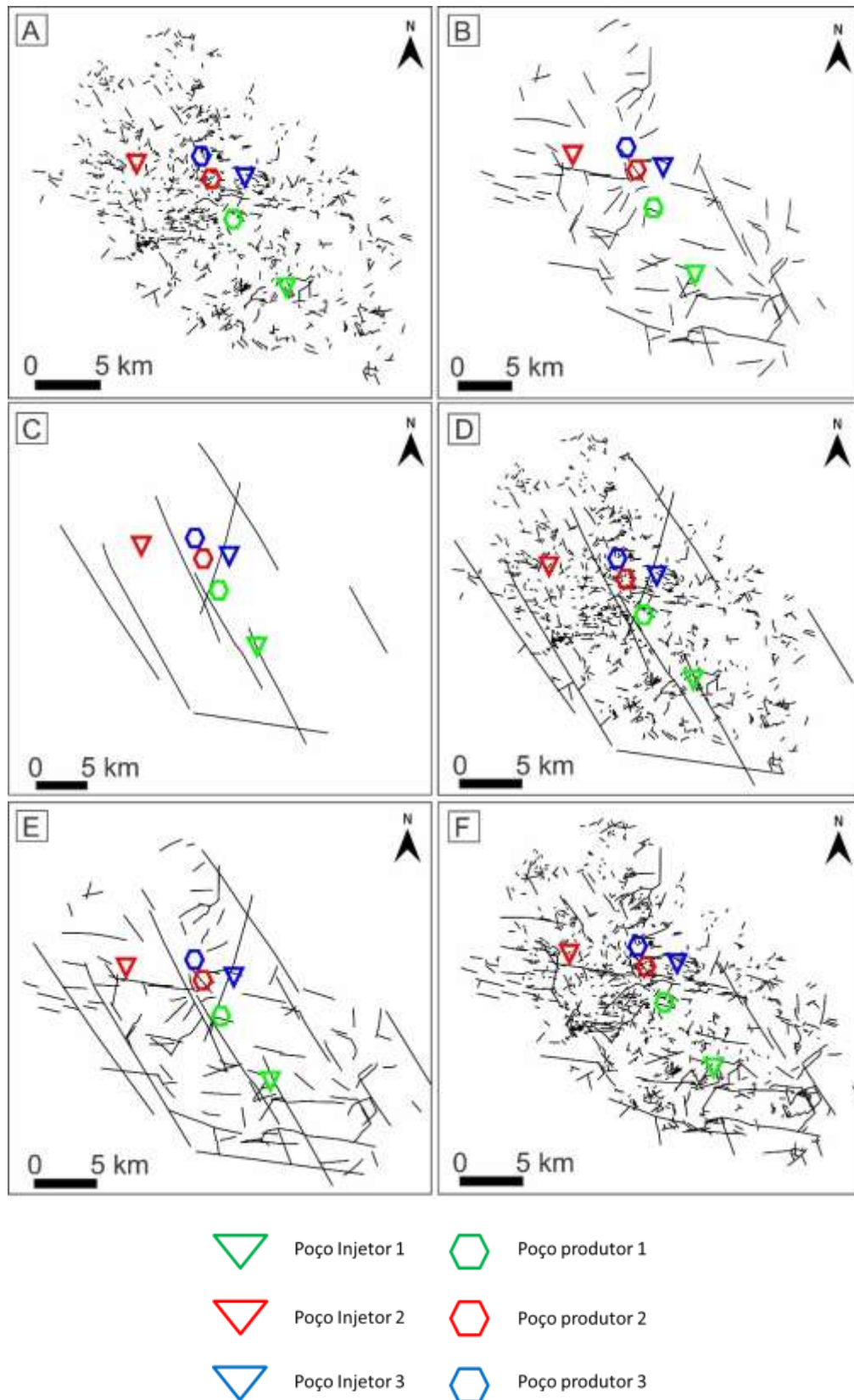


Figura 3.3. Seis DFNs (cenários) com diferentes combinações de escalas de comprimento de fratura. Os cenários (A), (B) e (C) incorporam apenas uma escala de comprimento de fratura: 1-10 m, 10-100 m e 100-1.000 m, respectivamente. Por outro lado, os cenários (D), (E) e (F) incorporam pares de escalas de comprimento de fratura: 1-10 m e 100-1.000 m, 10-100 m e 100-1.000 m e 1-10 m e 10-100 m, respectivamente. (Lima et al., 2023)

3.1.3 Fase 1C: validação de metodologia para caracterização de fraturas subsísmicas

Verscheure *et al.* (2010) apresenta uma metodologia capaz de integrar modelos conceituais de fraturas e dados quantitativos (disponíveis) com objetivo de modelar a organização espacial de estruturas subsísmicas (como falhas ou fraturas). Uma das vantagens do uso deste método de caracterização subsísmica é a capacidade em manter a consistência geológica respeitando os dados provenientes da sísmica.

Na Fase 1C, utiliza-se a metodologia de Verscheure *et al.* (2010), entretanto algumas modificações são adicionadas. Sendo assim, o gerador de fraturas subsísmicas (método de Verscheure) é empregado em associação com o planejamento de experimentos do tipo Hipercubo Latino (no Gerenciador de Incertezas) para criar diferentes realizações subsísmicas de fraturas. O novo fluxo de trabalho é apresentado na Figura 3.4. O critério de parada para o método é o número de modelos desejados para a próxima etapa de assimilação de dados. No caso desta tese, 80 modelos distintos foram gerados e suas respostas em relação à produção de água envelopam os dados de produções de água do modelo de Referência (resultados na Seção 5.12.2).

Esta nova abordagem é uma alternativa vantajosa em relação ao método original de Verscheure *et al.* (2010), pois como, geralmente, a quantidade de dados para caracterizar as fraturas subsísmicas é esparsa, esta nova versão do método é capaz de avaliar os efeitos de vários modelos estocásticos em vez de trabalhar com o tradicional processo de ajuste de histórico determinístico baseado em apenas em um modelo. A proposta é trabalhar com um DFN (Discrete Fracture Network, aqui traduzido para Rede de Fraturas Discretas) híbrido (Lei *et al.*, 2017), onde fraturas sísmicas são tratadas como determinísticas e fraturas subsísmicas como estocásticas.

Neste estudo estamos preocupados com a modelagem das fraturas subsísmicas, que de fato são altamente incertas devido à atual incapacidade dos métodos sísmicos e pequena quantidade de dados de poços para detectarem estes objetos. Por esta razão, incertezas são consideradas apenas nas fraturas subsísmicas. Entretanto, nas fraturas de grande escala (fraturas sísmicas) por conta do tamanho destes objetos e da quantidade de dados disponíveis para sua caracterização, não há necessidade de serem modeladas de forma estocástica.

Observe que o fluxo de trabalho para gerar a realização estocástica de fraturas subsísmicas é dividido em quatro etapas principais (Figura 3.4), detalhadas abaixo.

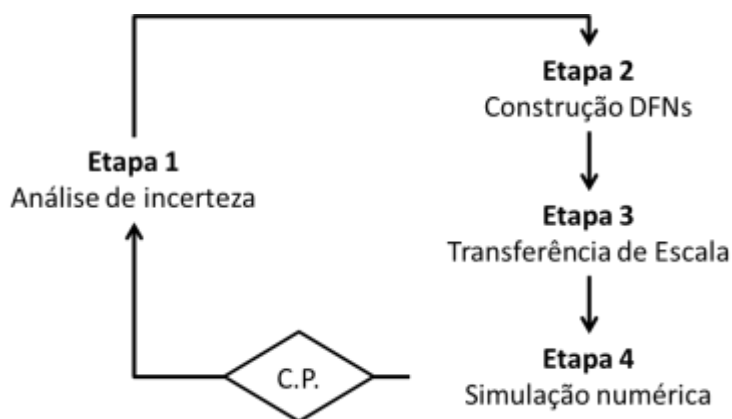


Figura 3.4. Fluxo de trabalho para caracterização de fraturas subsísmicas. O critério de parada (C.P.) para este trabalho foi o número de modelos estabelecidos para a próxima etapa de assimilação de dados. (Lima et al., 2023)

3.1.3.1 Etapa 1 – análise de incertezas

Na Etapa 1 faz-se o uso de uma ferramenta de otimização e gerenciamento de incertezas para gerar planejamentos estatísticos (Hipercubo Latino, Box Behnken, Fatorial Completo, etc) com base nos parâmetros incertos e em suas distribuições *a priori*.

No caso das fraturas subsísmicas, pode-se destacar os parâmetros incertos mais importantes para sua caracterização, sendo: abertura, condutividade, dimensão fractal e comprimentos médio, máximo e mínimo de fratura (Lima et al, 2019 e 2023). Para cada projeto, torna-se necessário realizar análises de incerteza para compreender as faixas de valores plausíveis para cada um destes parâmetros.

Um planejamento tipo Hipercubo Latino pode ser gerado uma vez conhecendo os parâmetros incertos e suas respectivas faixas de ocorrência. Cada combinação resultante do planejamento estatístico resulta em um DFN característico e posteriormente, em um modelo de simulação, neste caso, como dado de entrada da Etapa 1 (Figura 3.4). Planejamentos experimentais são úteis para reduzir o número de simulações, pois exploram de forma inteligente o espaço de amostragem combinando diferentes parâmetros (Risso, 2007).

3.1.3.2 Etapa 2 – construção de DFNs

A modelagem de rede de fraturas discretas (DFNs) está baseada em um fluxo de trabalho proposto por Versheure et al., 2010, porém com adaptações necessárias para gerar um conjunto de redes de fraturas subsísmicas discretas e trabalhar de forma estocástica. Este fluxo de trabalho, resumido na Figura 3.5, pode ser explicado em cinco tarefas distintas:

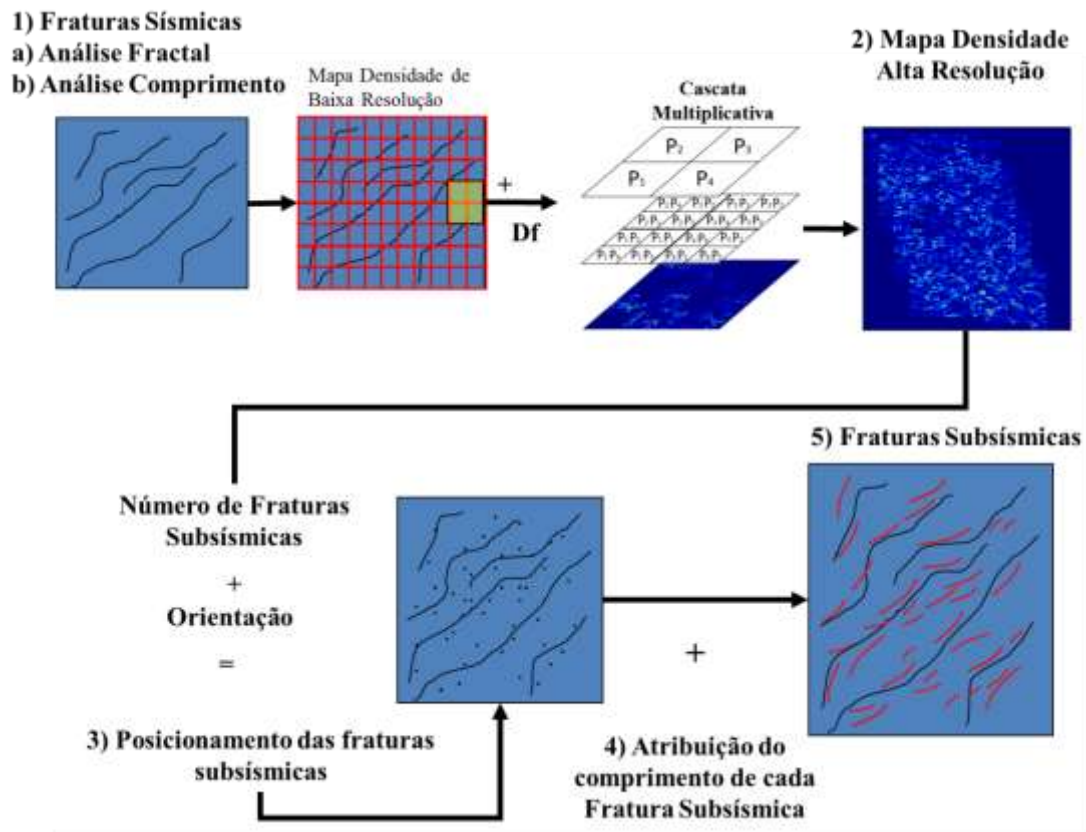


Figura 3.5. Detalhes da Etapa 2 da Figura 3.4. Fluxo de trabalho para geração de fraturas subsísmicas. Adaptado de Verscheure et al. (2010). O passo a passo (Tarefa 1 a 5) desta metodologia está explicada nos itens abaixo.

3.1.3.3 Tarefa 1: análise das fraturas sísmicas.

Com o intuito de tornar os dados do afloramento Soledade (Figuras 2.4, 2.5 e 3.2) mais próximo da realidade de um reservatório real, assume-se como hipótese que as fraturas de larga e média escalas (já transformadas em escala do reservatório) são estruturas que podem ser visualizadas na sísmica, as quais denominamos fraturas sísmicas. O objetivo desta etapa é calcular a dimensão fractal (Df) do conjunto de fraturas sísmicas através da análise fractal (Tarefa 1A) e de comprimento (Tarefa 1B). Como resultado, é possível estimar o número de fraturas subsísmicas e suas respectivas incertezas relacionadas ao comprimento.

3.1.3.4 Tarefa 1A: análise fractal de cada conjunto de fraturas

Através da análise fractal (Verscheure *et al.*, 2010) é possível estimar a dimensão fractal de uma rede de fratura com base na distância entre os centros de cada fratura. A inclinação obtida no gráfico (como exemplificado na Figura 3.6) está diretamente ligada à dimensão fractal, a qual reflete como as fraturas estão distribuídas espacialmente no reservatório.

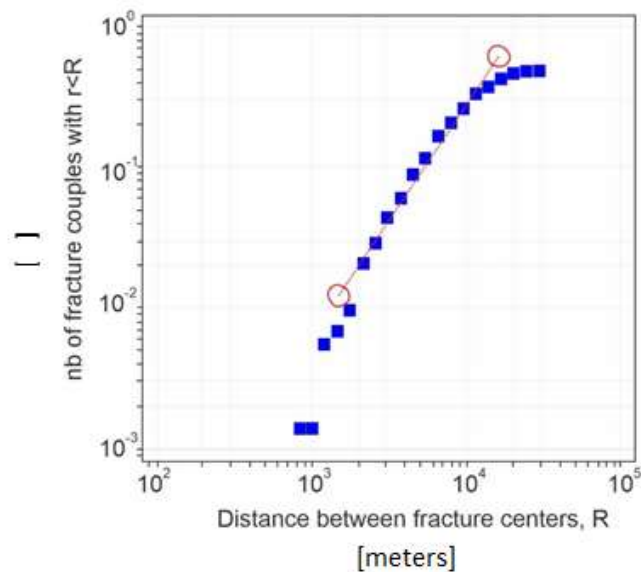


Figura 3.6. Cálculo da dimensão fractal (D_f). Esta figura é um exemplo dos resultados do método de Análise Fractal (Versheure et al., 2010, Lima et al., 2023).

De forma prática, dimensões fractais próximas ao valor 1 estão geralmente associadas a corredores de fraturas alongados, com fraturas subsísmicas concentradas nas proximidades dos lineamentos de fraturas sísmicas (Figura 3.7 A).

Por outro lado, para dimensões fractais próximas a 2,0, os conjuntos de fraturas são distribuídas de forma mais uniforme ao longo do reservatório (Figura 3.7 B). A dimensão fractal é considerada um parâmetro incerto que precisa ser mitigado através de planejamentos estatísticos e outros métodos (Lima et al, 2019).

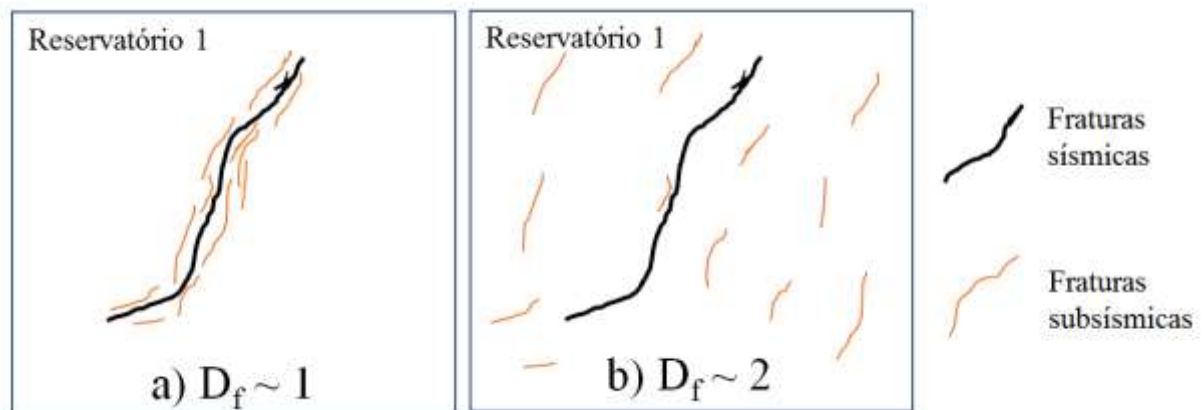


Figura 3.7. Impacto da dimensão fractal nos resultados da modelagem de fratura subsísmica usando o método de Versheure et al. (2010). (A) Quando a dimensão fractal é próxima de 1,0, os conjuntos de fraturas compõem os corredores de fraturas alongados e as fraturas subsísmicas tendem a se concentrar próximo às fraturas sísmicas. (B) Por outro lado, quando a dimensão fractal é próxima de 2,0, os conjuntos de fraturas são mais dispersos na superfície e as fraturas subsísmicas são distribuídas de forma mais uniforme.

3.1.3.5 Tarefa 1B: análise do comprimento de fraturas

Esta análise visa estimar os parâmetros de uma função de lei de potência relacionada à distribuição estatística de comprimentos de fraturas sísmicas. Ou seja, a análise fractal é feita usando apenas as fraturas de larga (100-1000 m) e média (10-100 m) escala do Modelo de Referência (Figura 3.2). Conforme exemplificado na Figura 3.8, os parâmetros da função de lei de potência são: coeficiente de lei de potência (a), comprimento mínimo (L_{min}) e comprimento máximo (L_{max}) das fraturas sísmicas.

Este método estima o número de fraturas subsísmicas baseando-se na hipótese fractal assumida para todo o conjunto de fraturas, onde todas as fraturas apresentam mesmas propriedades independente da escala de observação.

Como resultado, os parâmetros estatísticos (a , L_{min} e L_{max}) das fraturas subsísmicas são os mesmos do conjunto de fraturas sísmicas amostradas. O número de fraturas subsísmicas (nb_{SSF}) é estimado como:

$$nb_{SSF} = nb_{DF} \left[\left(\frac{L_{min_{SSF}}}{L_{max_{SSF}}} \right)^{1-a} - 1 \right] \quad (3.1)$$

onde nb_{DF} é o número de fraturas medidas que respeitam a distribuição de comprimento (Figura 3.8), $L_{min_{SSF}}$ é o menor comprimento de fraturas subsísmicas (definido pelo operador do método e é representada pela linha vertical amarela na Figura 3.8), $L_{max_{SSF}}$ é o maior comprimento de fratura subsísmica, o qual possui mesmo valor ao tamanho mínimo da fratura sísmica (L_{min}) obtido da análise anterior dos comprimentos de fratura sísmica.

Já o parâmetro $L_{mean_{SSF}}$, que é a média entre $L_{min_{SSF}}$ e $L_{max_{SSF}}$, está relacionado ao comprimento médio das fraturas subsísmicas (não está representado na Figura 3.8). Por simplicidade e praticidade, assume-se que $L_{min_{SSF}}$ é igual ao tamanho da célula da malha de simulação. Por outro lado, $L_{max_{SSF}}$, $L_{mean_{SSF}}$, e nb_{SSF} são considerados parâmetros incertos a serem sorteados pelo Plano de Experimentos (Hiper-cubo Latino).

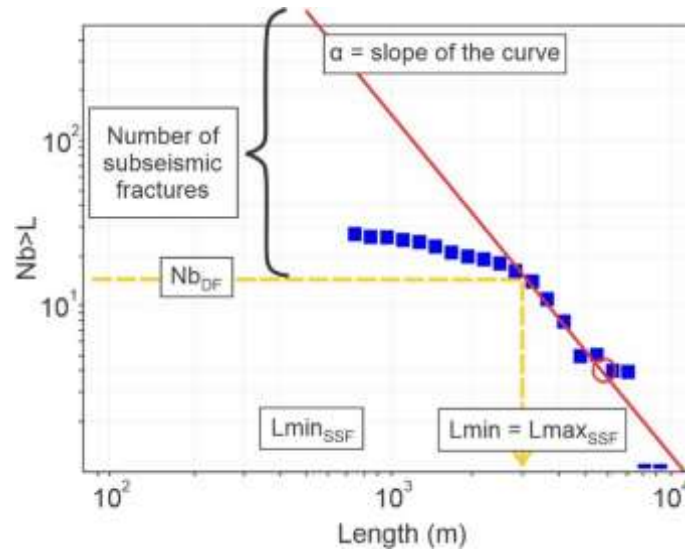


Figura 3.8. Exemplo de aplicação do método de Análise de Comprimento para obtenção dos parâmetros incertos relacionados aos comprimentos e quantidades de fraturas subsísmicas para compor a rede de fraturas, seguindo Verscheure et al. (2010).

3.1.3.6 Tarefa 2: mapas de densidade de alta resolução

O mapa de densidade de fratura (que inclui fraturas subsísmicas) de alta resolução é obtido a partir da dimensão fractal e o mapa de fratura de densidade de baixa resolução (que contém apenas as fraturas sísmicas) usando um método estocástico chamado cascata multiplicativa (Darcel et al. 2003). Este método permite gerar mapas detalhados copiando um determinado padrão em diferentes escalas.

3.1.3.7 Tarefa 3: posicionamento das fraturas subsísmicas

Dado um mapa de densidade de fratura de alta resolução, um processo de pontos de Poisson é usado para sortear as posições dos centros de cada fratura subsísmica. O número de centros de fraturas subsísmicas é calculado na Análise do Comprimento da Fratura (Tarefa 1B).

3.1.3.8 Tarefa 4: comprimentos de fraturas subsísmicas

Cada centro de fratura subsísmica gerado na Tarefa 3 é associado aleatoriamente a lineamentos de fraturas subsísmicas, mantendo a consistência com a distribuição da lei de potência para os comprimentos de fratura calculados na Tarefa 1B. Cada lineamento de fraturas recebe uma orientação seguindo a orientação das fraturas sísmicas próximas.

3.1.3.9 Tarefa 5: realização de fraturas subsísmicas

Nesta tarefa final, obtém-se uma realização de fraturas subsísmicas (um DFN). O número de fraturas subsísmicas é dependente dos parâmetros sorteados pelo planejamento Hipercubo

Latino (Etapa 1). Uma vez concluída esta parte do fluxo de trabalho (Etapa 2), todos os DFNs devem ir para a Etapa 3 para transferência de escala, onde suas propriedades de fraturas serão transferidas para a malha de simulação.

3.1.3.10 Etapa 3 – transferência de escala

Com o objetivo de se obter um tensor de permeabilidade equivalente e outras propriedades de fratura, realiza-se uma transferência de escala das propriedades de fratura subsísmica (representadas por um DFN) para uma malha do modelo de simulação. Este processo pode ser feito por abordagens numéricas ou analíticas (Verscheure, 2010). Decidimos usar a abordagem analítica (Oda, 1985), pois reduz consideravelmente o tempo computacional. A transferência de escala (*upscaling*) numérica não foi testada, pois exige um tempo computacional elevado.

3.1.3.11 Etapa 4 – simulação de reservatórios

Ao término da Etapa 3 de transferência de escala, uma simulação de reservatório é realizada,, para cada combinação de parâmetro fornecida pelos planejamentos estatísticos da Etapa 1.

3.2 Fase 2

Como mencionado no início deste capítulo, a Fase 2 é dedicada a representação dos carstes em modelos de simulação de fluxo, onde pode coexistir escoamento nos carstes, quanto no meio poroso, assim como em fraturas ou super k. Esta fase está dividida em 4 Etapas (A-D), os quais serão detalhados abaixo.

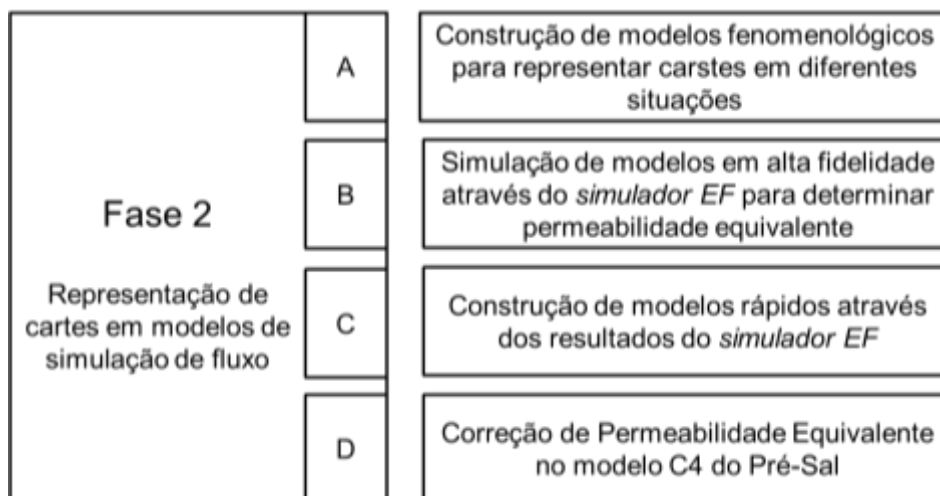


Figura 3.9. Metodologia da Fase 2 de caracterização e simulação dos carstes.

As duas primeiras Etapas (A e B) da Fase 2 são realizadas no *simulador EF* para construção e simulação dos modelos fenomenológicos através de malhas não-estruturadas e técnicas de elementos finitos. A Etapa 2C é essencial para tornar a metodologia da Fase 2 viável operacionalmente, pois os modelos rápidos são utilizados para substituir o *simulador EF* (Etapa 2B) que consome elevado tempo computacional. A Etapa 2D consiste na aplicação direta dos modelos rápidos (construídos na Etapa 2C) para correção da permeabilidade equivalente nos softwares tradicionais de simulação de reservatório (no caso deste trabalho, o simulador IMEX da CMG foi utilizado).

3.2.1 Fase 2A: construção de modelos fenomenológicos para representar carstes em diferentes situações

A representação de algumas heterogeneidades geológicas críticas, como os carstes, pode não ser adequada nos tradicionais simuladores de reservatórios utilizados na indústria de Óleo e Gás devido a alguns fatores:

- Simuladores tradicionais são baseados no escoamento em meios porosos, o qual é governado por: lei de conservação de massa, a lei de Darcy e a equação de estado, as quais nos levam à equação de difusividade hidráulica. Porém o fluxo dentro dos carstes pode ser turbulento (Popov et al., 2009). Assim, a representação direta dos carstes em um simulador tradicional pode causar um viés no cálculo da velocidade do escoamento, sendo necessária uma correção da permeabilidade equivalente dos blocos para corrigir o fluxo laminar para turbulento.
- Outro ponto é que a geometria dos carstes pode impactar no comportamento dinâmico do reservatório, o que seria impossível de ser representado em um simulador tradicional. O modelo de reservatório em um simulador tradicional é dividido em elementos de volumes discretos denominados células, dentro das quais os cálculos de pressão e saturação são executados. Já para o tempo, cálculo da evolução das incógnitas no interior de cada célula da malha é realizado para cada passo de tempo definido. Em suma, o sistema de equações é resolvido em cada célula da malha para cada iteração. Porém, os carstes encontram-se dentro das células da malha de simulação, e seu efeito é diluído por conta dos tamanhos das células utilizados na prática (tipicamente 50m x 50m x 5m, 100mx 100m x 5m e 150m x 150m x 5m, dependendo do tamanho do reservatório).

Olhando para estes dois fatores, torna-se necessária a simulação dos carstes através de modelos fenomenológicos, os quais possuem a capacidade de representar a geometria em alta

fidelidade, além do fluxo turbulento. Os carstes são estruturas complexas que necessitam de simplificação para sua representação de sua geometria e simulação do escoamento de fluidos em seu interior, desta forma, segundo Fernández-Ibáñez, F., et al., 2019, é possível aproximar os carstes de elipsoides de semieixos de comprimentos a , b e c . Neste trabalho, esta representação em formato elipsoide é adotada para a construção dos carstes nos modelos fenomenológicos.

Estes modelos fenomenológicos são utilizados como ferramentas para corrigir a permeabilidade equivalente de uma célula do modelo de simulação de reservatórios, uma vez que os simuladores tradicionais trabalham de maneira limitada em relação a equações de fluxo (somente fluxo laminar em meio poroso) e também em relação à representação de objetos de geometrias complexas (como os carstes).

3.2.2 Fase 2B: simulação de modelos em alta fidelidade através do *simulador EF* para determinar permeabilidade equivalente

O fluxo de trabalho da figura 3.10 nos permite entender as etapas necessárias para determinar a permeabilidade equivalente através da simulação de modelos fenomenológicos (construídos no Item 3.2.1) através do *simulador EF*.

As condições de contorno dos modelos fenomenológicos são definidas no Item 3.2.1. A segunda etapa deste fluxo de trabalho (Figura 3.13) é simular no *simulador EF* este bloco carstificado através das equações 2.2 e 2.3 para descrever o fluxo tanto nos carstes quanto no meio poroso.

Uma vez que estas simulações são finalizadas, aplica-se a equação (3.2) de Darcy para calcular a permeabilidade equivalente deste bloco. O parâmetro vazão (Q) é dependente do resultado de cada simulação do *simulador EF*, no entanto, os demais parâmetros são provenientes da geometria do bloco: área da seção aberta ao fluxo A e comprimento L ; parâmetro relacionado ao fluido (viscosidade μ) e a variação de pressão (ΔP) imposta em cada face do bloco. Um exemplo prático está na Seção 5.2.1.

$$K_{equivalente} = \frac{Q * L * \mu}{A * \Delta P} \quad (3.2)$$

A permeabilidade equivalente visa corrigir os desvios na velocidade de escoamento através do aumento ou redução da permeabilidade nos blocos dos tradicionais modelos de simulação. Desta forma, é possível obter modelos tradicionais que representem com mais fidelidade as características de um escoamento turbulento dentro dos carstes e também a

consequência desta turbulência (ou das altas velocidades de fluxo dentro dos carstes) em suas fronteiras com o meio poroso.

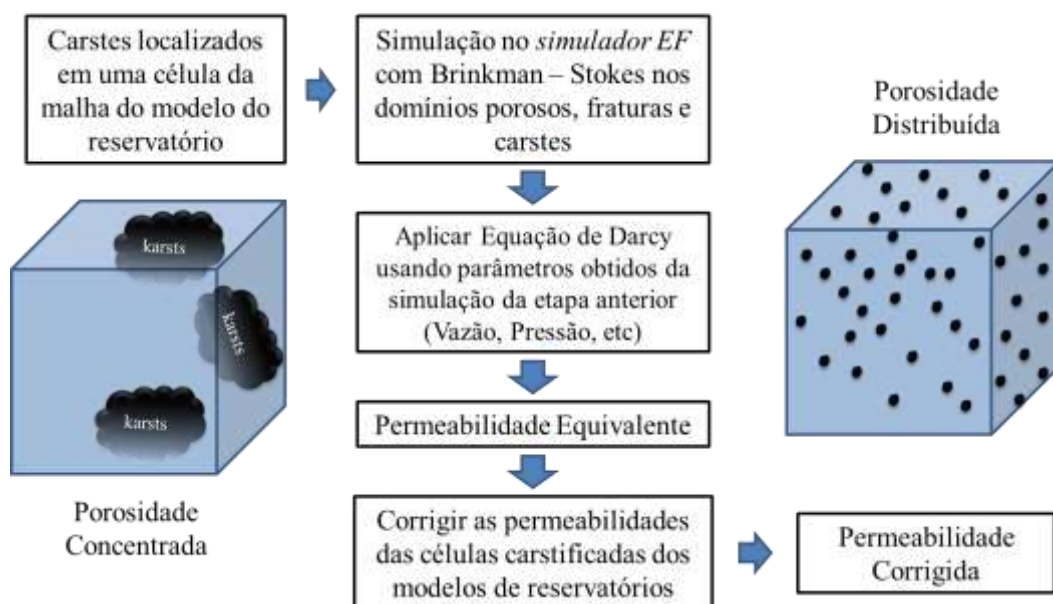


Figura 3.10. Metodologia para cálculo de permeabilidade equivalente em células carstificadas.

Um modelo de reservatório tradicional pode conter centenas a milhões de células com a presença de carstes, cada qual carece de uma correção na permeabilidade equivalente conforme discutido anteriormente. Desta forma, a aplicação direta do *simulador EF* para corrigir a permeabilidade de todas as células de um modelo de reservatórios se torna inviável devido ao tempo computacional exigido. Assim, para tornar a metodologia viável é necessário o uso de modelos rápidos para substituir as simulações do *simulador EF*, detalhes são apresentados na Seção 3.2.3.

3.2.3 Fase 2C: construção de modelos rápidos através dos resultados do *simulador EF*

A construção de modelos rápidos é uma técnica utilizada para substituir a resposta de modelos complexos, que geralmente consomem alto tempo computacional. Neste caso, os modelos fenomenológicos simulados no *simulador EF* (Item 3.2.2) são substituídos por modelos rápidos (Figura 3.11).

Para ter uma ideia de ganho de tempo computacional, em geral, uma simulação no *simulador EF* termina em uma média de 15 minutos, e quando substituída por modelos rápidos cada resposta é obtida em apenas segundos. Uma das consequências desta substituição é a redução da precisão das respostas. Entretanto, como o objetivo é atualizar centenas,

milhares ou até milhões de células em um modelo de reservatório, não é viável a aplicação direta das simulações através do *simulador EF*, sendo a substituição por modelos rápidos a melhor opção para seguir com a metodologia.

Para a construção destes modelos rápidos seria necessário realizar uma grande quantidade de simulações em decorrência da quantidade de parâmetros envolvidos. Entretanto, devido a esta limitação de recursos computacionais, recorre-se a técnica dos planejamentos experimentais, os quais são capazes de construir modelos rápidos preditivos com número reduzido de simulações.

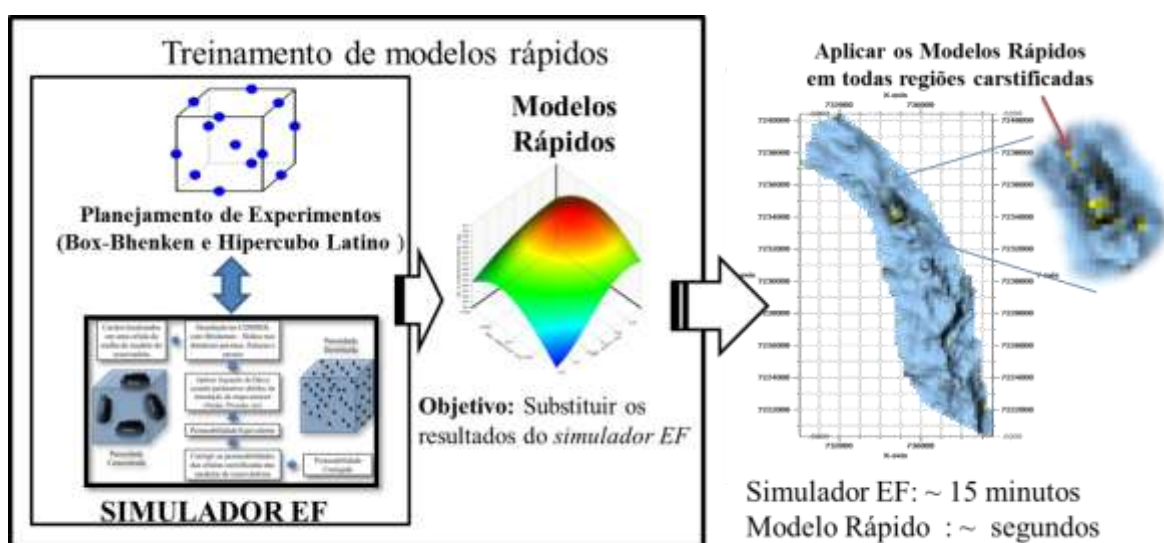


Figura 3.11. Metodologia para construção dos modelos rápidos, a partir da metodologia apresentada na Figura 3.10.

Neste trabalho utiliza-se uma combinação de dois planejamentos experimentais, Box-Bhenken e Hipercubo Latino, para a construção de cada modelo rápido. Para estes modelos rápidos se tornarem preditivos foi necessário uso de polinômios de terceira ordem com interação entre os cinco parâmetros (permeabilidade da matriz, permeabilidade da fratura ou super k , e os três parâmetros (a , b , c) relacionados a geometria dos carstes). Polinômios de primeira e segunda ordem foram testados, porém as respostas dos modelos rápidos não eram capazes de reproduzir as respostas fornecidas pelo *simulador EF*.

Na prática foram gerados dois modelos rápidos: um para representar o modelo carste, fratura vertical e matriz carbonática (Figura 4.2 A), e outro para representar o modelo carste, super k e matriz carbonática (Figura 4.2 B). Ambos modelos são capazes de prever o carste na situação em que se encontra somente conectado pela matriz (quando não estão conectados

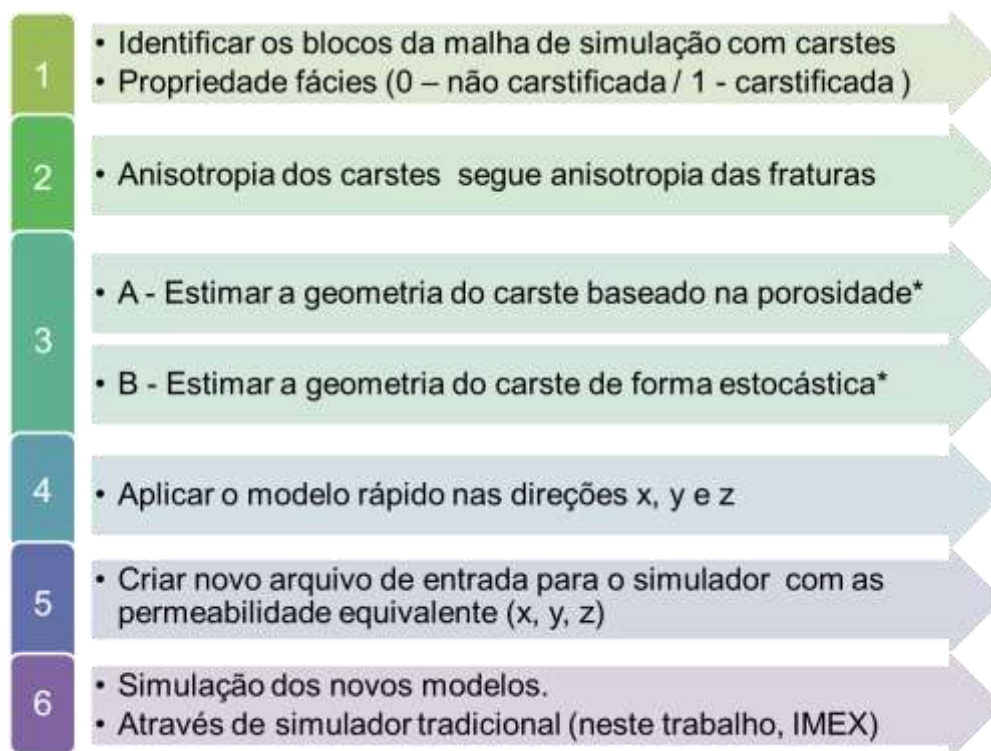
pela fratura vertical ou super k), isto ocorre nos modelos fenomenológicos quando o valor de permeabilidade de fratura/super k é igual ao valor da permeabilidade de matriz.

Estes modelos rápidos são os principais entregáveis da Fase 2, pois permitem simular o comportamento do escoamento nos carstes com um baixo custo operacional e computacional através de equações que aproximam a resposta do *simulador EF*.

3.2.4 Fase 2D: correção da permeabilidade equivalente no modelo C do pré-sal

A correção da permeabilidade equivalente no modelo C do pré-sal segue o fluxo de trabalho da Figura 3.12. A metodologia é personalizada para o modelo C do pré-sal que já estava finalizado no momento da aplicação dos modelos rápidos.

Este é apenas um exemplo de aplicação dos modelos rápidos (construídos no Item 3.2.3) em um reservatório carbonático fraturado real. Outras formas de aplicação são possíveis e podem variar com base nos dados disponíveis de cada campo. Como os dados relacionados à geometria dos carstes não estavam disponíveis, a aplicação da metodologia (Figura 3.12) de correção das permeabilidades foi adaptada para estimar estes parâmetros da geometria com base na porosidade e também de forma estocástica, ambas seguindo a anisotropia imposta pelas redes da fratura.



*Na etapa 3, ambos métodos (A) ou (B) respeitam a anisotropia dos carstes

Figura 3.12. Metodologia para cálculo de permeabilidade equivalente em células carstificadas do modelo C do pré-sal.

A metodologia para cálculo da permeabilidade equivalente para o modelo C é dividida em 6 etapas:

1. A primeira etapa visa identificar quais são os blocos da malha de simulação que contenham carstes. Neste caso, esta informação é identificada através de uma propriedade de índice de carstes, quando zero são células não carstificadas e quando 1 são células carstificadas.
2. Segundo Loucks (1999), Cazarin (2016) e Araújo et al (2021), alguns carstes, como nos carbonatos do pré-sal brasileiro, são formados ao longo das fraturas e acamamentos (super k), desta forma seguem a mesma anisotropia das fraturas e super k. Assim, assume-se a hipótese que o carste é alongado em x ($a > b$), quando a permeabilidade da fratura em x é maior que a permeabilidade em y. Desta forma, os mapas de permeabilidade de fratura em x, y e z são utilizados para restringir a geometria do carste.
3. Neste trabalho, duas alternativas para estimar a geometria dos carstes são testadas:
 - a. A geometria do carste é estimada baseada no histograma da porosidade de todas as células do modelo, conforme diagrama da Figura 3.13. Primeiramente, observa-se a anisotropia das fraturas, no caso em que a permeabilidade da fratura é maior em x que em y, temos que os parâmetros da geometria do carste a e c são fixados em seus respectivos valores máximos e o parâmetro b se torna variável. Neste caso, realiza-se um cálculo da porosidade através da variação do parâmetro b para correlacionar com o histograma de porosidade do modelo. Finalmente, faixas de tamanhos dos carstes (de diferentes tamanhos – P, M, G, XG, XXG e XXXG) são definidos baseados na porosidade do modelo.

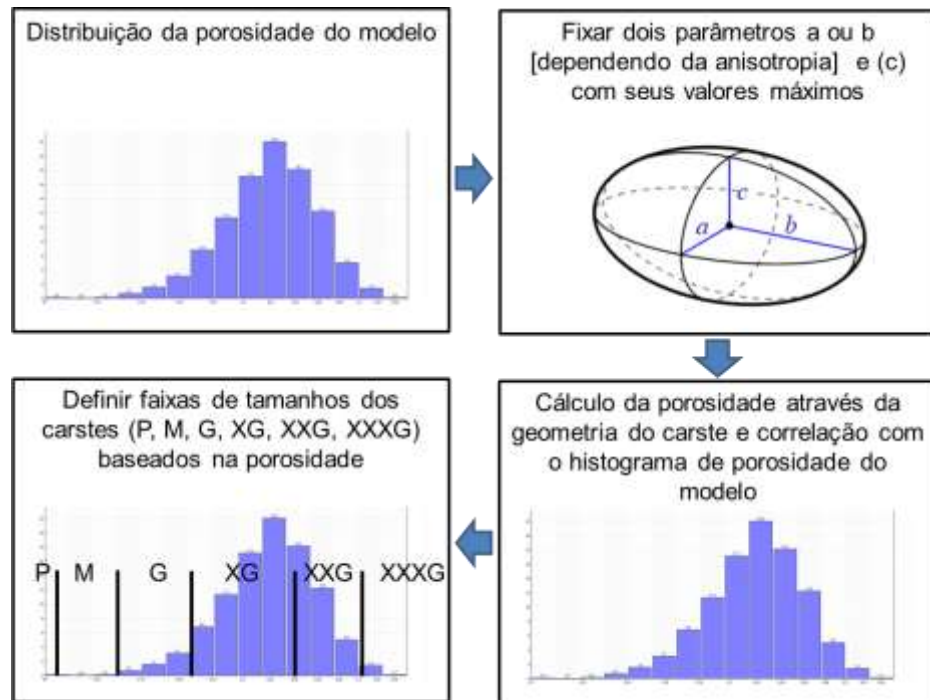


Figura 3.13. Metodologia para estimativa da geometria do carste (a, b, c) baseado no histograma de porosidade do modelo.

- b. A geometria do carste é definida de forma estocástica, a única premissa que é respeitada está definida na etapa anterior (2) com relação a anisotropia das fraturas. Desta forma, valores aleatórios são definidos para a , b e c , porém no caso em que a permeabilidade da fratura é maior em x que em y , temos que o parâmetro a deve ser maior que b .
4. Aplica-se o modelo rápido em todos os blocos de malha de simulação que contenham carstes com os respectivos valores de permeabilidade da matriz e fratura. Neste caso, como trabalhamos com um modelo de dupla porosidade, foi considerado que o carste está inserido no meio fraturado. Desta forma, para mimetizar tal efeito, considera-se no modelo rápido a o parâmetro de permeabilidade da matriz igual a da fratura (o que torna o carste conectado com apenas um meio, neste caso o fraturado) e também parâmetros relacionados a geometria do carste (a , b , c). O objetivo desta etapa é fazer o cálculo da permeabilidade equivalente em todas as direções (x , y e z).
5. Novos arquivos de permeabilidade de fratura (x , y e z) com as permeabilidades das células carstificadas corrigidas são gerados e utilizados como arquivos de entrada para o simulador numérico tradicional.
6. Um conjunto de modelos para testar as premissas 3A e 3B é simulado.
- 7.

4 APLICAÇÕES

Esta seção segue a mesma estrutura do trabalho (Figura 3.1), com a seguinte divisão: Fase 1 – representação de fraturas subsísmicas e Fase 2 – representação de carstes em modelos de simulação de fluxo.

4.1 Fase 1

Na Fase 1A (Lima et al., 2023), um modelo de reservatório sintético com características de um campo real é construído a partir de dados de duas origens. A primeira origem é uma caracterização estrutural detalhada do afloramento de Lajedo Soledade, um grande afloramento de rochas carbonáticas carstificadas bem preservadas da Formação Jandaíra (Bacia Potiguar, Brasil).

Esta formação compõe uma plataforma carbonática intensamente fraturada e carstificada (Figura 2.4 e 2.5) da idade Turoniano-Campaniana relacionada à abertura do Atlântico Sul. Os dados estruturais coletados (Lopes *et al.*, 2022) cobrem aproximadamente três ordens de magnitude de escala de comprimento de fratura (de 1 m a 1000 m).

Por outro lado, a segunda origem da construção do modelo sintético é de um reservatório carbonático real brasileiro do pré-sal localizado na Bacia de Santos, onde os dados de profundidade, rocha e fluido (PVT, SCAL, compressibilidade da rocha), poço e plataforma foram utilizados.

Como resultado, o modelo de reservatório sintético obtido incorpora dados estruturais detalhados de uma rede de fratura completa com pequena, média e grande escala bem caracterizada, assim como propriedades de rocha, fluido e poço de um reservatório carbonático real.

Uma vantagem de usar um modelo de reservatório sintético, em vez de um modelo de reservatório real, é que podemos compor diferentes cenários para as redes de fraturas com base nos detalhes geológicos de dados de afloramentos, como a disponibilidade de fraturas de diferentes escalas. Em particular, mostramos como melhorar a caracterização de redes de fraturas subverticais através da construção deste modelo Referência. Diferentes cenários de fratura são criados para avaliar o impacto no avanço da água e na produção de petróleo dos campos carbonáticos.

O modelo de simulação Soledade foi construído incorporando dados estruturais apresentados nas Figuras 2.4, 2.5 e 3.3 (e Tabela 1) e características de um campo real do pré-sal brasileiro (Lima *et al.*, 2019). Em particular, propriedades de rocha e fluido (PVT, SCAL),

profundidade e restrições de poço e plataforma foram extraídas de um campo de petróleo em águas ultra profundas na Bacia de Santos (Brasil).

As propriedades da matriz foram simplificadas para levar em conta apenas as condições anisotrópicas do meio fraturado. Usamos então um valor médio de porosidade igual a 12% e permeabilidades horizontal e vertical iguais a 200 mD e 2 mD, respectivamente. A profundidade média do reservatório é de 6.000m, com lâmina d'água de 2.000m. O reservatório é preenchido com óleo leve de 25-30 API e RGO de 80 – 100 m³/m³. O modelo é restringido pelas capacidades da plataforma de uma vazão máxima de líquido de 15200 m³/dia e taxa de injeção de 18200 m³/dia.

Como não temos histórico de produção, o modelo de simulação de reservatório é limitado também pelas condições de operação do poço, para produtores verticais a pressão mínima de fundo de poço exigida é de 288 kgf/cm² e uma vazão máxima de líquido de 7200 m³/dia; para injetores é definida uma pressão máxima de fundo de poço de 750 kgf/cm² para evitar fraturamento do reservatório.

Tabela 1: caso determinístico - modelo de referência resultante da adaptação às condições de profundidade in situ da rede de fraturas caracterizada no afloramento de Soledade. Tanto as aberturas de fratura quanto as condutividades são estimadas para condições profundas in situ, semelhantes a um campo real do pré-sal brasileiro. Cada uma das quatro escalas de comprimento de fratura é dividida em quatro direções de conjunto de fratura. (Lima et al., 2023)

Comprimento de fratura	Parâmetros	Conjunto E-W (FS1)	Conjunto N-S (FS3)	Conjunto NW (FS2)	Conjunto NE (FS4)
1 - 10 m	Abertura (m)	9.51 x10 ⁻⁴	7.77 x10 ⁻⁴	1.17 x10 ⁻³	1.55 x10 ⁻³
	Condutividade (mD.m)	7.26 x10 ⁴	3.96 x10 ⁴	1.34 x10 ⁵	3.12 x10 ⁵
10 - 100 m	Abertura (m)	2.81 x10 ⁻³	2.32 x10 ⁻³	2.30 x10 ⁻³	2.33 x10 ⁻³
	Condutividade (mD.m)	1.87 x10 ⁶	1.05 x10 ⁶	1.02 x10 ⁶	1.07 x10 ⁶
> 100 m	Abertura (m)	1.04 x10 ⁻²	8.81 x10 ⁻³	9.29 x10 ⁻³	-
	Condutividade (mD.m)	9.47 x10 ⁷	5.77 x10 ⁷	6.78 x10 ⁷	-

Um desafio inerente a este tipo de problema está relacionado em como fazer o uso de propriedades de um afloramento em um reservatório em condições reais. Assim, existe a necessidade de conversão de propriedades superficiais extraídas do afloramento de Soledade

para condições *in-situ* de reservatório ultra profundo, o que pode ser uma tarefa bem complexa se for considerado parâmetros de geomecânica, entre outros.

Para simplificar esta questão de conversão de propriedade superficial para condições *in-situ* de reservatório do pré-sal, estimou-se a abertura média da rede de fraturas através das condutividades medidas por testes de poços no reservatório de carbonato do pré-sal, pelo uso das leis de Poiseuille e também do método AKC (calibração de condutividade automatizada disponível no FracaFlow). Detalhes sobre a metodologia estão disponíveis em Quispe et al., (2020). O software FracaFlow foi utilizado para construir redes de fraturas discretas (DFNs) e calibrar/estimar propriedades de fratura.

Por outro lado, a partir dos dados das aberturas de fraturas medidas no afloramento de Soledade (Lopes et al., 2022), constatamos que a abertura de fratura média neste afloramento é cerca de 100 vezes a abertura de fratura média estimada do reservatório carbonático do pré-sal. Em seguida, aplicamos o fator de 1,0% para converter as aberturas da condição da superfície do afloramento para a condição *in-situ* do reservatório do pré-sal.

As condutividades de escoamento do modelo do afloramento de Soledade foram calculadas com base em aberturas *in situ* usando a lei de Poiseuille. As aberturas e condutividades de fratura *in situ* estimadas para o afloramento de Soledade ampliado (Modelo de Referência) são fornecidas na Tabela 1.

Outro ponto que houve a necessidade de ajustes, foram as dimensões das fraturas observadas no afloramento em relação a dimensão do nosso reservatório carbonático C. Assim, para construir o modelo sintético foi necessário aumentar as dimensões do afloramento para dimensões compatíveis com o reservatório carbonático real do pré-sal (modelo C).

Nesta transferência de escala (upscaling), duas restrições devem ser satisfeitas. A primeira é manter as dimensões dos comprimentos de fraturas do afloramento compatíveis com as dimensões encontradas no reservatório do pré-sal. A segunda restrição é a escolha das dimensões das células da malha do modelo de simulação permitidas no software FracaFlow, células de pequena dimensão (5m x 5m x 1m) levam a erros numéricos.

Para satisfazer essas duas restrições, as dimensões do afloramento e comprimentos de fratura foram multiplicadas por um fator igual a 100. Como resultado, obteve-se o modelo sintético com características de um reservatório real, como mostra a Figura 3.3, o qual foi denominado como Modelo de Referência, pois representa o DFN determinístico (com as dimensões e aberturas de fraturas alteradas) do afloramento de Soledade.

O próximo passo foi aplicar o método de transferência de escala analítico de ODA (Oda, 1985) em todos os DFNs gerados neste trabalho (incluindo o Modelo de Referência). A

escolha da transferência de escala analítica foi levando em consideração o seu rápido processamento.

É bem conhecido que o método de transferência de escala analítico de Oda tende a superestimar a permeabilidade em algumas redes de fraturas mal conectadas, no entanto, podemos mitigar este risco através do uso de um conjunto de simulações, em vez de apenas um modelo determinístico. Além disso, considera-se para fins de simplificação deste estudo que a maioria dos DFNs utilizados neste trabalho possui conectividade razoável e densa o suficiente para fazer-se uso do método de transferência de escala analítico de Oda.

O posicionamento dos poços produtores e injetores são apresentados na Figura 3.3. As localizações dos poços no modelo sintético foram baseadas em duas premissas:

- Posicionar os poços produtores e injetores no modelo sintético considerando uma distância aproximada de 3 km entre eles, com o objetivo de obter tempo de irrupção de água, produção de fluidos e posições dos poços semelhantes às encontradas no campo real C;
- Replicar mesmo padrão de injeção de água do reservatório do pré-sal C, onde injeta-se água nas rochas matrizes localizadas nos flancos do reservatório com o intuito de varrer o óleo para o topo da estrutura (onde estão localizadas as completações dos poços produtores). Além disso, no reservatório do pré-sal todos os produtores são completados na rede de fratura principal, mesma condição imposta ao modelo sintético do Lajedo.

Foi decidido realizar as simulações por um período de 30 anos, o qual é um prazo razoável para um contrato de concessão do campo.

Com o objetivo de ajudar na interpretação dos resultados da simulação de fluxo de fluido, apresentamos na Figura 4.1 um mapa de persistência de fratura P21 sobreposto aos lineamentos da rede de fraturas (já na mesma escala do reservatório real) do afloramento de Soledade. P21 mede a variação total do comprimento do traço por unidade de área (dimensão [L-1]) (Dershowitz e Herda, 1992). Para gerar a Figura 4.1, foi utilizado o software FracPaQ, seguindo Dershowitz e Herda (1992) e adotando o procedimento de varredura automática de Mauldon et al. (2001). P21 não está diretamente relacionado à conectividade; entretanto, áreas com alta conectividade de fraturas estão geralmente associadas a altos valores de P21.

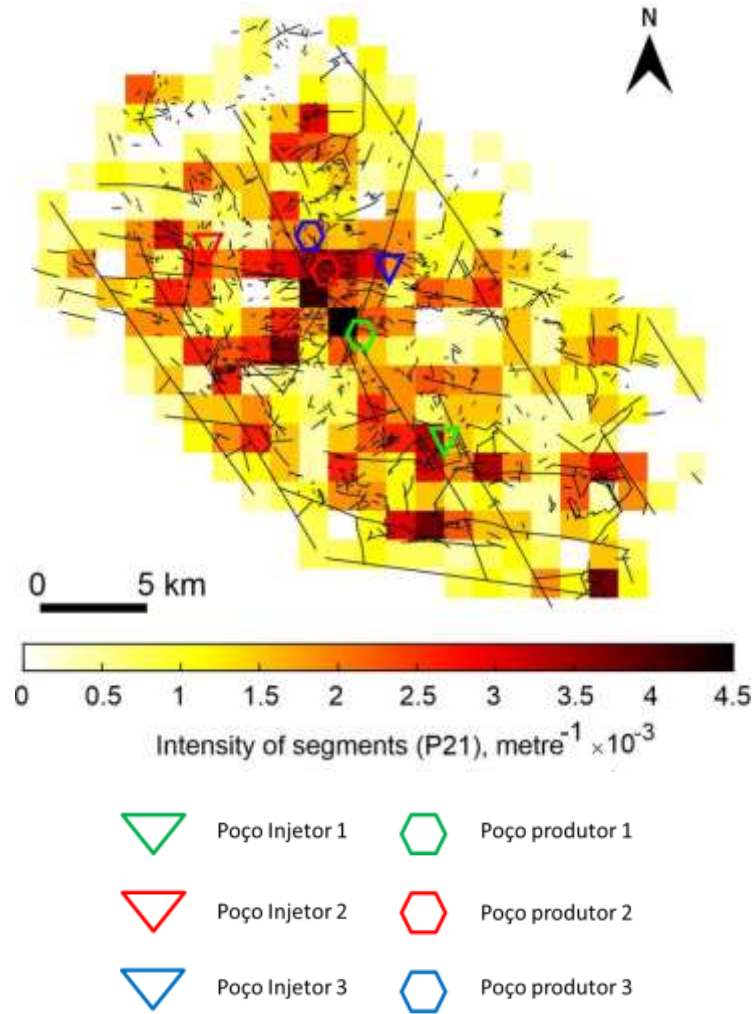


Figura 4.1. Propriedades do DFN do afloramento Soledade sobreposto a um mapa de persistência (P21) valores para a distribuição de fraturas. Observe que P1 é o único poço produtor que está localizado em uma zona de alto valor de persistência, onde grandes fraturas se cruzam, condição que é o elemento chave para explicar os resultados da simulação para este poço (Seção 5.1). (Lima et al., 2023)

4.2 Fase 2

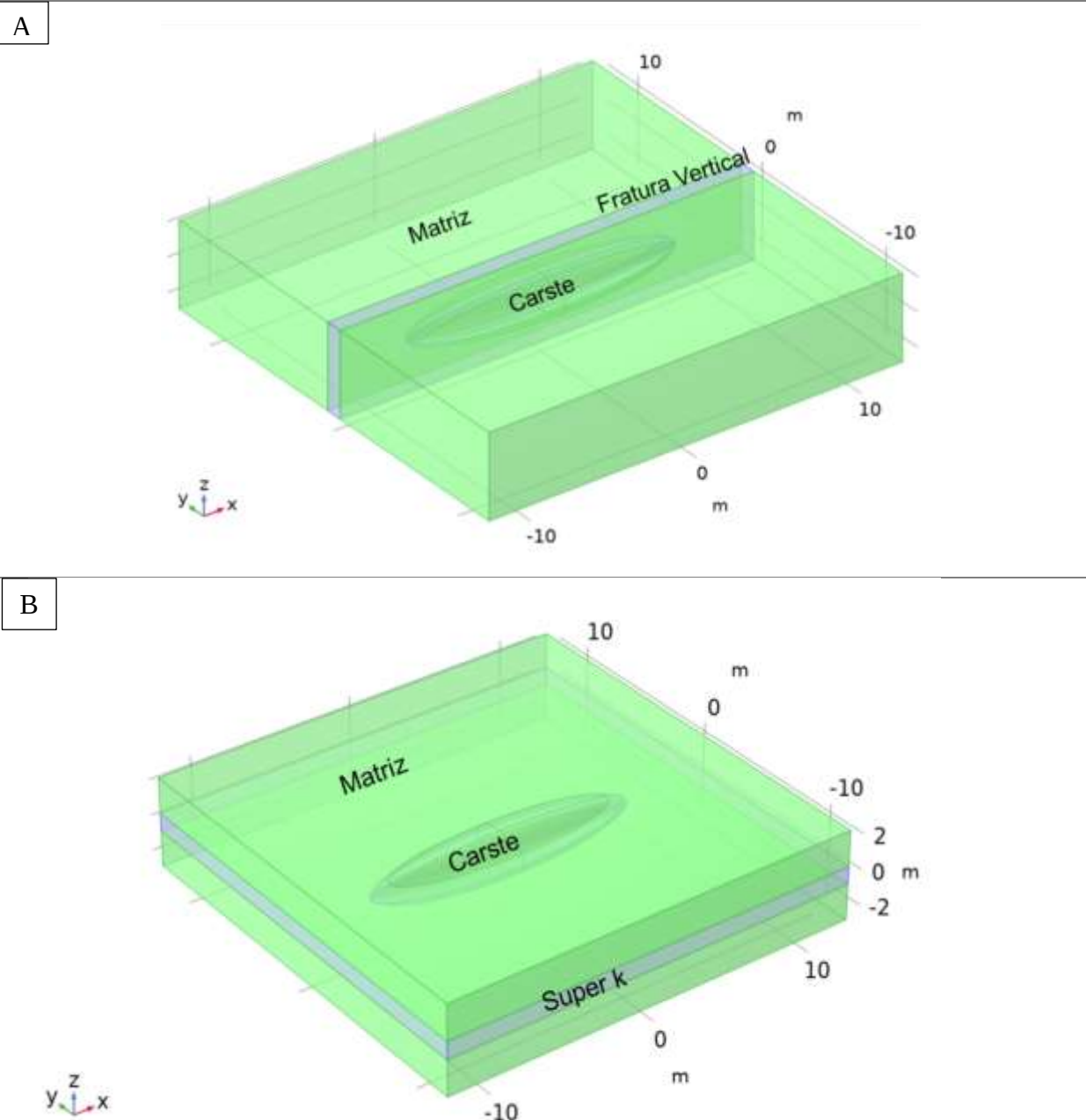
Para aplicação da metodologia da Fase 2 é necessário o uso de dois modelos distintos: um modelo fenomenológico utilizado nas etapas da Fase 2A, B e C, e outro modelo de reservatório carbonático carstificado (denominado de Campo C) na Fase 2D. O principal objetivo da Fase 2D é demonstrar o uso das metodologias desenvolvidas na Fase 2B e 2C para corrigir as permeabilidades equivalentes dos blocos da malha de simulação, que contenham carstes, de um simulador de reservatório tradicional.

4.2.1 Fase 2A, B e C: uso de modelos fenomenológicos.

Os carstes em nosso trabalho são representados através de elipsoides, os quais se assemelham as formas dos carstes encontrados na natureza (Figura 1.2) em decorrência dos

fenômenos de dissolução e coalescência das rochas carbonáticas (Fernández-Ibáñez et al., 2019; Lopes et al., 2022).

Sendo assim, o carste foi representado no *simulador EF* através de um elipsoide envolto por matriz carbonática em duas situações: cortado por uma fratura vertical (Figura 4.2 A), ou por uma camada de alta permeabilidade denominada Super k (Figura 4.2 B).



B

Figura 4.2. Exemplo do modelo simulado fenomenológico simulado através do *simulador EF*, onde são representadas as heterogeneidades críticas: (A) carste e super k e (B) carste e fratura vertical. Ambos casos envolvidos por matriz carbonática.

Nestes modelos, quando o objetivo é representar o carste de forma isolada e envolto somente por matriz carbonática, definimos a permeabilidade da matriz igual à permeabilidade da fratura. Porém, quando a permeabilidade da fratura é superior a permeabilidade da matriz, temos a situação de um carste conectado por fraturas ou por Super K. Pode também ocorrer que a permeabilidade da fratura seja inferior a da matriz, o que faz que a fratura funcione como selante. Estes modelos fenomenológicos descritos são utilizados na Fase 2 A, B e C.

Quando o modelo de simulação tradicional a ser atualizado é de dupla porosidade e dupla permeabilidade, costuma-se considerar o carste contido no meio fraturado. Para que nosso modelo fenomenológico funcione sob esta hipótese, deve-se trabalhar o modelo fenomenológico apenas com quatro parâmetros (permeabilidade, a , b e c). Para isto, temos que igualar o valor da permeabilidade da matriz ao da permeabilidade de fratura.

Desta forma, como carste é considerado conectado ao meio (malha) da fratura, o valor de permeabilidade do modelo fenomenológico é proveniente do meio fraturado. As permeabilidades da matriz não são atualizadas pelas metodologias da Fase 2, e são integradas diretamente no modelo de dupla porosidade e dupla permeabilidade em um simulador tradicional. O modelo C é atualizado exatamente desta forma, considerando a hipótese do carste no meio fraturado.

A malha utilizada nos modelos fenomenológicos para representar a matriz carbonática, fraturas e o carste é não-estruturada e tem formato tetragonal, conforme exemplo da Figura 4.3. Assim é possível representar a geometria do carste (elipsoide) com mais fidelidade e também as superfícies de contato entre carste e matriz, ou seja, o local de intersecção entre o meio poroso e o carste.

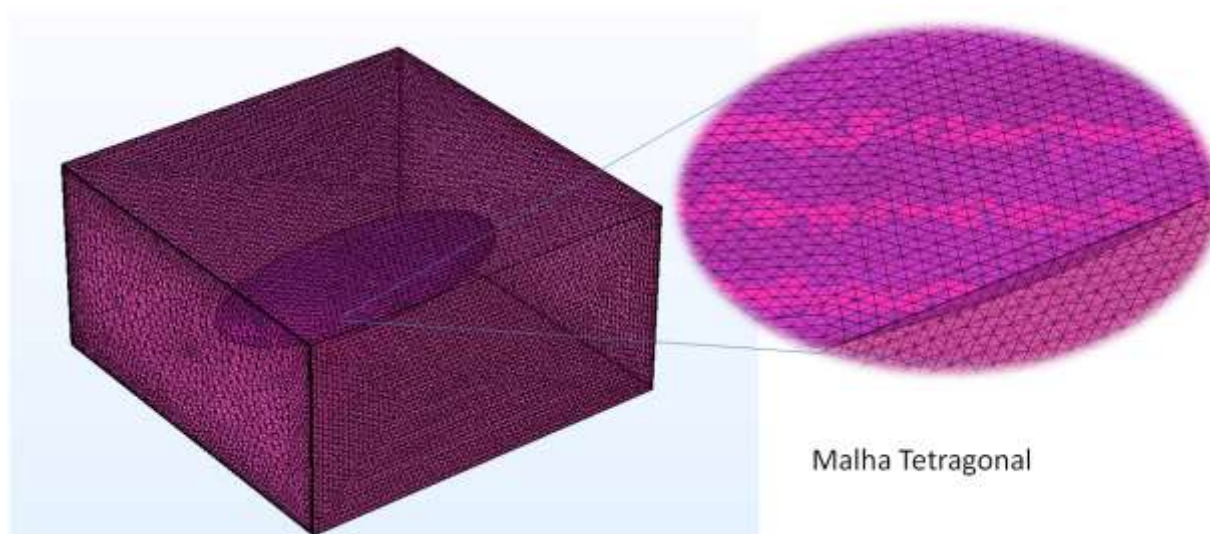


Figura 4.3. Exemplo de malha utilizada pelo *simulador EF* para representar os cartes, fraturas e matriz carbonática.

Para determinar o fluxo em uma determinada direção (x, y, z), primeiramente é imposta uma pressão P_0 para uma das faces, e outra P_1 para a outra face oposta da célula do modelo. No caso do estudo do fluxo na direção x, temos a seguinte configuração (Figura 4.4). As demais faces do cubo são fechadas e adotadas condições de não escorregamento. A velocidade inicial do fluido é zero.

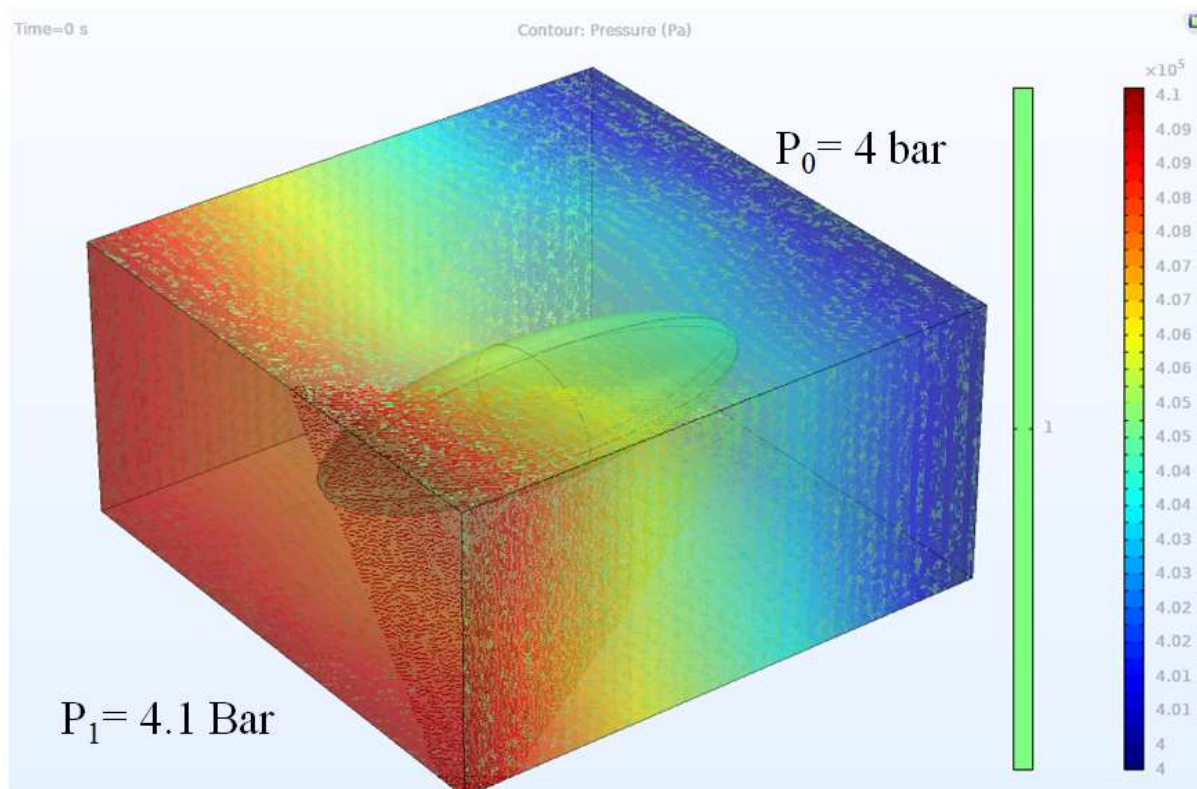


Figura 4.4. Exemplo das condições de pressão impostas ao modelo para escoamento na direção x.

4.2.2 Fase 2D: uso de modelo tradicional de reservatório (Campo C)

Após a construção e simulação dos modelos fenomenológicos e geração dos modelos rápidos nas etapas anteriores (Fase 2 A, B e C), o próximo passo (Fase 2D) é aplicação dos modelos rápidos diretamente em um campo carbonático carstificado localizado na região denominada de pré-sal brasileiro.

Os campos do pré-sal brasileiro estão localizados na costa sudeste do Brasil entre os estados do Espírito Santo e Santa Catarina situados a aproximadamente 250 km da costa. Com uma lâmina de água de aproximadamente 2000 m, os campos possuem profundidade total máxima de 7000 m (Iost, 2015). As reservas provadas são da ordem de 7,9 bilhões de barris (ANP, 2019), tornando o pré-sal brasileiro a área mais importante da exploração e produção de petróleo nacional (Isabela, 2021).

O Campo C, reservatório utilizado neste estudo, está localizado na Bacia de Santos, a Bacia mais produtiva do pré-sal com dezessete campos produtivos que atingiram a marca de produção de 2.487.445 boe/d em junho de 2020 (ANP, 2020). A Bacia de Santos está localizada no litoral dos Estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina, ocupando uma área de aproximadamente 350.000 km² (ANP, 2017). O sistema petrolífero que corresponde ao pré-sal da Bacia de Santos é o Piçarras-Itapema/Barra Velha. As rochas geradoras são de ambiente lacustre das formações Itapema e Piçarras, sendo folhelhos ricos em matéria orgânica intercalados por carbonatos. As rochas reservatório correspondem aos carbonatos das formações Itapema e Barra Velha. (ANP, 2017, Isabela, 2021).

O valor médio de porosidade do Campo C equivale a 12% e permeabilidades horizontal e vertical iguais a 200 mD e 2 mD, respectivamente. A profundidade média do reservatório é de 6.000m, com lâmina d'água de 2.000m acima do nível do mar. O reservatório é possui óleo leve com densidade de 25-30 API e RGO de 80 – 100 m³/m³. O modelo é restringido pelas capacidades da plataforma de uma vazão máxima de líquido de 15200 m³/dia e vazão máxima de injeção de 18200 m³/dia.

O Campo C pode ser visualizado na Figura 4.4, onde podemos observar os poços produtores e injetores. A nomenclatura P ou PROD está relacionada a poços produtores e I ou INJ para injetores. O reservatório é dividido em células de 150x150 x 5m, sendo 79 blocos em x, 173 em y e 228 em z, com um total de 161 179 células ativas.

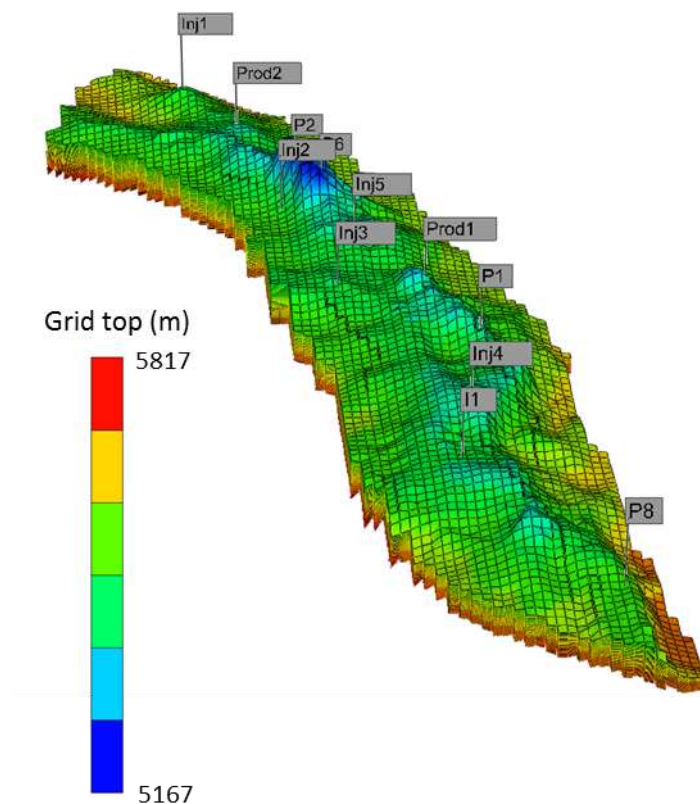


Figura 4.4. Mapa estrutural do topo do reservatório e localização dos poços no Campo C

O Campo C é modelado como dupla porosidade e dupla permeabilidade com fraturas e falhas, o fluido é modelado através da simplificação “Black-Oil”. Os dados de histórico disponível são apenas dados provenientes de testes de poços. O fator de recuperação é de aproximadamente 16% para 30 anos de produção.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os resultados e discussões seguem a mesma estrutura do trabalho (Figura 3.1), com a seguinte divisão: Fase 1 – representação de fraturas subsísmicas em modelos de simulação de fluxo e Fase 2 – representação de carstes em modelos de simulação de fluxo.

5.1 Fase 1

A etapa da Fase 1A, referente à construção do modelo sintético Lajedo com características de um reservatório real, é detalhada no Item 4.1 da seção Aplicações. A Fase 1B e 1C são resultados da aplicação no modelo sintético Lajedo das metodologias descritas nos Itens 3.1.2 e 3.1.3.

5.1.1 Fase 1B: avaliação do impacto de cada escala de fratura no comportamento dinâmico do reservatório

Uma simulação de reservatório foi realizada para cada cenário da rede de fraturas mostrada na Figura 3.3. Os resultados da produção de água versus tempo para cada poço produtor (localizações nas Figuras 3.2 e 4.1) são mostrados na Figura 5.1. Esta figura revela que o impacto das escalas de fratura é fortemente dependente da localização do poço produtor na rede de fratura.

Para o poço produtor P1, que se localiza em uma zona de valores de alta persistência (Figura 4.1), coincidindo com a interseção de grandes fraturas (Figuras 3.2), o impacto individual das escalas de fratura é desprezível (Figura 5.1 A). No entanto, o impacto de cada escala de fratura nos poços produtores P2 e P3 são consideráveis, pois ambos os poços estão localizados em zonas de valores de menor persistência (Figura 4.1) e distantes da interseção de grandes fraturas (Figuras 3.2).

Em relação ao P2 (Figura 5.1 B), existem combinações de escalas de fratura, como a curva amarela, representada por objetos de larga e média escala, ou a curva preta, representada por fraturas de larga e pequena escala, que quase coincidem com a produção do modelo referência representados pela curva vermelha (Figura 5.1 B). No entanto, essas combinações subestimam a produção de água e não representa o comportamento dinâmico de todo o reservatório (Figura 5.1 B).

Em relação ao poço P3 (Figura 5.1 C), observe que apenas na combinação de fraturas de pequena e média escala (a curva rosa da Figura 5.1 C) ocorre à produção de água, ainda que a

curva obtida esteja distante da curva de referência. Nas outras combinações de escalas de fraturas, a quantidade de água produzida é mínima; conseqüentemente, a previsão de produção pode afetar a produção econômica do projeto.

Em suma, na Figura 5.1A, o impacto individual de cada uma das escalas de fratura pode ser desprezado porque P1 está localizado em uma zona altamente fraturada (Figuras 3.2 e 4.1).

Por outro lado, o caso da Figura 5.1 B mostra a importância de cada escala de fratura no comportamento do escoamento devido ao fato de P2 estar localizado em uma zona menos fraturada (Figuras 3.2 e 4.1). Observe que: (a) existem combinações de escalas de fratura que quase correspondem ao Modelo de Referência (que contém todos os conjuntos de fraturas) e; (b) a combinação de apenas duas escalas de fratura (grande + média ou grande + pequena) não é suficiente para representar o comportamento dinâmico do Modelo de Referência.

Finalmente, o caso da Figura 5.1 C, relacionado ao P3, depende também das escalas de fratura, como no caso de P2, por causa das características semelhantes das localizações de P2 e P3 na rede de fratura (Figuras 3.2 e 4.1). Observe que no caso da Figura 5.1 C, combinar apenas escalas de fratura pequenas e médias pode causar irrupção de água em P3, embora o comportamento esteja longe do Modelo de Referência. Nos demais cenários de combinações de escalas de fratura, a quantidade de água produzida é mínima e a previsão é consideravelmente diferente da realidade.

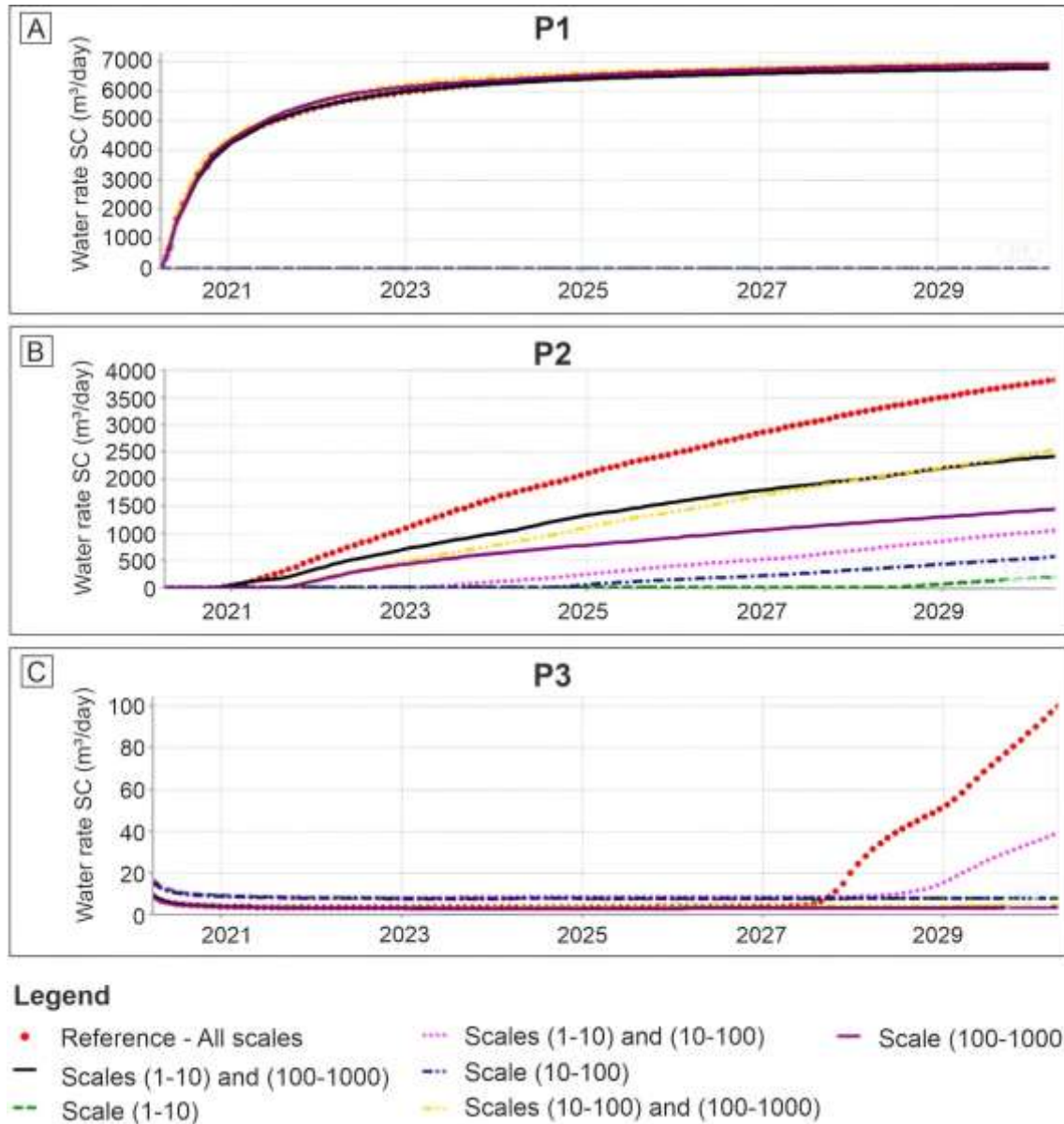


Figura 5.1. Resultados de simulação de produção de água versus tempo para os poços produtores P1 (A), P2 (B) e P3 (C). (Lima et al., 2023)

Em resumo, a Fase 1A do nosso estudo mostra que a caracterização de todas as escala de fratura é importante e essencial para prever o comportamento dinâmico do reservatório. O ponto chave para o entendimento do comportamento do reservatório está relacionado a localização dos poços produtores em relação a rede de fraturas. Um desafio em campos reais está diretamente relacionado à modelagem de uma rede de fraturas completa, pois a baixa resolução dos métodos de imageamento sísmico e a presença de poucos poços exploratórios resultam em uma considerável lacuna de informação entre as escalas sísmicas e de poço, tornando a representação de rede de fraturas subsísmicas um desafio permanente (Burchette,

2012; Gutmanis et al., 2017);. Neste trabalho, na Fase 1B (itens 3.1.3 e 5.1.2), são ilustrados metodologias e resultados para representação de fraturas subsísmicas em modelos de simulação de fluxo.

5.1.2 Fase 1C: validação de metodologia para caracterização de fraturas subsísmicas

O fluxo de trabalho apresentado na Figura 3.5 foi executado em dois casos: Primeiro caso, em uma situação simplificada, onde a dimensão fractal é o único parâmetro incerto com o objetivo de entender seu impacto no comportamento dinâmico do reservatório. O segundo caso, em uma situação mais complexa, onde os principais parâmetros que descrevem a distribuição de fraturas subsísmicas (dimensão fractal, comprimento médio de fraturas subsísmicas e um número de fraturas subsísmicas) são incertos; em ambos os casos o objetivo é gerar um conjunto de modelos, cujas respostas sejam capazes de contemplar as curvas de produção do Modelo de Referência.

5.1.2.1 Dimensão fractal como único parâmetro incerto

A dimensão fractal de cada conjunto de fraturas foi estimada e um fator de incerteza igual a 20% foi aplicado em relação ao valor inicial estimado, conforme mostrado na Tabela 2. Um experimento tipo Hipercubo Latino foi gerado contendo 24 combinações possíveis a partir dos limites das dimensões fractais (*Fractal_dimension_FS1* até *Fractal_dimension_FS4*) mostradas na Tabela 2. Cada combinação corresponde a um modelo de simulação.

Tabela 2: Valores extremos para a dimensão fractal (*Fractal_dimension*), comprimento médio das fraturas subsísmicas (*Ssf_lmean*) e um número de fraturas subsísmicas (*Ssf_nb*) para cada conjunto de fraturas (FS1, FS2, FS3 e FS4). Consulte a lista de nomenclatura para identificar os parâmetros. (Lima et al., 2023)

Parameters	Min	Max
Fractal_dimension_FS1	1.357	2
Fractal_dimension_FS2	1.18	1.769
Fractal_dimension_FS3	1.119	1.678
Fractal_dimension_FS4	1.023	1.535
Ssf_lmean_FS1	300	900
Ssf_lmean_FS2	300	900
Ssf_lmean_FS3	300	900
Ssf_lmean_FS4	300	900

Ssf_nb_SF1	1	3000
Ssf_nb_SF2	1	1300
Ssf_nb_SF3	1	700
Ssf_nb_SF4	1	3000

Simulações de reservatório foram realizadas e o impacto da dimensão fractal na produção de água do poço produtor P2 é mostrado na Figura 5.2.



Figura 5.2. Gráfico de produção de água (m³/dia) versus tempo (anos) para o poço produtor P2. Resultados de simulação mostrando o impacto da dimensão fractal na produção de água no poço produtor P2. (Lima et al., 2023)

Condições de operação do poço no modelo de simulação foram impostas, como pressão mínima no fundo do poço para produtores e pressão máxima no fundo de poço para injetores, cada uma das 24 combinações possuem diferentes conectividades e, conseqüentemente, permeabilidades. Portanto, cada modelo tem vazões de produção diferentes. Além disso, como a vazão líquida de cada poço é limitada, quando a produção de água aumenta, a produção de óleo diminui. Diante disso, a Figura 5.2 revela que, embora as fraturas subsísmicas sejam necessárias para explicar a produção de água neste poço, tomar a dimensão fractal como único parâmetro para modelar os conjuntos de fraturas não é suficiente para reproduzir o comportamento de produção de água do modelo referência.

Em suma, o uso da dimensão fractal como único parâmetro incerto para gerar o conjunto de modelos não foi suficiente para contemplar a curva de produção de água do modelo

Referência, tornando necessária a inclusão na metodologia da Fase 1C (Seção 3.1.3) de outros parâmetros relacionados à caracterização de fraturas subsísmicas: como o comprimento médio e número de fraturas subsísmicas.

5.1.2.2 Dimensão fractal, comprimento médio e número de fraturas subsísmicas como parâmetros incertos.

Um Experimento do Hipercubo Latino foi gerado com 80 combinações de todos os parâmetros (dimensão fractal, comprimento médio e número de fraturas subsísmicas) da Tabela 2. Cada combinação corresponde a um modelo de simulação. Simulações de reservatórios foram realizadas e o impacto conjunto dos três parâmetros na produção de água dos poços P1, P2 e P3 é mostrado na Figura 5.3.

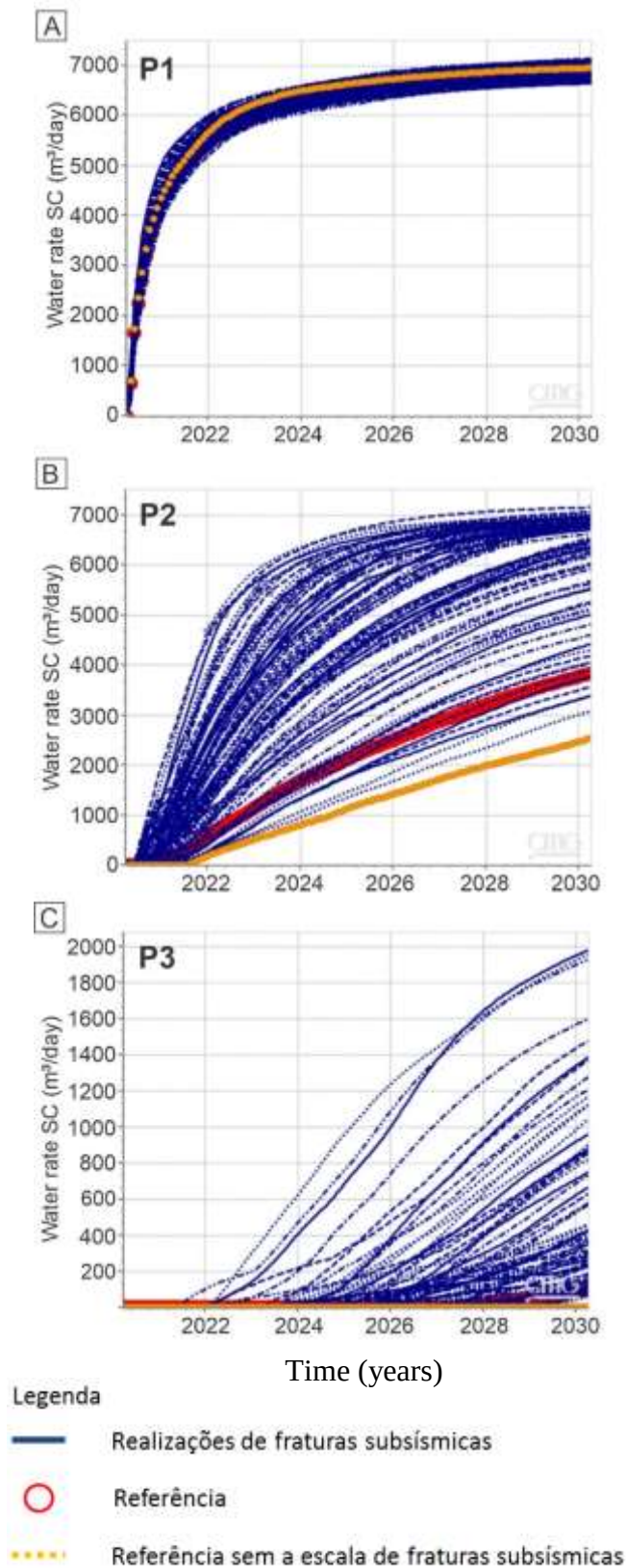


Figura 5.3. Gráficos de produção de água (m³/dia) versus tempo (anos) para os poços produtores P1, P2 e P3. Simulação do conjunto de modelos evidenciando o impacto na produção de água nos poços produtores P1 (A), P2 (B) e P3 (C) devido à variação dos parâmetros: dimensão fractal, comprimento médio de fratura subsísmica e número de fraturas subsísmicas. (Lima et al., 2023)

A inclusão dos parâmetros: comprimento médio da fratura subsísmica, número de fraturas subsísmicas, além da dimensão fractal (Item 5.1.2.1) para a geração de um novo conjunto de modelos foi eficaz e suficiente para contemplar a curva de produção do Modelo de Referência, como pode ser visualizado na Figura 5.3.

Para o poço P1 (Figura 5.3 A), a curva de produção de água do Modelo de Referência (em vermelho) é englobada por um envelope estreito (em azul) de curvas de produção de água composta pelas 80 combinações de fraturas subsísmicas. Este resultado está de acordo com a Seção 5.1.1, onde é evidenciado que P1 não é sensível as escalas de fratura.

Por outro lado, as curvas de produção de água para P2 e P3 (Figura 5.3 B e C, respectivamente) são bastante dispersas e compõem envelopes largos (em azul). Este resultado também está de acordo com os resultados da Seção 5.1.1, mostrando que tanto P2 quanto P3 são muito sensíveis às escalas de fratura.

Conclui-se que é possível validar a metodologia de caracterização de fraturas subsísmicas através do uso dos parâmetros (comprimento médio da fratura subsísmica, número de fraturas subsísmicas e dimensão fractal) devido à capacidade das respostas do conjunto de modelos de fraturas subsísmicas gerado contemplar a produção de água do Modelo de Referência.

Observe que algumas realizações estocásticas podem se aproximar bastante da curva de produção do Modelo de Referência. Sendo assim, com o objetivo de obter uma confirmação adicional para validação da metodologia, uma comparação do posicionamento das fraturas das realizações com o Modelo Referência é realizada.

A Realização 2 é selecionada para esta comparação de posicionamento de fraturas, pois possui a sua curva de produção de água (a curva verde na Figura 5.4) é uma das que melhor ajusta a curva de produção do Modelo de Referência. Os DFNs do Modelo de Referência e Realização 2 podem ser comparados na Figura 5.5. Vale ressaltar que apenas as fraturas subsísmicas são passíveis de comparação, já que as outras escalas de fratura são determinísticas.

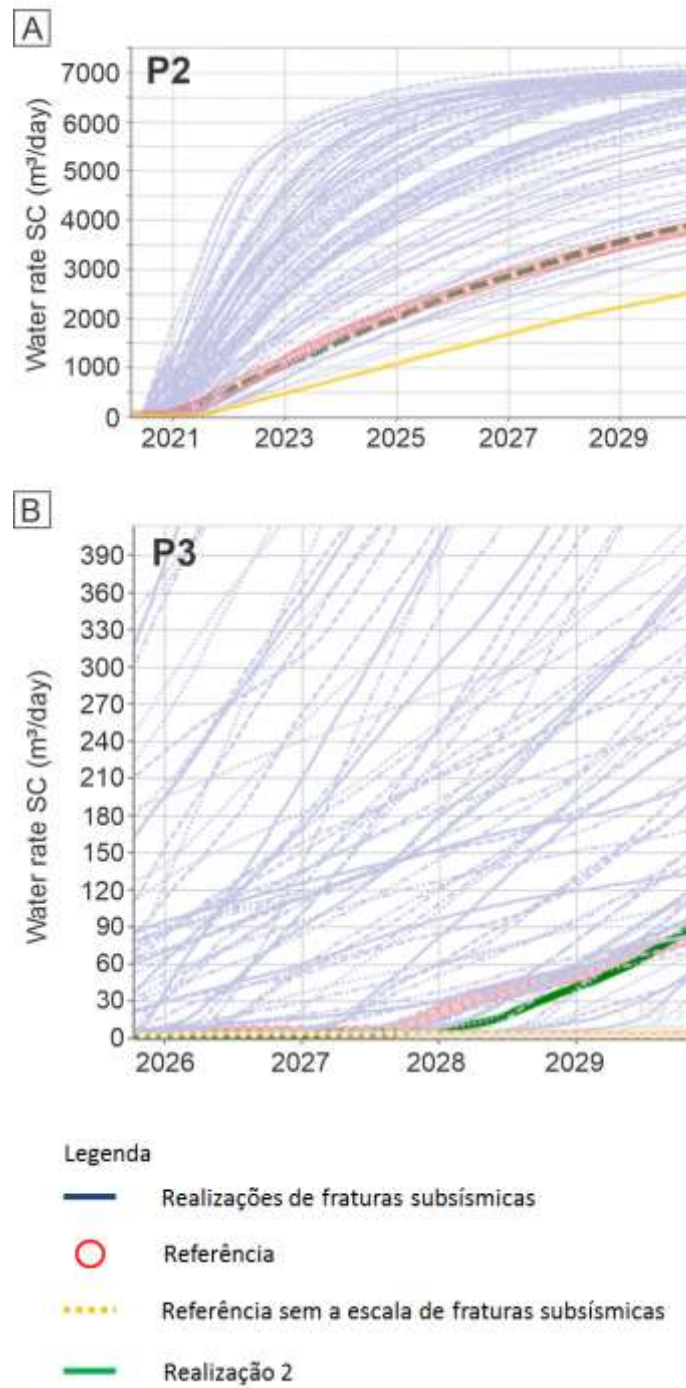


Figura 5.4. Gráficos de produção de água (m³/dia) versus tempo (anos) para os poços produtores P2 e P3.

Resposta do conjunto de modelos em relação a produção de água dos poços produtores P2 (A) e P3 (B) devido à variação dos parâmetros: dimensão fractal, comprimento médio da fratura subsísmica e número de fraturas subsísmicas. A Figura 5.4 é a mesma Figura 5.3, porém alterações em ambos os eixos foram realizadas, destacando-se a particular Realização 2 (linha verde), que oferece um bom ajuste da curva de produção de água do Modelo de Referência. (Lima et al., 2023)

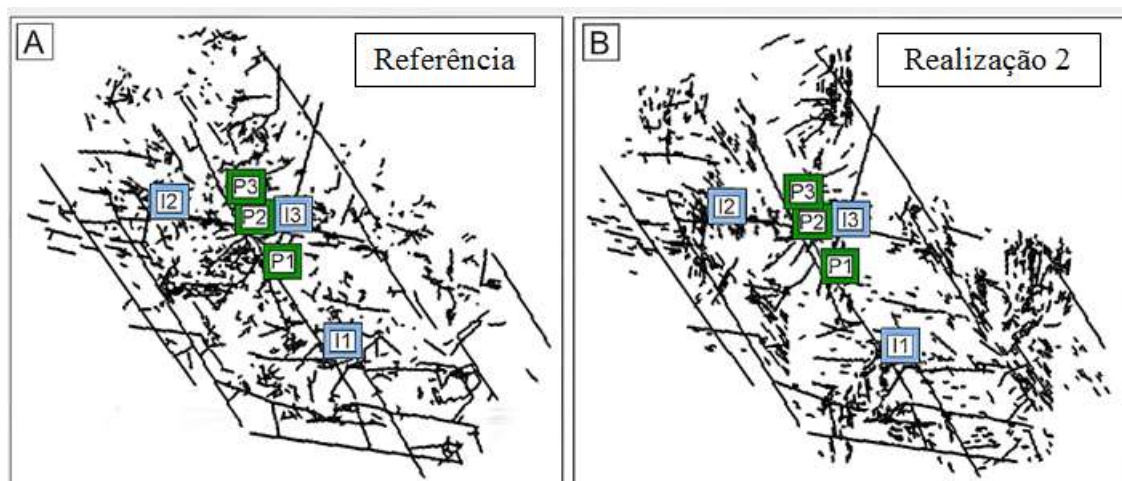


Figura 5.5. Comparação do DFN (A) de Soledade determinístico (Modelo Referência) com o DFN estocástico obtido na Realização 2, cuja curva de produção de água (linha verde na Figura 5.4) apresenta melhor ajuste à curva de produção de água do Modelo de Referência (Lima et al., 2023)

Observe que os locais de fratura subsísmica da Realização 2 (Figura 5.5 B) reproduzem globalmente o padrão de fratura subsísmica do modelo de Referência (Figura 5.5 A), no entanto, alguns locais as fraturas subsísmicas da Realização 2 são mais concentradas do que no Modelo de Referência. No entanto, não se espera uma correspondência perfeita dos locais de fratura devido à natureza desse problema inverso.

Para reduzir o impacto da abordagem de modelagem para este tipo de problema inverso, sempre é recomendado o uso de conjuntos de realizações de fraturas subsísmicas na realização de previsões de produção, com objetivo de reduzir incertezas e mitigar riscos no desenvolvimento de campos carbonáticos.

A metodologia apresentada neste trabalho é uma forma de gerar conjunto de realizações de fraturas subsísmicas (conduzidas pelas leis da física), as quais servem de dados de entrada para métodos de ajuste de histórico (assimilação de dados) como ES-MDA (Emerick et al., 2013).

5.2 Fase 2

A etapa da Fase 2A, referente à construção dos modelos fenomenológicos, é detalhada no Item 4.2 da seção Aplicações. A Fase 2B e 2C apresentam resultados obtidos através de modificações realizadas nos modelos fenomenológicos construídos na Fase 2A. Já na Fase 2D os resultados da aplicação em um modelo de reservatório carbonático carstificado (descrito na Seção 4.2.2) dos modelos rápidos gerados na Fase 2C são discutidos.

5.2.1 Fase 2B: simulação de modelos em alta fidelidade através do simulador EF para determinar permeabilidade equivalente

Os modelos construídos na Fase 2A (carstes conectados através da matriz e fratura vertical ou super k e também para carstes conectados somente pela matriz) foram simulados através do *simulador EF* considerando as premissas apresentadas na seção de metodologia (3.2.2).

Os resultados da simulação obtidos no *simulador EF* mostram que o fluxo, em geral, é mais intenso dentro dos carstes, e também nas discontinuidades como a fratura vertical (Figura 5.6) e super k (Figura 5.7), quando existe um contraste de permeabilidade entre matriz e estas heterogeneidades (fratura e super k).

Nota-se também que as partículas de fluido são desviadas para dentro do carste, o que pode deflagrar um fluxo turbulento, como pode ser observado através das linhas de fluxo (Figura 5.6).

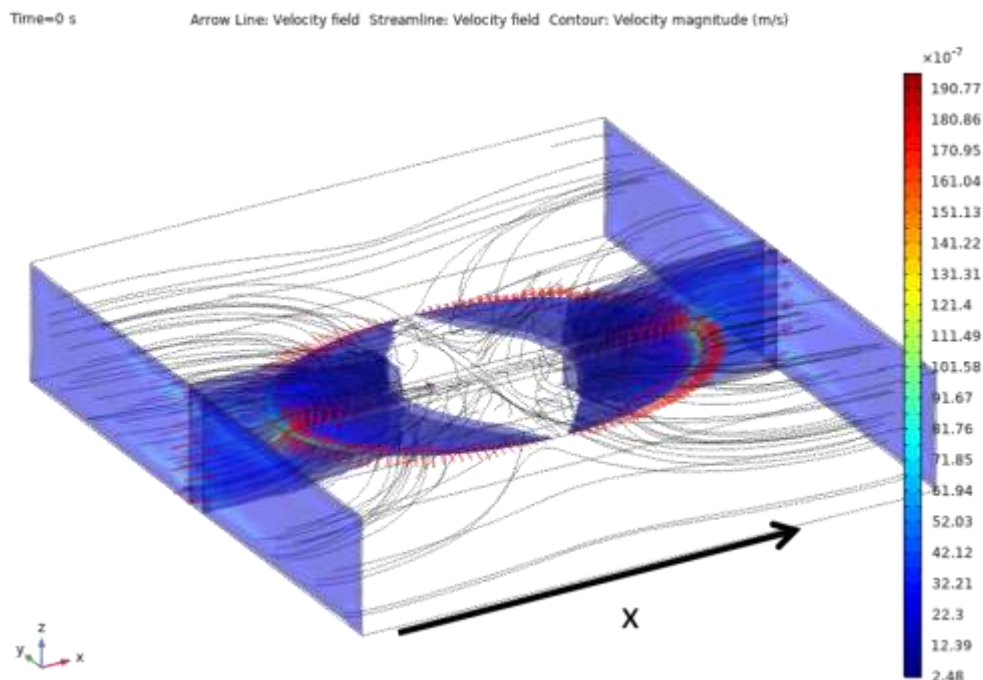


Figura 5.6. Velocidade de fluido na direção x em um modelo fenomenológico de matriz, carste e fratura vertical. Nota-se neste exemplo, através das linhas de fluxo, que uma turbulência ocorre no interior do elipsoide (carste). Existe uma concentração do fluxo na fratura vertical. Pode-se observar também que fluxo no meio poroso também é perturbado pela presença do carste.

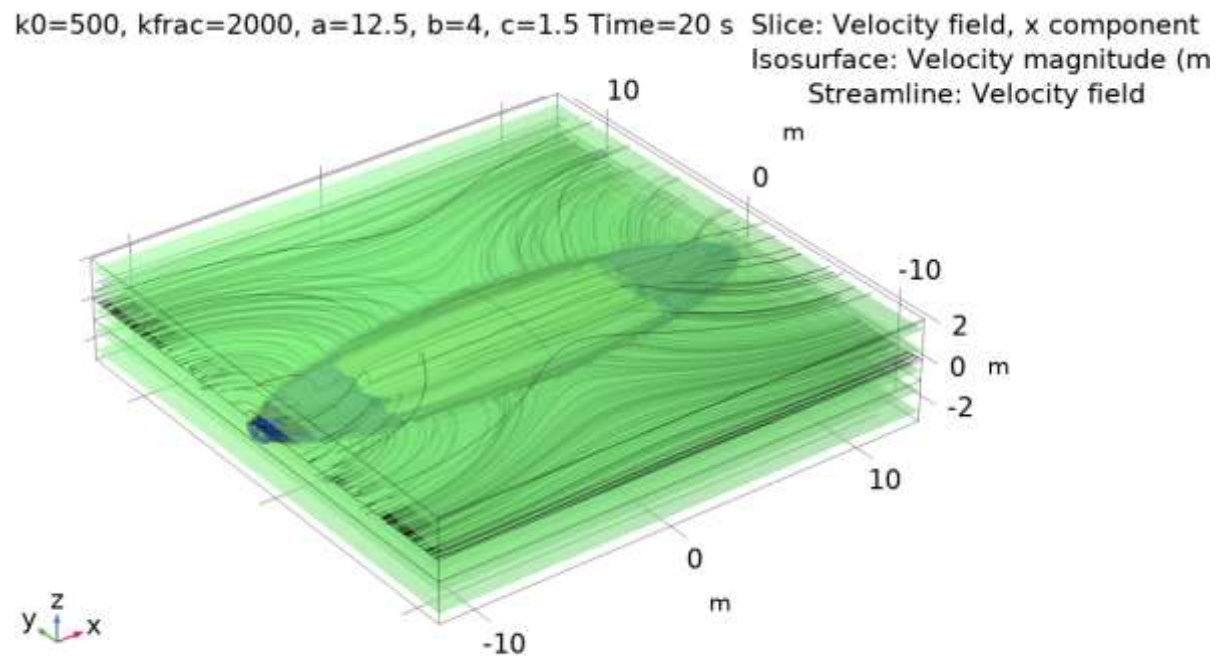


Figura 5.7. Velocidade de fluido na direção x em um modelo fenomenológico de matriz, carste e fratura vertical. Nota-se neste exemplo, através das linhas de fluxo, que existe uma turbulência ocorre no interior do elipsoide (carste). Existe uma concentração do fluxo na fratura vertical. Pode-se observar também que fluxo no meio poroso também é perturbado pela presença do carste

Quando o carste está conectado apenas pela matriz, percebe-se também o desvio das partículas de fluido para dentro do carste, conforme Figuras (5.8 e 5.9). Foram realizadas simulações em todas as direções em x, y e z, como mostram as Figuras 5.7, 5.8 e 5.9.

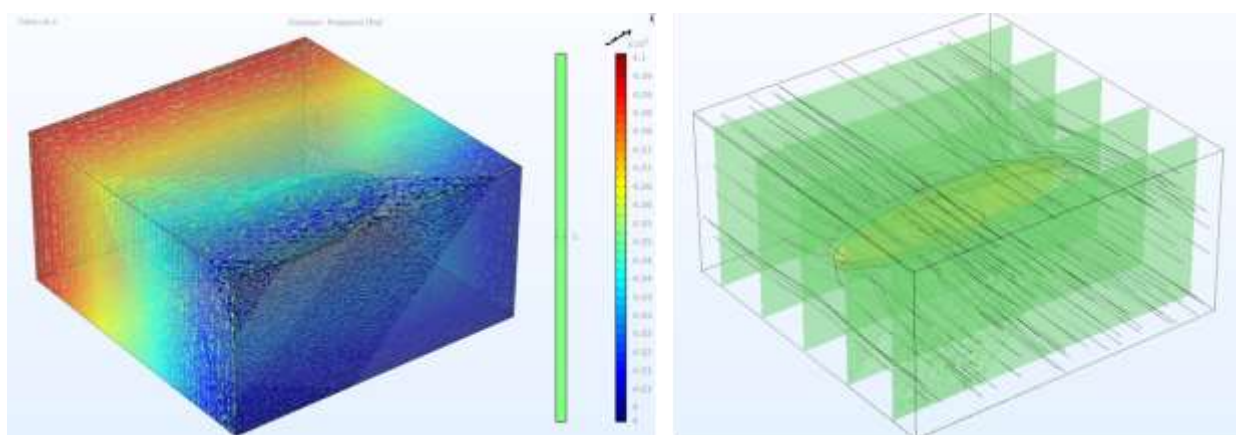


Figura 5.8. Escoamento em modelo fenomenológico de carste conectado apenas pela matriz na direção y. Nota-se que o fluxo ocorre devido ao gradiente de pressão imposto nas faces opostas da direção y.

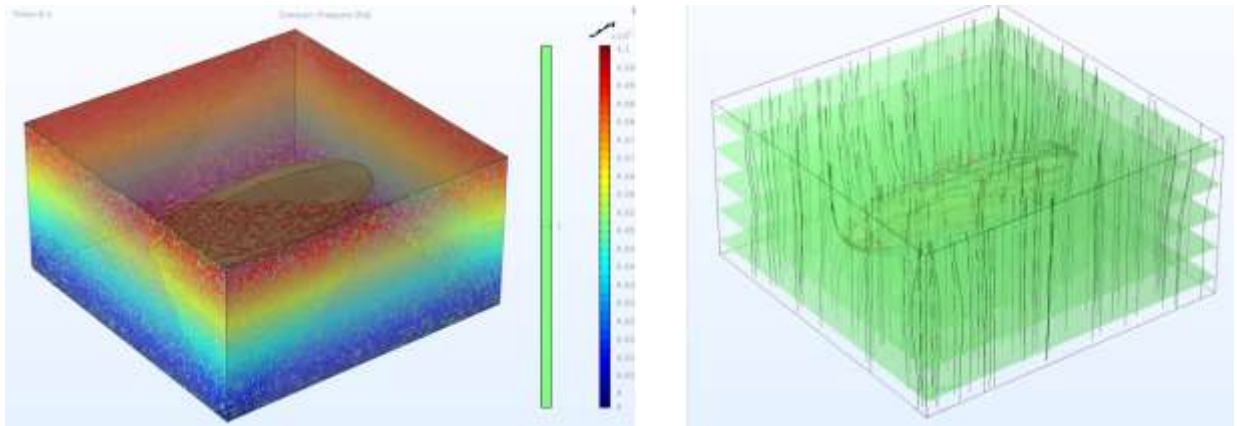


Figura 5.9. Escoamento em modelo fenomenológico de carste conectado apenas pela matriz na direção z. Nota-se que o fluxo ocorre devido ao gradiente de pressão imposto nas faces opostas da direção z.

Para cada resultado da simulação do *simulador EF*, a permeabilidade equivalente de cada bloco é calculada através da Equação 7 (Darcy). A permeabilidade equivalente depende principalmente do resultado da vazão de saída (Q) de cada simulação no *simulador EF*. Sendo assim, para cada geometria do carste e permeabilidade de matriz e fratura, obtém-se diferentes resultados de vazão (Q).

Já os outros parâmetros da Equação 7 são definidos na construção do modelo (Fase 1A). Por exemplo, para a direção x: largura do bloco ($L = 25 \text{ m}$), a viscosidade dinâmica ($\mu = 0.00335 \frac{\text{kg}}{\text{m.s}}$), a Área ($A = 25 \cdot 5 = 125 \text{ m}^2$) e a diferença de pressão ($\Delta P = 10\,000 \text{ Pa}$).

5.2.2 Fase 2C: construção de modelos rápidos através dos resultados do simulador EF

Para a construção dos modelos rápidos é necessário seguirmos a metodologia da Figura 3.14. Logo, o primeiro passo consiste na elaboração dos planejamentos estatísticos, os quais necessitam de uma lista de parâmetros incertos e seus respectivos valores de ocorrência.

Os parâmetros incertos utilizados na construção dos modelos fenomenológicos são as principais variáveis que impactam a permeabilidade de um bloco contendo um carste, como os parâmetros (a, b e c) referentes a geometria do carste (Figura 5.10) e as permeabilidade da matriz e fratura que o envolvem.

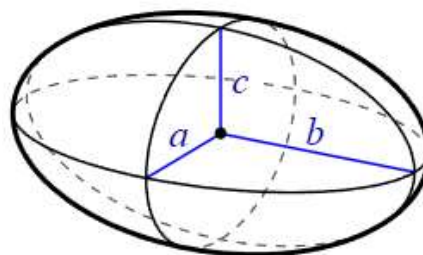


Figura 5.10. Parâmetros da geometria do carste são os raios (a, b e c) de um elipsoide,

As faixas de valores atribuídas para cada parâmetro foi baseada em valores encontrados em reservatórios reais. Por exemplo, as dimensões dos carstes (a, b e c) foram baseadas nas cavidades (carstes) observadas em imagens de poço do campo C (Figura 5.11). Conforme a Figura 5.11, pode-se observar através da mancha marrom escura na imagem de poço representa uma formação com alta porosidade, o que pode ser interpretado como um carste. Nesta Figura 5.11, pode-se interpretar que um carste tenha uma altura máxima de aproximadamente 3m. Sendo assim, para alcançar esta altura máxima de carste de 3m em nosso modelo fenomenológico, deve-se limitar o parâmetro c (Figura 5.10), que representa o raio de um elipsoide) em um valor máximo de 1.5 m.

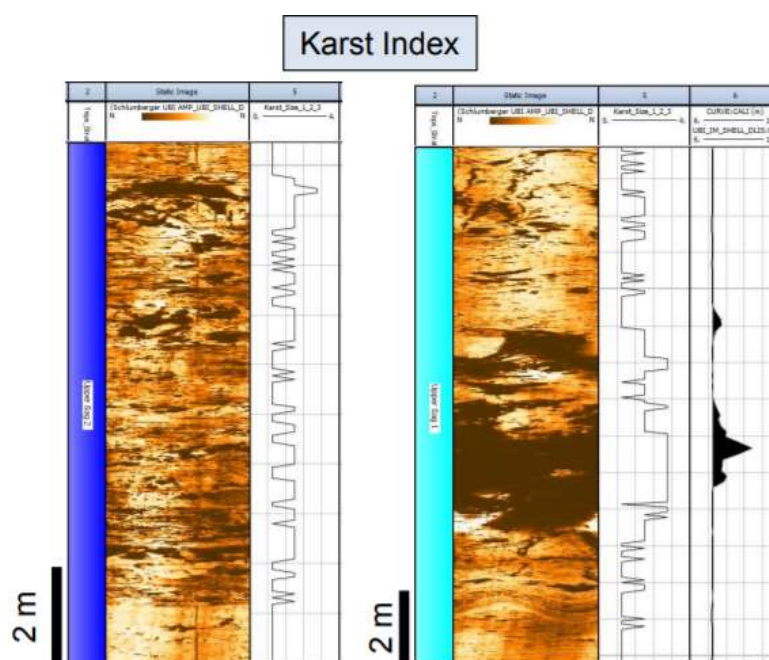


Figura 5.11. Imagem de poço do campo C. As manchas escuras sugerem que neste campo podem existir regiões de alta porosidade, o que pode ser interpretado como carstes com 3 m de altura. A continuidade destes objetos nas direções x e y pode seguir a anisotropia da fratura.

Já os valores de a e b possuem valor máximo de 12,5 m de forma que o carste tangencie as paredes da célula do modelo fenomenológico de 25m x 25 m, permitindo a conexão entre carstes em células adjacentes. O resumo das faixas de valores está listado na Tabela 3. Já os valores de permeabilidade de matriz e fratura foram estimados com base nos valores possíveis para células fraturas do campo C. Foi atribuído que o valor máximo de permeabilidade de fratura para uma célula contendo somente fraturas é de 5000 mD.

Tabela 3. Tabela com a lista de parâmetros incertos no modelo fenomenológico. Valores (mínimo e máximo) e distribuição para cada parâmetro são mostrados nesta tabela.

Parâmetros	Tipo	Min	Max	Distribuição
a (x1) [m]	Real	0.63	12.5	UNIFORME
b (x2) [m]	Real	0.63	12.5	UNIFORME
c (x3) [m]	Real	0.1	1.5	UNIFORME
K_matriz (x4) [mD]	Real	100	5000	UNIFORME
K_fratura (x5) [mD]	Real	100	5000	UNIFORME

Uma vez que os parâmetros e suas respectivas faixas de valores foram definidos, a montagem dos planejamentos experimentais é mostrada nas Tabelas 4 a 11.

As Tabelas de 4 a 7 são referentes a construção dos modelos fenomenológicos referentes a carstes conectados por camadas de alta permeabilidade (Super k), onde 657 modelos foram simulados no *simulador EF* para todas as direções (x, y e z).

Nota-se que nas Tabelas 6 e 7 foram projetadas para a situação em que a permeabilidade da matriz é igual a da fratura, o que representa o carste conectado apenas pelo meio matriz ou pelo meio fraturado. Esta situação é frequente quando se faz uso de modelo de dupla porosidade/dupla permeabilidade, pois existe a necessidade de escolher em qual meio (fratura ou matriz) o carste deve ser inserido.

Já as Tabelas 8 a 11, são destinadas para a construção dos modelos fenomenológicos referentes à carstes conectados por fraturas verticais. Este modelo também é capaz de representar os carstes conectados apenas pelo meio matriz ou fratura.

Uma vez que os 1314 modelos no *simulador EF* foram simulados (657 para fratura vertical e 657 para super k), aplica-se uma regressão para construção de polinômios de terceira ordem (Equações 5.1 e 5.2) para obter resultados preditivos dos resultados obtidos através das simulações. Polinômios de primeira e segunda ordem foram testados, porém foram descartados por conta de baixo desempenho (baixos valores de coeficiente de determinação: R^2) para prever os resultados do *simulador EF*. Os parâmetros (a_1 a a_{56}) para cada modelo rápido (Super k e Fratura Vertical) estão na Tabela 12. A relação entre o nome dos parâmetros e as variáveis usadas na equação 5.2 esta na Tabela 3, por exemplo, o parâmetro é x1 representado por a .

$$Perm.Equiv_{direção} = e^{res} \quad (5.1)$$

$$res = a1 + a2.x1 + a3.x1^2 + a4.x1^3 + a5.x2 + a6.x2.x1 + a7.x1^2.x2 + a8.x2^2 + a9.x1.x2^2 + a10.x2^3 + a11.x3 + a12.x1.x3 + a13.x1^2.x3 + a14.x2.x3 + a15.x1.x2.x3 + a16.x2^2.x3 + a17.x3^3 + a18.x1.x3^2 + a19.x2.x3^2 + a20.x3^3 + a21.x4 + a22.x1.x4 + a23.x1^2.x4 + a24.x2.x4 + a25.x1.x2.x4 + a26.x2^2.x4 + a27.x3.x4 + a28.x1.x3.x4 + a29.x2.x3.x4 + a30.x3^2.x4 + a31.x4^2 + a32.x1.x4^2 + a33.x2.x4^2 + a34.x3.x4^2 + a35.x4^3 + a36.x5 + a37.x1.x5 + a38.x1^2.x5 + a39.x2.x5 + a40.x1.x2.x5 + a41.x2^2.x5 + a42.x3.x5 + a43.x1.x3.x5 + a44.x2.x3.x5 + a45.x3^2.x5 + a46.x4.x5 + a47.x1.x4.x5 + a48.x2.x4.x5 + a49.x3.x4.x5 + a50.x4^2.x5 + a51.x5^2 + a52.x1.x5^2 + a53.x2.x5^2 + a54.x3.x5^2 + a55.x4.x5^2 + a56.x5^3 \quad (5.2)$$

Tabela 4. Modelo fenomenológico de carste e super k (Figura 4.2 B). Lista de modelos gerados a partir do planejamento Hipercubo latino e seus respectivos resultados do *simulador EF* e Modelos Rápidos. As cores da tabela da coluna erro estão associadas à ordem de grandeza, quanto mais próximo de zero as cores apresentam tonalidade esverdeadas, as tonalidades brancas representam erros intermediários e as vermelhas valores acima de 20%.

	Parâmetros de entrada					Permeabilidade equivalente [mD]			Permeabilidade Equivalente [mD]			ERRO [%]		
						<i>Simulador EF</i>			Modelo Rápido					
Sim.	k_m (mD)	k_f (mD)	a (m)	b (m)	c (m)	x	y	z	x	y	z	x	y	z
1	448	4000	2.6	5.8	0.9	534	594	511	282	434	367	47%	27%	28%
2	815	2830	3.7	4.4	0.7	999	1023	922	721	870	724	28%	15%	21%
3	4978	3743	7.5	8.4	0.1	8751	9491	5578	9195	10108	6123	5%	7%	10%
4	1409	4430	9.9	3.4	0.1	2688	1797	1573	2448	1769	1478	9%	2%	6%
5	1260	3565	9.4	9.0	0.4	2945	2790	1479	3111	3070	1634	6%	10%	10%
6	3323	2618	7.1	3.0	0.3	4774	4028	3715	4289	3862	3419	10%	4%	8%
7	135	2423	10.9	2.3	1.0	285	165	159	268	160	154	6%	3%	3%
8	274	576	11.9	11.2	0.7	1361	1080	355	1198	957	281	12%	11%	21%
9	1585	4613	6.1	7.7	0.2	2397	2657	1784	2365	2642	1764	1%	1%	1%
10	1227	2233	4.1	6.2	0.6	1573	1725	1400	1414	1675	1331	10%	3%	5%
11	3402	2182	11.3	2.6	1.4	8216	4295	4208	8696	4614	4436	6%	7%	5%
12	3444	272	6.9	7.6	0.9	5713	5967	4147	4981	5330	3788	13%	11%	9%
13	4407	2728	10.4	2.6	1.2	9018	5499	5284	8342	5657	5465	7%	3%	3%
14	2848	4765	3.2	3.8	1.5	3441	3492	3333	3073	3838	3515	11%	10%	5%
15	2952	1459	2.0	2.9	0.9	3375	3428	3314	2154	3626	3156	36%	6%	5%
16	2678	4154	2.3	4.8	0.8	3125	3337	3020	2708	4296	3677	13%	29%	22%
17	4485	637	8.1	5.2	0.8	7783	6478	5293	6830	5906	4882	12%	9%	8%
18	2178	4385	6.4	11.6	1.0	3772	7306	2773	3974	8911	3052	5%	22%	10%

19	1900	4282	5.0	10.8	1.2	2871	4877	2446	2762	5380	2525	4%	10%	3%
20	3024	2917	9.8	9.8	1.0	7935	7961	3949	8047	8849	4253	1%	11%	8%
21	1490	1003	5.8	1.5	1.2	1928	1711	1700	1757	1641	1616	9%	4%	5%
22	329	4710	8.9	6.3	0.6	646	528	387	490	407	302	24%	23%	22%
23	1768	1071	11.6	5.7	1.1	5700	2862	2264	6475	3031	2472	14%	6%	9%
24	1178	188	10.1	5.9	0.3	2669	1855	1344	2496	1751	1294	6%	6%	4%
25	3247	3401	1.2	12.2	1.3	3789	8297	3848	1992	9706	4005	47%	17%	4%
26	3925	3442	12.3	4.0	0.5	13426	5423	4520	10900	4461	3661	19%	18%	19%
27	2054	2361	10.7	2.4	0.5	4170	2500	2333	4173	2795	2533	0%	12%	9%
28	3060	3197	8.7	10.1	0.5	6750	8006	3635	6719	8716	3860	0%	9%	6%
29	1377	4064	1.1	0.9	1.5	1542	1540	1540	763	1735	1615	51%	13%	5%
30	2469	2028	12.4	11.7	0.4	17694	11614	2968	16905	12556	2787	4%	8%	6%
31	1610	3300	5.2	10.3	0.2	2371	3602	1815	2221	3628	1755	6%	1%	3%
32	4179	2134	5.5	11.9	1.1	6722	14871	5411	5866	15725	4925	13%	6%	9%
33	3830	653	7.4	9.6	0.2	6908	8591	4326	6338	8144	4176	8%	5%	3%
34	578	1899	7.8	8.3	0.4	1063	1105	667	792	832	521	26%	25%	22%
35	197	3086	12.1	12.4	1.0	1182	1490	284	1206	1516	278	2%	2%	2%
36	2715	714	10.3	7.8	1.2	7299	5410	3631	8564	6193	4245	17%	14%	17%
37	3847	451	6.5	7.0	1.4	6101	6330	4914	5477	5720	4479	10%	10%	9%
38	4244	1593	10.5	4.3	1.0	9693	5952	5132	8641	5559	4859	11%	7%	5%
39	3647	3960	5.4	3.1	1.3	4827	4459	4280	4267	4189	3936	12%	6%	8%
40	4735	2318	1.3	6.8	1.1	5425	6446	5401	3034	7227	5991	44%	12%	11%
41	698	2575	4.2	9.3	1.3	958	1343	868	613	977	629	36%	27%	28%
42	973	310	4.7	12.2	0.8	1442	3535	1176	1155	3201	994	20%	9%	15%
43	4616	412	6.0	5.0	0.1	6454	6186	5135	6507	6307	5032	1%	2%	2%
44	2333	1821	6.6	3.4	0.4	3292	2888	2620	3513	3252	2802	7%	13%	7%
45	773	1735	9.1	5.2	0.7	1496	1131	904	1142	907	742	24%	20%	18%
46	3750	4971	4.8	1.9	0.9	4642	4317	4228	3959	3967	3839	15%	8%	9%
47	4701	4208	11.8	8.7	0.6	19250	10889	5755	19430	10046	5355	1%	8%	7%
48	4041	3646	3.9	5.5	1.1	5133	5468	4725	4038	4881	4190	21%	11%	11%
49	4273	4464	9.6	10.6	0.9	11132	13163	5578	9840	13101	5088	12%	0%	9%
50	2785	2813	11.3	6.4	1.3	8760	4864	3747	9680	4990	3971	11%	3%	6%
51	986	1992	8.3	11.0	0.3	2074	2991	1140	1800	2920	1037	13%	2%	9%
52	2603	4549	11.1	3.7	0.7	6178	3479	3049	6323	3610	3197	2%	4%	5%
53	4325	1204	1.5	10.0	0.6	5009	7472	4873	2963	8373	5388	41%	12%	11%
54	1076	968	7.9	10.4	1.5	2217	2999	1566	2146	3444	1547	3%	15%	1%
55	3520	3818	0.6	6.7	1.4	3969	4700	4033	1815	5486	4746	54%	17%	18%
56	4566	1302	2.9	7.9	1.4	5680	7215	5500	4055	6895	5186	29%	4%	6%
57	2381	885	5.6	2.0	0.7	3055	2762	2682	3089	2962	2729	1%	7%	2%
58	2271	1518	3.3	4.2	1.2	2759	2836	2630	2406	3090	2674	13%	9%	2%
59	4804	1615	7.6	8.1	1.4	8872	9271	6505	9926	10474	7214	12%	13%	11%
60	3132	161	4.3	7.3	0.6	4127	4815	3574	3503	4413	3268	15%	8%	9%
61	4070	1129	9.3	11.1	0.3	10087	13424	4700	9265	13087	4343	8%	3%	8%
62	1956	3905	8.4	9.1	0.8	4005	4308	2400	4890	5560	3151	22%	29%	31%
63	1714	4879	3.6	7.1	0.5	2156	2532	1942	1899	2521	1945	12%	0%	0%
64	1829	1335	1.6	8.8	1.3	2145	2937	2142	1340	3284	2376	38%	12%	11%
65	5000	5000	12.5	12.5	1.5	53711	55751	8943	55635	56047	9172	4%	1%	3%

Tabela 5. Modelo fenomenológico carste e super k (Figura 4.2 B). Lista de modelos gerados a partir do planejamento Box-Behnken e seus respectivos resultados do *simulador EF* e Modelo Rápido. As cores da tabela da coluna erro estão associadas à ordem de grandeza, quanto mais próximo de zero as cores apresentam tonalidade esverdeadas, as tonalidades brancas representam erros intermediários e as vermelhas valores acima de 20%.

	Parâmetros de entrada					Permeabilidade equivalente [mD]			Permeabilidade Equivalente [mD]			ERRO [%]		
						<i>Simulador EF</i>			Modelo Rápido					
Sim.	k_m (mD)	k_f (mD)	a (m)	b (m)	c (m)	x	y	z	x	y	z	x	y	z
66	100	100	5.9	5.9	0.7	145	145	116	184	184	149	27%	27%	29%
67	100	5000	5.9	5.9	0.7	145	145	116	176	181	144	21%	25%	24%
68	5000	100	5.9	5.9	0.7	7242	7239	5785	7816	7697	6145	8%	6%	6%
69	5000	5000	5.9	5.9	0.7	7242	7239	5785	7282	7294	5939	1%	1%	3%
70	2450	2450	0.6	0.6	0.7	2733	2732	2718	1416	3583	3321	48%	31%	22%
71	2450	2450	0.6	12.5	0.7	2768	5871	2762	1518	8511	3600	45%	45%	30%
72	2450	2450	12.5	0.6	0.7	5852	2767	2761	5757	2726	2652	2%	1%	4%
73	2450	2450	12.5	12.5	0.7	22327	21196	3239	18437	18207	3024	17%	14%	7%
74	2450	100	5.9	5.9	0.1	3498	3498	2728	3933	3980	3110	12%	14%	14%
75	2450	100	5.9	5.9	1.5	3624	3623	3116	3719	3781	3170	3%	4%	2%
76	2450	5000	5.9	5.9	0.1	3498	3498	2728	3472	3566	2712	1%	2%	1%
77	2450	5000	5.9	5.9	1.5	3624	3623	3116	3882	3712	3261	7%	2%	5%
78	100	2450	0.6	5.9	0.7	112	125	112	60	178	150	46%	42%	35%
79	100	2450	12.5	5.9	0.7	518	167	121	555	188	141	7%	12%	17%
80	5000	2450	0.6	5.9	0.7	5608	6261	5582	2766	8156	6792	51%	30%	22%
81	5000	2450	12.5	5.9	0.7	25257	8333	6054	24616	8391	6212	3%	1%	3%
82	2450	2450	5.9	0.6	0.1	3017	2741	2716	3131	2704	2784	4%	1%	2%
83	2450	2450	5.9	0.6	1.5	3140	2758	2804	3157	2724	2868	1%	1%	2%
84	2450	2450	5.9	12.5	0.1	4019	11210	2745	4171	11395	2943	4%	2%	7%
85	2450	2450	5.9	12.5	1.5	4189	15888	3534	4267	14706	3577	2%	7%	1%
86	2450	100	0.6	5.9	0.7	2748	3068	2736	1259	3709	3140	54%	21%	15%
87	2450	100	12.5	5.9	0.7	12422	4084	2968	12161	4223	3045	2%	3%	3%
88	2450	5000	0.6	5.9	0.7	2748	3068	2736	1419	4153	3671	48%	35%	34%
89	2450	5000	12.5	5.9	0.7	12422	4084	2968	11764	3946	2933	5%	3%	1%
90	100	2450	5.9	0.6	0.7	125	112	112	146	132	132	16%	18%	19%
91	100	2450	5.9	12.5	0.7	167	514	121	198	580	150	19%	13%	24%
92	5000	2450	5.9	0.6	0.7	6262	5607	5581	6382	5561	5727	2%	1%	3%
93	5000	2450	5.9	12.5	0.7	8338	25072	6053	9074	26081	6633	9%	4%	10%
94	2450	2450	0.6	5.9	0.1	2741	3016	2716	1182	3532	2980	57%	17%	10%
95	2450	2450	0.6	5.9	1.5	2759	3140	2804	1301	3901	3290	53%	24%	17%
96	2450	2450	12.5	5.9	0.1	11213	4017	2745	11667	4158	2937	4%	4%	7%
97	2450	2450	12.5	5.9	1.5	15402	4187	3534	14282	4396	3587	7%	5%	1%
98	100	2450	5.9	5.9	0.1	143	143	111	166	169	130	16%	19%	17%
99	100	2450	5.9	5.9	1.5	148	148	127	186	183	157	26%	24%	24%
100	5000	2450	5.9	5.9	0.1	7140	7138	5564	7144	7182	5529	0%	1%	1%
101	5000	2450	5.9	5.9	1.5	7396	7394	6356	8154	8227	6920	10%	11%	9%
102	2450	100	5.9	0.6	0.7	3068	2747	2736	3263	2948	3017	6%	7%	10%

103	2450	100	5.9	12.5	0.7	4086	12330	2968	4867	13959	3555	19%	13%	20%
104	2450	5000	5.9	0.6	0.7	3068	2747	2736	3113	2824	2933	1%	3%	7%
105	2450	5000	5.9	12.5	0.7	4086	12330	2968	3742	10485	2683	8%	15%	10%
106	2450	2450	5.9	5.9	0.7	3549	3547	2836	3899	3959	3181	10%	12%	12%

Tabela 6. Modelo fenomenológico carste e super k (Figura 4.2 B). Lista de modelos gerados a partir do planejamento Hipercubo latino e seus respectivos resultados do *simulador EF* e Modelo Rápido. Detalhe para permeabilidade da matriz igual a da fratura. As cores da tabela da coluna erro estão associadas à ordem de grandeza, quanto mais próximo de zero as cores apresentam tonalidade esverdeadas, as tonalidades brancas representam erros intermediários e as vermelhas valores acima de 20%.

Sim.	Parâmetros de entrada					Permeabilidade equivalente [mD]			Permeabilidade Equivalente [mD]			ERRO [%]		
	k _m (mD)	k _f (mD)	a (m)	b (m)	c (m)	Simulador EF			Modelo Rápido					
						x	y	z	x	y	z	x	y	z
107	1219	1219	4.7	11.4	0.3	1757	3249	1389	1503	3087	1237	14%	5%	11%
108	262	262	3.2	9.6	0.9	335	493	308	194	353	223	42%	28%	28%
109	3755	3755	2.6	12.4	1.4	4785	12912	4715	2945	11762	3919	38%	9%	17%
110	183	183	8.1	2.3	0.3	277	217	205	233	200	181	16%	8%	11%
111	2941	2941	3.8	5.8	1.3	3748	4059	3507	3444	4264	3604	8%	5%	3%
112	1754	1754	12.1	6.9	0.8	7333	3244	2190	7482	3072	2165	2%	5%	1%
113	1277	1277	6.6	4.2	0.6	1851	1659	1459	1723	1621	1371	7%	2%	6%
114	3272	3272	9.7	1.5	0.3	5452	3778	3653	4882	3834	3694	10%	1%	1%
115	1410	1410	0.6	12.1	0.3	1587	2948	1572	678	3341	1618	57%	13%	3%
116	773	773	7.8	9.1	0.7	1473	1667	930	1173	1387	787	20%	17%	15%
117	2550	2550	7.3	3.1	0.8	3790	3150	2927	3937	3581	3256	4%	14%	11%
118	951	951	11.3	2.9	0.5	2180	1196	1081	1678	981	842	23%	18%	22%
119	4523	4523	8.7	8.5	1.2	9675	9379	5969	8751	8882	5772	10%	5%	3%
120	3373	3373	11.9	5.5	1.3	12114	5457	4514	11733	4834	4068	3%	11%	10%
121	4262	4262	12.1	1.8	1.1	11024	5107	5013	9327	4494	4338	15%	12%	13%
122	3905	3905	2.3	6.0	0.5	4584	5152	4386	2890	4678	3841	37%	9%	12%
123	4094	4094	2.8	2.7	0.9	4780	4765	4613	3421	4651	4204	28%	2%	9%
124	3095	3095	10.8	10.2	1.0	10207	9266	4212	10651	10328	4336	4%	11%	3%
125	3779	3779	1.3	11.7	0.3	4356	7929	4220	2049	7506	3710	53%	5%	12%
126	3592	3592	4.9	0.7	0.7	4320	4025	4005	3635	3428	3492	16%	15%	13%
127	1570	1570	3.6	8.0	0.4	1995	2491	1777	1808	2515	1808	9%	1%	2%
128	2385	2385	9.4	8.3	0.9	5512	4888	2995	6128	5670	3617	11%	16%	21%
129	4339	4339	2.1	3.9	1.5	5036	5246	5000	3227	5439	4876	36%	4%	2%
130	353	353	10.9	11.1	0.6	1224	1275	439	1007	1077	339	18%	16%	23%
131	2160	2160	10.4	4.8	0.2	4823	3097	2423	5480	3632	2893	14%	17%	19%
132	1820	1820	6.8	1.2	1.4	2488	2082	2103	2487	2157	2208	0%	4%	5%
133	4626	4626	2.9	2.2	1.4	5422	5346	5273	4254	5621	5322	22%	5%	1%
134	3066	3066	1.9	9.9	0.5	3606	5397	3452	2423	5757	3688	33%	7%	7%
135	4982	4982	7.9	8.7	0.4	9350	10056	5735	9945	10790	6241	6%	7%	9%
136	2792	2792	0.8	9.9	1.2	3180	4738	3212	1796	6220	4252	44%	31%	32%
137	4196	4196	1.4	7.7	0.7	4813	5989	4729	2577	5879	4769	46%	2%	1%

138	1926	1926	2.3	10.3	0.9	2340	3727	2228	1941	4589	2674	17%	23%	20%
139	2609	2609	5.5	1.4	1.1	3311	2979	2959	3426	3233	3203	3%	9%	8%
140	1045	1045	9.0	5.8	0.2	2002	1591	1178	1735	1414	1077	13%	11%	9%
141	3196	3196	11.7	3.6	1.3	9154	4351	4011	8812	4096	3767	4%	6%	6%
142	4901	4901	6.5	6.7	1.4	7777	7849	6346	8003	8127	6636	3%	4%	5%
143	2426	2426	1.1	11.4	0.2	2768	4767	2701	1547	5789	3097	44%	21%	15%
144	2036	2036	3.7	4.5	1.2	2528	2591	2377	2435	2938	2540	4%	13%	7%
145	4060	4060	8.4	7.5	1.3	8009	7445	5421	6991	6702	4989	13%	10%	8%
146	604	604	10.6	0.9	0.1	1042	684	671	730	517	503	30%	24%	25%
147	4437	4437	3.3	3.4	0.8	5294	5297	4999	3930	4897	4303	26%	8%	14%
148	117	117	6.3	10.7	1.0	197	310	148	242	432	195	23%	40%	32%
149	2310	2310	11.5	3.5	0.5	5773	3043	2650	5939	3244	2764	3%	7%	4%
150	3400	3400	7.5	10.5	1.0	6580	9320	4400	6052	9926	4356	8%	7%	1%
151	2757	2757	7.1	5.1	1.1	4336	3883	3334	4524	4245	3701	4%	9%	11%
152	1976	1976	4.0	8.2	0.9	2610	3284	2314	2719	3764	2686	4%	15%	16%
153	1495	1495	5.3	1.7	1.0	1892	1721	1695	1789	1729	1642	5%	0%	3%
154	2881	2881	11.0	9.2	0.4	9398	7009	3402	10053	7266	3569	7%	4%	5%
155	4759	4759	4.3	7.1	1.2	6360	7307	5746	5703	7027	5737	10%	4%	0%
156	3492	3492	5.8	11.8	0.6	5663	11647	4120	4900	11263	3637	13%	3%	12%
157	4837	4837	4.4	4.7	1.0	6205	6265	5583	5699	6292	5553	8%	0%	1%
158	640	640	9.0	5.4	1.2	1260	967	806	945	751	649	25%	22%	19%
159	2176	2176	7.3	2.6	0.4	3136	2605	2441	3354	3009	2698	7%	15%	11%
160	826	826	8.6	12.0	0.5	1886	3537	999	1554	3244	845	18%	8%	15%
161	2651	2651	6.1	6.3	0.8	3934	3985	3117	4231	4356	3479	8%	9%	12%
162	3624	3624	4.9	2.0	0.7	4506	4187	4069	3785	3746	3474	16%	11%	15%
163	933	933	5.9	8.9	0.2	1418	1761	1049	1131	1387	854	20%	21%	19%
164	3947	3947	1.7	7.2	1.1	4598	5573	4536	2802	5705	4784	39%	2%	5%
165	1644	1644	5.1	4.9	0.1	2174	2157	1831	2155	2206	1802	1%	2%	2%
166	4558	4558	12.3	9.5	0.6	25905	12159	5685	23742	11163	4982	8%	8%	12%
167	1387	1387	10.2	11.0	0.2	3993	4605	1584	4263	5230	1688	7%	14%	7%
168	450	450	9.3	4.0	1.5	872	615	576	634	452	425	27%	26%	26%
169	1171	1171	10.0	7.5	0.7	2887	2203	1428	2707	2063	1409	6%	6%	1%
170	535	535	9.8	6.5	1.4	1237	914	720	995	719	588	20%	21%	18%

Tabela 7. Modelo fenomenológico carste e super k (Figura 4.2 B). Lista de modelos gerados a partir do planejamento Box-Benhken e seus respectivos resultados do *simulador EFG* e Modelo Rápido. Detalhe para permeabilidade da matriz igual a da fratura. As cores da tabela da coluna erro estão associadas à ordem de grandeza, quanto mais próximo de zero as cores apresentam tonalidade esverdeadas, as tonalidades brancas representam erros intermediários e as vermelhas valores acima de 20%.

	Parâmetros de entrada					Permeabilidade equivalente [mD]			Permeabilidade Equivalente [mD]			ERRO [%]		
						<i>Simulador EF</i>			Modelo Rápido					
Sim.	k_m (mD)	k_f (mD)	a (m)	b (m)	c (m)	x	y	z	x	y	z	x	y	z
171	100	100	0.6	5.9	0.7	112	125	112	52	150	129	53%	20%	16%
172	100	100	12.5	5.9	0.7	518	167	121	576	195	146	11%	17%	20%
173	100	100	0.6	5.9	0.7	112	125	112	52	150	129	53%	20%	16%

174	100	100	12.5	5.9	0.7	518	167	121	576	195	146	11%	17%	20%
175	5000	5000	0.6	5.9	0.7	5608	6261	5582	2846	8350	7204	49%	33%	29%
176	5000	5000	12.5	5.9	0.7	25257	8333	6054	25220	8696	6423	0%	4%	6%
177	5000	5000	0.6	5.9	0.7	5608	6261	5582	2846	8350	7204	49%	33%	29%
178	5000	5000	12.5	5.9	0.7	25257	8333	6054	25220	8696	6423	0%	4%	6%
179	2450	2450	5.9	0.6	0.7	3068	2747	2736	3213	2884	2956	5%	5%	8%
180	2450	2450	5.9	12.5	0.7	4086	12330	2968	4368	12684	3237	7%	3%	9%
181	2450	2450	5.9	0.6	0.7	3068	2747	2736	3213	2884	2956	5%	5%	8%
182	2450	2450	5.9	12.5	0.7	4086	12330	2968	4368	12684	3237	7%	3%	9%
183	2450	2450	5.9	0.6	0.7	3068	2747	2736	3213	2884	2956	5%	5%	8%
184	2450	2450	5.9	12.5	0.7	4086	12330	2968	4368	12684	3237	7%	3%	9%
185	2450	2450	5.9	0.6	0.7	3068	2747	2736	3213	2884	2956	5%	5%	8%
186	2450	2450	5.9	12.5	0.7	4086	12330	2968	4368	12684	3237	7%	3%	9%
187	2450	2450	0.6	5.9	0.1	2741	3016	2716	1182	3532	2980	57%	17%	10%
188	2450	2450	0.6	5.9	1.5	2759	3140	2804	1301	3901	3290	53%	24%	17%
189	2450	2450	12.5	5.9	0.1	11213	4017	2745	11667	4158	2937	4%	4%	7%
190	2450	2450	12.5	5.9	1.5	15402	4187	3534	14282	4396	3587	7%	5%	1%
191	2450	2450	0.6	5.9	0.1	2741	3016	2716	1182	3532	2980	57%	17%	10%
192	2450	2450	0.6	5.9	1.5	2759	3140	2804	1301	3901	3290	53%	24%	17%
193	2450	2450	12.5	5.9	0.1	11213	4017	2745	11667	4158	2937	4%	4%	7%
194	2450	2450	12.5	5.9	1.5	15402	4187	3534	14282	4396	3587	7%	5%	1%
195	100	100	0.6	0.6	0.7	112	112	111	45	115	109	59%	3%	2%
196	100	100	0.6	12.5	0.7	113	240	113	57	308	136	50%	28%	20%
197	100	100	12.5	0.6	0.7	239	113	113	297	138	131	24%	22%	16%
198	100	100	12.5	12.5	0.7	935	890	132	1080	994	172	16%	12%	30%
199	5000	5000	0.6	0.6	0.7	5577	5576	5544	2713	7145	6719	51%	28%	21%
200	5000	5000	0.6	12.5	0.7	5649	11952	5634	2816	15488	6689	50%	30%	19%
201	5000	5000	12.5	0.6	0.7	11916	5647	5633	13968	6584	6385	17%	17%	13%
202	5000	5000	12.5	12.5	0.7	45252	43064	6607	44611	42379	6680	1%	2%	1%
203	2450	2450	5.9	0.6	0.1	3017	2741	2716	3131	2704	2784	4%	1%	2%
204	2450	2450	5.9	0.6	1.5	3140	2758	2804	3157	2724	2868	1%	1%	2%
205	2450	2450	5.9	12.5	0.1	4019	11210	2745	4171	11395	2943	4%	2%	7%
206	2450	2450	5.9	12.5	1.5	4189	15888	3534	4267	14706	3577	2%	7%	1%
207	2450	2450	5.9	0.6	0.1	3017	2741	2716	3131	2704	2784	4%	1%	2%
208	2450	2450	5.9	0.6	1.5	3140	2758	2804	3157	2724	2868	1%	1%	2%
209	2450	2450	5.9	12.5	0.1	4019	11210	2745	4171	11395	2943	4%	2%	7%
210	2450	2450	5.9	12.5	1.5	4189	15888	3534	4267	14706	3577	2%	7%	1%
211	100	100	5.9	5.9	0.1	143	143	111	175	171	136	23%	20%	22%
212	100	100	5.9	5.9	1.5	148	148	127	169	169	146	14%	15%	14%
213	100	100	5.9	5.9	0.1	143	143	111	175	171	136	23%	20%	22%
214	100	100	5.9	5.9	1.5	148	148	127	169	169	146	14%	15%	14%
215	5000	5000	5.9	5.9	0.1	7140	7138	5564	6929	7002	5327	3%	2%	4%
216	5000	5000	5.9	5.9	1.5	7396	7394	6356	7962	8036	6888	8%	9%	8%
217	5000	5000	5.9	5.9	0.1	7140	7138	5564	6929	7002	5327	3%	2%	4%
218	5000	5000	5.9	5.9	1.5	7396	7394	6356	7962	8036	6888	8%	9%	8%
219	2450	2450	5.9	5.9	0.7	3549	3547	2836	3899	3959	3181	10%	12%	12%

Tabela 8. Modelo fenomenológico carste e fratura vertical (Figura 4.2 A). Lista de modelos gerados a partir do planejamento Hipercubo latino e seus respectivos resultados do *simulador EF* e Modelo Rápido. As cores da tabela da coluna erro estão associadas à ordem de grandeza, quanto mais próximo de zero as cores apresentam tonalidade esverdeadas, as tonalidades brancas representam erros intermediários e as vermelhas valores acima de 20%.

	Parâmetros de entrada					Permeabilidade equivalente [mD]			Permeabilidade Equivalente [mD]			ERRO [%]		
						<i>Simulador EF</i>			Modelo Rápido					
Sim.	k_m (mD)	k_f (mD)	a (m)	b (m)	c (m)	x	y	z	x	y	z	x	y	z
1	448	4000	2.6	5.8	0.9	719	601	671	464	436	601	35%	28%	10%
2	815	2830	3.7	4.4	0.7	1113	1033	1013	911	896	902	18%	13%	11%
3	4978	3743	7.5	8.4	0.1	8615	9451	5494	8454	10000	5700	2%	6%	4%
4	1409	4430	9.9	3.4	0.1	3160	1801	1700	3177	1779	1655	1%	1%	3%
5	1260	3565	9.4	9.0	0.4	3246	2783	1583	3536	3024	1723	9%	9%	9%
6	3323	2618	7.1	3.0	0.3	4697	4001	3664	4361	3834	3506	7%	4%	4%
7	135	2423	10.9	2.3	1.0	785	165	295	772	163	292	2%	2%	1%
8	274	576	11.9	11.2	0.7	1476	1077	371	1398	977	300	5%	9%	19%
9	1585	4613	6.1	7.7	0.2	2618	2659	1913	2517	2638	1908	4%	1%	0%
10	1227	2233	4.1	6.2	0.6	1630	1729	1442	1502	1685	1415	8%	3%	2%
11	3402	2182	11.3	2.6	1.4	7810	4272	4091	7911	4604	4240	1%	8%	4%
12	3444	272	6.9	7.6	0.9	5415	5827	3941	5116	5122	3876	6%	12%	2%
13	4407	2728	10.4	2.6	1.2	8625	5463	5143	7592	5649	5145	12%	3%	0%
14	2848	4765	3.2	3.8	1.5	3539	3507	3427	2984	3863	3473	16%	10%	1%
15	2952	1459	2.0	2.9	0.9	3290	3332	3225	2316	3407	3321	30%	2%	3%
16	2678	4154	2.3	4.8	0.8	3191	3350	3076	2476	4305	3496	22%	28%	14%
17	4485	637	8.1	5.2	0.8	7335	6345	5036	6823	5665	4964	7%	11%	1%
18	2178	4385	6.4	11.6	1.0	3935	7293	2882	3881	9179	3040	1%	26%	5%
19	1900	4282	5.0	10.8	1.2	3022	4862	2570	2813	5335	2615	7%	10%	2%
20	3024	2917	9.8	9.8	1.0	7884	7928	3929	7943	8762	4233	1%	11%	8%
21	1490	1003	5.8	1.5	1.2	1880	1688	1666	1627	1589	1524	13%	6%	9%
22	329	4710	8.9	6.3	0.6	1169	527	565	1210	400	557	3%	24%	1%
23	1768	1071	11.6	5.7	1.1	5457	2852	2208	5846	3048	2317	7%	7%	5%
24	1178	188	10.1	5.9	0.3	2489	1840	1287	1917	1692	1120	23%	8%	13%
25	3247	3401	1.2	12.2	1.3	3786	8336	3843	1919	9522	3988	49%	14%	4%
26	3925	3442	12.3	4.0	0.5	13273	5406	4476	11292	4431	3760	15%	18%	16%
27	2054	2361	10.7	2.4	0.5	4224	2497	2338	4320	2775	2558	2%	11%	9%
28	3060	3197	8.7	10.1	0.5	6740	7961	3626	6493	8664	3784	4%	9%	4%
29	1377	4064	1.1	0.9	1.5	1664	1572	1662	823	1818	1839	51%	16%	11%
30	2469	2028	12.4	11.7	0.4	17939	11590	2936	17253	13142	2805	4%	13%	4%
31	1610	3300	5.2	10.3	0.2	2478	3595	1882	2321	3654	1871	6%	2%	1%
32	4179	2134	5.5	11.9	1.1	6550	14789	5270	6070	16040	4965	7%	8%	6%
33	3830	653	7.4	9.6	0.2	6592	8500	4150	6426	8169	4184	3%	4%	1%
34	578	1899	7.8	8.3	0.4	1190	1103	725	1037	821	627	13%	26%	13%
35	197	3086	12.1	12.4	1.0	2551	1518	445	2772	1557	447	9%	3%	1%
36	2715	714	10.3	7.8	1.2	6889	5385	3473	7322	6195	3946	6%	15%	14%
37	3847	451	6.5	7.0	1.4	5795	6174	4656	5728	5489	4471	1%	11%	4%
38	4244	1593	10.5	4.3	1.0	9106	5915	4939	8207	5556	4850	10%	6%	2%
39	3647	3960	5.4	3.1	1.3	4837	4450	4277	4231	4227	3930	13%	5%	8%

40	4735	2318	1.3	6.8	1.1	5296	6328	5255	2767	7125	6045	48%	13%	15%
41	698	2575	4.2	9.3	1.3	1070	1344	966	786	959	801	27%	29%	17%
42	973	310	4.7	12.2	0.8	1395	3513	1137	1029	3239	899	26%	8%	21%
43	4616	412	6.0	5.0	0.1	6115	5818	4906	6429	5793	4910	5%	0%	0%
44	2333	1821	6.6	3.4	0.4	3241	2869	2584	3465	3209	2791	7%	12%	8%
45	773	1735	9.1	5.2	0.7	1616	1130	948	1433	904	846	11%	20%	11%
46	3750	4971	4.8	1.9	0.9	4717	4330	4270	3945	3987	3813	16%	8%	11%
47	4701	4208	11.8	8.7	0.6	19011	10836	5704	19549	9883	5329	3%	9%	7%
48	4041	3646	3.9	5.5	1.1	5093	5442	4684	4058	4925	4216	20%	9%	10%
49	4273	4464	9.6	10.6	0.9	11115	13117	5570	9867	13158	5111	11%	0%	8%
50	2785	2813	11.3	6.4	1.3	8743	4845	3736	9877	4957	3996	13%	2%	7%
51	986	1992	8.3	11.0	0.3	2173	2977	1182	2010	2953	1130	7%	1%	4%
52	2603	4549	11.1	3.7	0.7	6625	3474	3141	6753	3607	3182	2%	4%	1%
53	4325	1204	1.5	10.0	0.6	4845	7278	4700	2638	8120	5082	46%	12%	8%
54	1076	968	7.9	10.4	1.5	2197	2983	1553	2027	3342	1500	8%	12%	3%
55	3520	3818	0.6	6.7	1.4	3971	4695	4029	1617	5419	4577	59%	15%	14%
56	4566	1302	2.9	7.9	1.4	5481	7042	5287	4221	6691	5339	23%	5%	1%
57	2381	885	5.6	2.0	0.7	2928	2667	2592	2941	2730	2652	0%	2%	2%
58	2271	1518	3.3	4.2	1.2	2708	2805	2578	2439	3072	2663	10%	10%	3%
59	4804	1615	7.6	8.1	1.4	8519	9197	6249	8978	10555	6470	5%	15%	4%
60	3132	161	4.3	7.3	0.6	3930	4479	3404	3609	4034	3249	8%	10%	5%
61	4070	1129	9.3	11.1	0.3	9638	13358	4531	9431	13636	4488	2%	2%	1%
62	1956	3905	8.4	9.1	0.8	4208	4297	2494	4721	5474	3046	12%	27%	22%
63	1714	4879	3.6	7.1	0.5	2330	2542	2079	2035	2503	2140	13%	2%	3%
64	1829	1335	1.6	8.8	1.3	2115	2917	2107	1276	3230	2288	40%	11%	9%
65	5000	5000	12.5	12.5	1.5	55470	54698	8918	55682	55058	8946	0%	1%	0%

Tabela 9. Modelo fenomenológico carste e fratura vertical (Figura 4.2 A). Lista de modelos gerados a partir do planejamento Box Behnken e seus respectivos resultados do *simulador EF* e Modelo Rápido. As cores da tabela da coluna erro estão associadas à ordem de grandeza, quanto mais próximo de zero as cores apresentam tonalidade esverdeadas, as tonalidades brancas representam erros intermediários e as vermelhas valores acima de 20%.

	Parâmetros de entrada					Permeabilidade equivalente [mD]			Permeabilidade Equivalente [mD]			ERRO [%]		
						<i>Simulador EF</i>			Modelo Rápido					
Sim.	k_m (mD)	k_f (mD)	a (m)	b (m)	c (m)	x	y	z	x	y	z	x	y	z
66	100	100	5.9	5.9	0.7	145	144	115	182	183	149	26%	27%	29%
67	100	5000	5.9	5.9	0.7	509	146	332	521	178	350	2%	23%	5%
68	5000	100	5.9	5.9	0.7	6841	6700	5471	7199	6991	5620	5%	4%	3%
69	5000	5000	5.9	5.9	0.7	7225	7216	5759	7411	7275	5977	3%	1%	4%
70	2450	2450	0.6	0.6	0.7	2725	2723	2706	1345	3511	3301	51%	29%	22%
71	2450	2450	0.6	12.5	0.7	2759	5853	2750	1425	8553	3597	48%	46%	31%
72	2450	2450	12.5	0.6	0.7	5896	2757	2749	6030	2699	2680	2%	2%	3%
73	2450	2450	12.5	12.5	0.7	23006	23389	3227	18934	19224	3013	18%	18%	7%
74	2450	100	5.9	5.9	0.1	3312	3262	2600	3385	3644	2785	2%	12%	7%
75	2450	100	5.9	5.9	1.5	3427	3421	2919	3312	3520	2823	3%	3%	3%
76	2450	5000	5.9	5.9	0.1	3680	3506	2829	3351	3580	2703	9%	2%	4%
77	2450	5000	5.9	5.9	1.5	3812	3625	3265	4044	3656	3442	6%	1%	5%

78	100	2450	0.6	5.9	0.7	218	128	211	96	188	253	56%	47%	20%
79	100	2450	12.5	5.9	0.7	2495	166	237	1646	185	241	34%	11%	2%
80	5000	2450	0.6	5.9	0.7	5476	6115	5438	2240	7978	6500	59%	30%	20%
81	5000	2450	12.5	5.9	0.7	23565	8309	5876	22704	8481	5869	4%	2%	0%
82	2450	2450	5.9	0.6	0.1	3013	2733	2705	3145	2725	2807	4%	0%	4%
83	2450	2450	5.9	0.6	1.5	3133	2748	2792	3186	2671	2896	2%	3%	4%
84	2450	2450	5.9	12.5	0.1	4008	12187	2733	4121	12044	2919	3%	1%	7%
85	2450	2450	5.9	12.5	1.5	4174	15176	3521	4292	14329	3629	3%	6%	3%
86	2450	100	0.6	5.9	0.7	2632	2440	2607	1128	3139	2898	57%	29%	11%
87	2450	100	12.5	5.9	0.7	9996	4071	2797	8800	4149	2736	12%	2%	2%
88	2450	5000	0.6	5.9	0.7	2855	3095	2838	1347	4109	3659	53%	33%	29%
89	2450	5000	12.5	5.9	0.7	15347	4074	3091	13717	4081	2861	11%	0%	7%
90	100	2450	5.9	0.6	0.7	300	115	221	316	141	237	5%	23%	7%
91	100	2450	5.9	12.5	0.7	340	543	233	358	596	257	5%	10%	10%
92	5000	2450	5.9	0.6	0.7	5973	5413	5422	6196	5254	5457	4%	3%	1%
93	5000	2450	5.9	12.5	0.7	8127	26378	5893	7987	27357	5929	2%	4%	1%
94	2450	2450	0.6	5.9	0.1	2733	3010	2704	1136	3520	3011	58%	17%	11%
95	2450	2450	0.6	5.9	1.5	2751	3130	2793	1202	3903	3246	56%	25%	16%
96	2450	2450	12.5	5.9	0.1	11930	4004	2732	12249	4125	2895	3%	3%	6%
97	2450	2450	12.5	5.9	1.5	15671	4169	3522	15039	4366	3635	4%	5%	3%
98	100	2450	5.9	5.9	0.1	313	144	211	334	174	223	7%	21%	6%
99	100	2450	5.9	5.9	1.5	327	149	263	376	183	283	15%	23%	8%
100	5000	2450	5.9	5.9	0.1	6933	7062	5419	6754	7303	5158	3%	3%	5%
101	5000	2450	5.9	5.9	1.5	7177	7318	6153	7455	8258	6347	4%	13%	3%
102	2450	100	5.9	0.6	0.7	2726	1919	2593	2686	2351	2708	1%	23%	4%
103	2450	100	5.9	12.5	0.7	3896	12878	2823	4336	14286	3161	11%	11%	12%
104	2450	5000	5.9	0.6	0.7	3292	2784	2850	3137	2823	3000	5%	1%	5%
105	2450	5000	5.9	12.5	0.7	4266	12981	3081	3802	11702	2744	11%	10%	11%
106	2450	2450	5.9	5.9	0.7	3540	3536	2824	3848	3939	3143	9%	11%	11%

Tabela 10. Modelo fenomenológico carste e fratura vertical (Figura 4.2 A). Lista de modelos gerados a partir do planejamento Hipercubo latino e seus respectivos resultados do *simulador EF* e *Modelo Rápido*. Detalhe para permeabilidade da matriz igual a da fratura. As cores da tabela da coluna erro estão associadas à ordem de grandeza, quanto mais próximo de zero as cores apresentam tonalidade esverdeadas, as tonalidades brancas representam erros intermediários e as vermelhas valores acima de 20%.

	Parâmetros de entrada					Permeabilidade equivalente [mD]			Permeabilidade Equivalente [mD]			ERRO [%]		
						<i>Simulador EF</i>			Modelo Rápido					
Sim.	k_m (mD)	k_f (mD)	a (m)	b (m)	c (m)	x	y	z	x	y	z	x	y	z
107	1219	1219	4.7	11.4	0.3	1752	3239	1383	1509	3138	1243	14%	3%	10%
108	262	262	3.2	9.6	0.9	334	491	307	193	351	223	42%	29%	27%
109	3755	3755	2.6	12.4	1.4	4769	12986	4694	2991	11537	3983	37%	11%	15%
110	183	183	8.1	2.3	0.3	276	216	204	232	198	184	16%	8%	10%
111	2941	2941	3.8	5.8	1.3	3738	4044	3492	3420	4301	3599	9%	6%	3%
112	1754	1754	12.1	6.9	0.8	7331	3234	2181	7990	3067	2169	9%	5%	1%
113	1277	1277	6.6	4.2	0.6	1847	1655	1452	1700	1614	1361	8%	2%	6%
114	3272	3272	9.7	1.5	0.3	5444	3768	3636	4670	3790	3667	14%	1%	1%

115	1410	1410	0.6	12.1	0.3	1582	2969	1565	645	3363	1640	59%	13%	5%
116	773	773	7.8	9.1	0.7	1469	1662	926	1150	1373	779	22%	17%	16%
117	2550	2550	7.3	3.1	0.8	3781	3141	2915	3861	3577	3234	2%	14%	11%
118	951	951	11.3	2.9	0.5	2176	1193	1077	1751	975	853	20%	18%	21%
119	4523	4523	8.7	8.5	1.2	9628	9339	5944	8726	8743	5784	9%	6%	3%
120	3373	3373	11.9	5.5	1.3	12078	5436	4496	12203	4824	4133	1%	11%	8%
121	4262	4262	12.1	1.8	1.1	11039	5089	4986	9473	4508	4355	14%	11%	13%
122	3905	3905	2.3	6.0	0.5	4571	5135	4365	2846	4650	3848	38%	9%	12%
123	4094	4094	2.8	2.7	0.9	4767	4749	4591	3381	4695	4175	29%	1%	9%
124	3095	3095	10.8	10.2	1.0	10176	9223	4197	10568	10248	4300	4%	11%	2%
125	3779	3779	1.3	11.7	0.3	4344	7906	4199	2029	7548	3763	53%	5%	10%
126	3592	3592	4.9	0.7	0.7	4310	4012	3988	3612	3398	3463	16%	15%	13%
127	1570	1570	3.6	8.0	0.4	1991	2484	1769	1782	2488	1782	10%	0%	1%
128	2385	2385	9.4	8.3	0.9	5491	4871	2983	6027	5597	3576	10%	15%	20%
129	4339	4339	2.1	3.9	1.5	5022	5228	4977	3131	5464	4858	38%	5%	2%
130	353	353	10.9	11.1	0.6	1220	1269	438	1010	1097	338	17%	14%	23%
131	2160	2160	10.4	4.8	0.2	4803	3087	2412	5443	3588	2846	13%	16%	18%
132	1820	1820	6.8	1.2	1.4	2481	2074	2095	2474	2137	2219	0%	3%	6%
133	4626	4626	2.9	2.2	1.4	5405	5328	5249	4222	5642	5268	22%	6%	0%
134	3066	3066	1.9	9.9	0.5	3599	5364	3436	2338	5677	3648	35%	6%	6%
135	4982	4982	7.9	8.7	0.4	9322	10008	5708	9873	10661	6222	6%	7%	9%
136	2792	2792	0.8	9.9	1.2	3170	4728	3199	1636	6098	4118	48%	29%	29%
137	4196	4196	1.4	7.7	0.7	4800	5970	4705	2446	5784	4723	49%	3%	0%
138	1926	1926	2.3	10.3	0.9	2334	3711	2218	1876	4557	2628	20%	23%	18%
139	2609	2609	5.5	1.4	1.1	3303	2969	2946	3385	3223	3165	2%	9%	7%
140	1045	1045	9.0	5.8	0.2	1996	1587	1173	1725	1397	1064	14%	12%	9%
141	3196	3196	11.7	3.6	1.3	9359	4363	4028	9122	4121	3837	3%	6%	5%
142	4901	4901	6.5	6.7	1.4	7755	7818	6318	8059	8014	6694	4%	3%	6%
143	2426	2426	1.1	11.4	0.2	2761	4769	2689	1487	5801	3095	46%	22%	15%
144	2036	2036	3.7	4.5	1.2	2521	2582	2367	2425	2986	2527	4%	16%	7%
145	4060	4060	8.4	7.5	1.3	7977	7409	5398	6915	6583	5019	13%	11%	7%
146	604	604	10.6	0.9	0.1	1040	682	668	739	514	509	29%	25%	24%
147	4437	4437	3.3	3.4	0.8	5280	5282	4976	3953	4942	4322	25%	6%	13%
148	117	117	6.3	10.7	1.0	197	309	148	240	430	196	22%	39%	33%
149	2310	2310	11.5	3.5	0.5	5760	3033	2638	6132	3222	2786	6%	6%	6%
150	3400	3400	7.5	10.5	1.0	6557	9282	4382	5999	9857	4349	9%	6%	1%
151	2757	2757	7.1	5.1	1.1	4325	3870	3318	4468	4263	3695	3%	10%	11%
152	1976	1976	4.0	8.2	0.9	2603	3273	2305	2670	3746	2637	3%	14%	14%
153	1495	1495	5.3	1.7	1.0	1887	1716	1687	1767	1724	1623	6%	0%	4%
154	2881	2881	11.0	9.2	0.4	9362	6975	3389	9979	7191	3511	7%	3%	4%
155	4759	4759	4.3	7.1	1.2	6341	7280	5720	5752	7003	5734	9%	4%	0%
156	3492	3492	5.8	11.8	0.6	5645	11600	4103	4972	11514	3671	12%	1%	11%
157	4837	4837	4.4	4.7	1.0	6189	6245	5557	5760	6347	5552	7%	2%	0%
158	640	640	9.0	5.4	1.2	1255	963	803	929	754	646	26%	22%	20%
159	2176	2176	7.3	2.6	0.4	3129	2597	2430	3295	2990	2682	5%	15%	10%
160	826	826	8.6	12.0	0.5	1880	3525	995	1522	3337	849	19%	5%	15%
161	2651	2651	6.1	6.3	0.8	3923	3974	3103	4175	4340	3441	6%	9%	11%
162	3624	3624	4.9	2.0	0.7	4494	4174	4049	3782	3755	3471	16%	10%	14%
163	933	933	5.9	8.9	0.2	1414	1756	1045	1124	1379	844	21%	21%	19%
164	3947	3947	1.7	7.2	1.1	4585	5556	4514	2639	5668	4687	42%	2%	4%
165	1644	1644	5.1	4.9	0.1	2168	2149	1823	2172	2211	1791	0%	3%	2%

166	4558	4558	12.3	9.5	0.6	26095	12096	5662	24582	11185	4997	6%	8%	12%
167	1387	1387	10.2	11.0	0.2	3970	4584	1577	4147	5349	1648	4%	17%	5%
168	450	450	9.3	4.0	1.5	868	613	574	627	454	429	28%	26%	25%
169	1171	1171	10.0	7.5	0.7	2876	2195	1422	2703	2042	1392	6%	7%	2%
170	535	535	9.8	6.5	1.4	1233	911	718	975	716	582	21%	21%	19%

Tabela 11. Modelo fenomenológico carste e fratura vertical (Figura 4.2 A). Lista de modelos gerados a partir do planejamento Box Behnken e seus respectivos resultados do *simulador EF* e Modelo Rápido.

Detalhe para permeabilidade da matriz igual a da fratura. As cores da tabela da coluna erro estão associadas à ordem de grandeza, quanto mais próximo de zero as cores apresentam tonalidade esverdeadas, as tonalidades brancas representam erros intermediários e as vermelhas valores acima de 20%.

	Parâmetros de entrada					Permeabilidade equivalente [mD]			Permeabilidade Equivalente [mD]			ERRO [%]		
						<i>Simulador EF</i>			Modelo Rápido					
Sim.	k_m (mD)	k_f (mD)	a (m)	b (m)	c (m)	x	y	z	x	y	z	x	y	z
171	100	100	0.6	5.9	0.7	112	125	111	49	148	129	57%	18%	16%
172	100	100	12.5	5.9	0.7	537	166	121	642	196	148	19%	18%	23%
173	100	100	0.6	5.9	0.7	112	125	111	49	148	129	57%	18%	16%
174	100	100	12.5	5.9	0.7	537	166	121	642	196	148	19%	18%	23%
175	5000	5000	0.6	5.9	0.7	5591	6245	5556	2680	8251	7233	52%	32%	30%
176	5000	5000	12.5	5.9	0.7	26319	8311	6024	26363	8673	6494	0%	4%	8%
177	5000	5000	0.6	5.9	0.7	5591	6245	5556	2680	8251	7233	52%	32%	30%
178	5000	5000	12.5	5.9	0.7	26319	8311	6024	26363	8673	6494	0%	4%	8%
179	2450	2450	5.9	0.6	0.7	3064	2738	2724	3144	2835	2915	3%	4%	7%
180	2450	2450	5.9	12.5	0.7	4077	12975	2955	4402	13093	3274	8%	1%	11%
181	2450	2450	5.9	0.6	0.7	3064	2738	2724	3144	2835	2915	3%	4%	7%
182	2450	2450	5.9	12.5	0.7	4077	12975	2955	4402	13093	3274	8%	1%	11%
183	2450	2450	5.9	0.6	0.7	3064	2738	2724	3144	2835	2915	3%	4%	7%
184	2450	2450	5.9	12.5	0.7	4077	12975	2955	4402	13093	3274	8%	1%	11%
185	2450	2450	5.9	0.6	0.7	3064	2738	2724	3144	2835	2915	3%	4%	7%
186	2450	2450	5.9	12.5	0.7	4077	12975	2955	4402	13093	3274	8%	1%	11%
187	2450	2450	0.6	5.9	0.1	2733	3010	2704	1136	3520	3011	58%	17%	11%
188	2450	2450	0.6	5.9	1.5	2751	3130	2793	1202	3903	3246	56%	25%	16%
189	2450	2450	12.5	5.9	0.1	11931	4004	2732	12249	4125	2895	3%	3%	6%
190	2450	2450	12.5	5.9	1.5	15673	4169	3522	15039	4366	3635	4%	5%	3%
191	2450	2450	0.6	5.9	0.1	2733	3010	2704	1136	3520	3011	58%	17%	11%
192	2450	2450	0.6	5.9	1.5	2751	3130	2793	1202	3903	3246	56%	25%	16%
193	2450	2450	12.5	5.9	0.1	11931	4004	2732	12249	4125	2895	3%	3%	6%
194	2450	2450	12.5	5.9	1.5	15673	4169	3522	15039	4366	3635	4%	5%	3%
195	100	100	0.6	0.6	0.7	111	111	111	43	110	111	61%	1%	0%
196	100	100	0.6	12.5	0.7	113	239	112	55	309	142	51%	29%	26%
197	100	100	12.5	0.6	0.7	241	113	112	320	137	134	32%	21%	19%
198	100	100	12.5	12.5	0.7	968	985	132	1122	1054	172	16%	7%	31%
199	5000	5000	0.6	0.6	0.7	5561	5557	5518	2663	7090	6824	52%	28%	24%
200	5000	5000	0.6	12.5	0.7	5631	11923	5608	2820	15633	6885	50%	31%	23%
201	5000	5000	12.5	0.6	0.7	12013	5627	5606	13604	6557	6282	13%	17%	12%
202	5000	5000	12.5	12.5	0.7	46690	47568	6582	46424	45420	6748	1%	5%	3%

203	2450	2450	5.9	0.6	0.1	3013	2733	2705	3145	2725	2807	4%	0%	4%
204	2450	2450	5.9	0.6	1.5	3133	2748	2792	3186	2671	2896	2%	3%	4%
205	2450	2450	5.9	12.5	0.1	4008	12187	2733	4121	12044	2919	3%	1%	7%
206	2450	2450	5.9	12.5	1.5	4174	15176	3521	4292	14329	3629	3%	6%	3%
207	2450	2450	5.9	0.6	0.1	3013	2733	2705	3145	2725	2807	4%	0%	4%
208	2450	2450	5.9	0.6	1.5	3133	2748	2792	3186	2671	2896	2%	3%	4%
209	2450	2450	5.9	12.5	0.1	4008	12187	2733	4121	12044	2919	3%	1%	7%
210	2450	2450	5.9	12.5	1.5	4174	15176	3521	4292	14329	3629	3%	6%	3%
211	100	100	5.9	5.9	0.1	143	142	111	178	171	138	25%	20%	24%
212	100	100	5.9	5.9	1.5	148	147	127	172	170	148	17%	15%	17%
213	100	100	5.9	5.9	0.1	143	142	111	178	171	138	25%	20%	24%
214	100	100	5.9	5.9	1.5	148	147	127	172	170	148	17%	15%	17%
215	5000	5000	5.9	5.9	0.1	7124	7120	5537	7003	6982	5369	2%	2%	3%
216	5000	5000	5.9	5.9	1.5	7377	7368	6328	8041	7953	6957	9%	8%	10%
217	5000	5000	5.9	5.9	0.1	7124	7120	5537	7003	6982	5369	2%	2%	3%
218	5000	5000	5.9	5.9	1.5	7377	7368	6328	8041	7953	6957	9%	8%	10%
219	2450	2450	5.9	5.9	0.7	3370	3397	2824	3848	3939	3143	14%	16%	11%

Tabela 12. Valor para cada parâmetro dos modelos rápidos tanto para carstes conectados por Super K e por Fratura vertical das equações 5.1 e 5.2. Os parâmetros são usados para cálculo da permeabilidade equivalente para cada direção x, y e z. Os parâmetros são adimensionais.

Parâmetro	Super K			Fratura Vertical		
	Perm. Equiv _x	Perm. Equiv _y	Perm. Equiv _z	Perm. Equiv _x	Perm. Equiv _y	Perm. Equiv _z
a1	8.372	8.387	8.141	8.380	8.356	8.129
a2	0.461	0.480	0.482	0.491	0.568	0.564
a3	-1.203	-1.211	-1.212	-1.200	-0.876	-0.966
a4	1.272	1.260	1.251	1.261	0.819	0.897
a5	0.146	0.119	0.144	0.105	0.049	0.075
a6	-0.018	-0.013	-0.006	0.006	-0.261	-0.194
a7	-0.109	-0.072	-0.094	-0.090	0.176	0.144
a8	0.004	-0.010	-0.006	-0.039	-0.065	-0.053
a9	0.127	0.110	0.118	0.086	0.179	0.145
a10	-0.067	-0.069	-0.070	-0.024	0.053	0.009
a11	0.481	0.180	0.146	0.165	0.463	0.152
a12	-0.030	-0.034	-0.033	-0.011	-0.151	-0.044
a13	0.137	0.109	0.107	0.095	0.236	0.087
a14	-0.043	-0.037	-0.046	-0.062	0.065	-0.035
a15	-0.086	-0.052	-0.041	-0.079	-0.107	-0.003
a16	0.131	0.109	0.083	0.155	0.032	0.050
a17	0.385	-0.092	-0.064	-0.092	0.413	-0.066
a18	0.167	0.163	0.159	0.142	0.044	0.134
a19	-0.055	-0.039	-0.042	-0.022	0.044	-0.018
a20	0.127	-0.157	-0.228	-0.138	0.211	-0.209
a21	0.198	0.515	0.124	0.494	0.193	0.113

a22	-0.004	-0.008	-0.021	0.024	0.037	-0.010
a23	0.010	0.014	0.022	0.005	-0.075	-0.018
a24	-0.041	-0.041	-0.044	-0.077	-0.070	-0.050
a25	0.027	0.018	0.018	-0.037	0.122	0.081
a26	-0.005	-0.022	-0.024	0.046	0.002	-0.039
a27	0.279	0.266	0.024	0.274	0.276	0.018
a28	-0.174	-0.246	-0.225	-0.267	-0.031	-0.136
a29	0.181	0.260	0.224	0.284	0.051	0.143
a30	0.127	-0.078	0.006	-0.081	0.105	-0.008
a31	-0.061	0.403	-0.035	0.415	-0.059	-0.027
a32	0.160	0.139	0.148	0.105	0.104	0.090
a33	-0.153	-0.132	-0.148	-0.087	-0.092	-0.097
a34	-0.021	0.184	0.043	0.194	-0.067	0.027
a35	-0.017	0.260	-0.073	0.305	0.004	-0.049
a36	0.037	0.069	0.136	0.086	0.038	0.142
a37	0.006	0.014	0.004	0.021	-0.013	-0.021
a38	0.049	0.037	0.057	0.023	0.036	0.048
a39	0.019	0.004	0.022	-0.006	0.042	0.049
a40	-0.038	-0.003	-0.027	0.011	-0.051	-0.029
a41	0.000	-0.020	0.003	-0.023	0.021	-0.002
a42	0.025	-0.011	0.028	-0.012	0.036	0.040
a43	0.009	0.000	-0.005	0.009	-0.081	-0.106
a44	-0.145	-0.119	-0.135	-0.123	-0.015	-0.018
a45	0.061	0.024	0.026	0.022	0.043	0.008
a46	0.006	0.065	0.048	0.050	0.008	0.052
a47	0.011	0.000	-0.024	0.009	0.024	0.000
a48	-0.055	-0.062	-0.035	-0.068	-0.063	-0.050
a49	0.037	0.049	0.082	0.037	0.023	0.070
a50	-0.004	0.043	0.006	0.014	-0.006	-0.007
a51	-0.010	-0.017	-0.023	-0.020	-0.005	-0.017
a52	0.146	0.142	0.144	0.136	0.087	0.086
a53	-0.108	-0.092	-0.111	-0.091	-0.066	-0.060
a54	0.206	0.163	0.162	0.156	0.165	0.140
a55	-0.007	0.032	0.018	0.020	-0.028	0.001
a56	-0.021	-0.047	-0.081	-0.062	-0.014	-0.067

Todos os seis Modelos Rápidos deste trabalho são construídos a partir das Equações 5.1 e 5.2 através dos parâmetros da Tabela 12, sendo que 3 Modelos Rápidos são para representar os carstes conectados por matriz e super k (um para cada direção x, y, e z) e 3 para representar carstes conectados por matriz e fratura vertical (um para cada direção x, y, e z). Portanto, estes Modelos Rápidos são os entregáveis desta tese, os quais estão disponíveis para cálculo

da permeabilidade equivalente de regiões que contenham carstes por outros profissionais da indústria de O&G.

Após a apresentação dos resultados obtidos nas Tabelas 4 a 11, pode-se avaliar o desempenho dos modelos rápidos através dos gráficos das Figuras 5.12 a 5.19.

Observando as Figuras 5.12 e 5.13 referentes aos modelos fenomenológicos: carstes conectados por fraturas verticais e carstes conectados por super k, temos que mais de 50% dos resultados (referentes ao erro em relação aos resultados do *simulador EF*) possuem erro entre 0 e 10%, e aproximadamente 25% dos resultados possuem erro entre 10% e 20%.

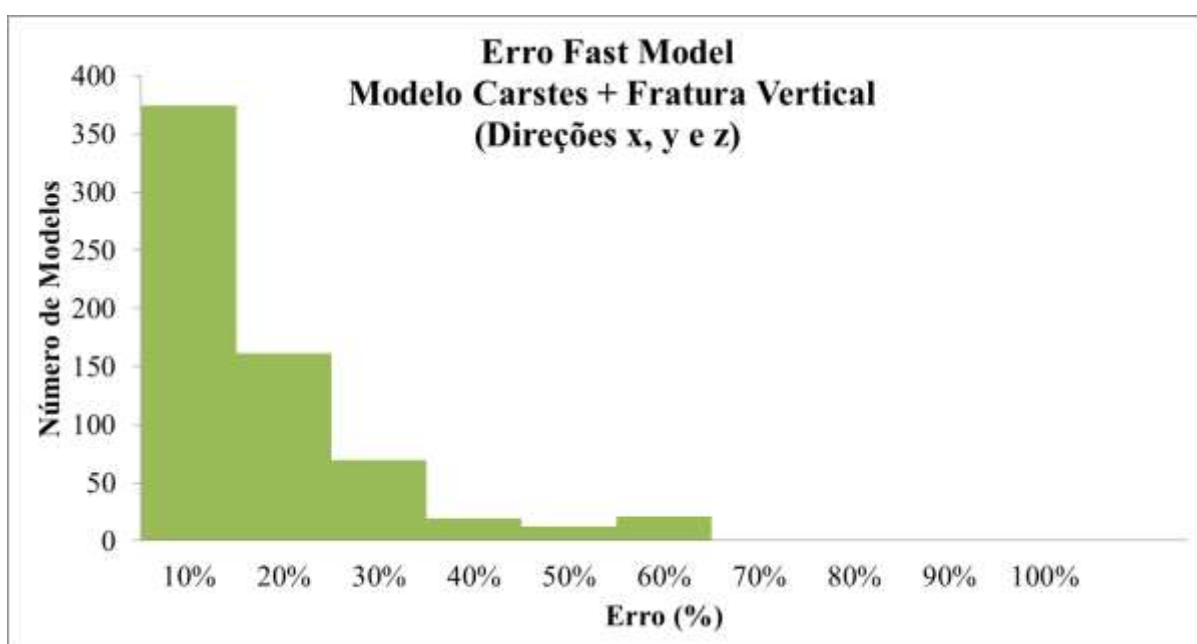


Figura 5.12. Erro do modelo rápido para representar carstes conectados por fraturas verticais. São comparados 657 resultados (219 para a direção x, 219 para direção y e 219 para direção z) dos modelos rápidos com simulações do COMSOL.

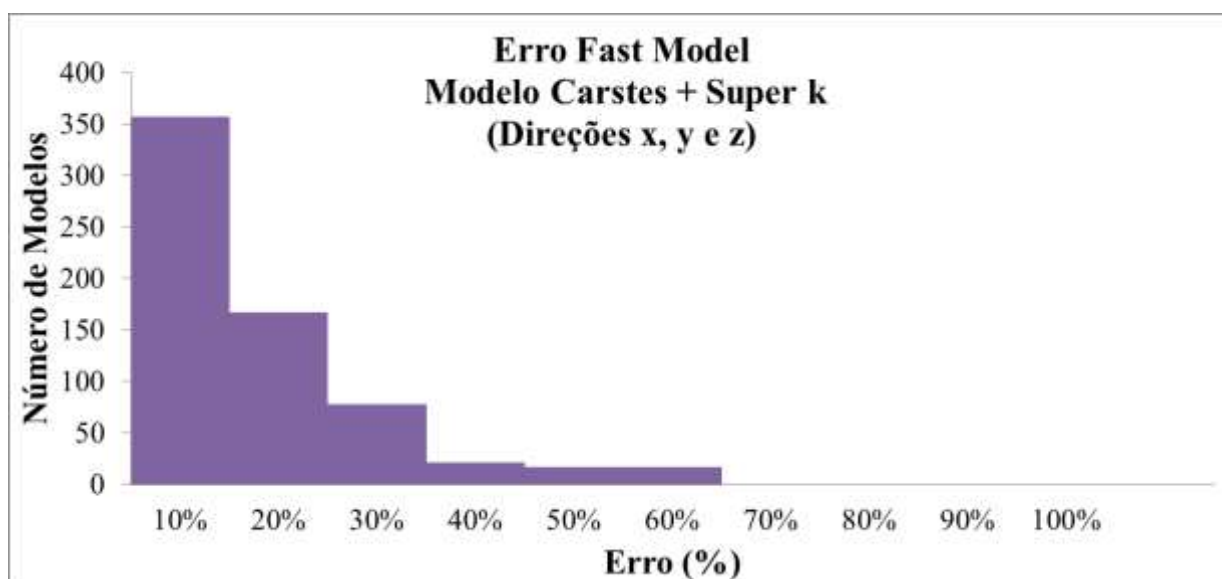


Figura 5.13. Erro do modelo rápido para representar carstes conectados por camadas de alta permeabilidade (Super k). São comparados 657 resultados (219 para a direção x, 219 para direção y e 219 para direção z) dos modelos rápidos com simulações do COMSOL.

Em seguida, com o objetivo validar os modelos rápidos plota-se gráficos comparativos entre os resultados entre a simulação do *simulador EF* e os resultados dos Modelos Rápidos. Desta forma, as Figuras 5.14 a 5.19 avaliam os modelos rápidos para cada direção (x, y e z) e tipo de modelo fenomenológico: carste conectado por fraturas verticais (Figuras 5.14 a 5.16) e carste conectado por super k (Figuras 5.17 a 5.19).

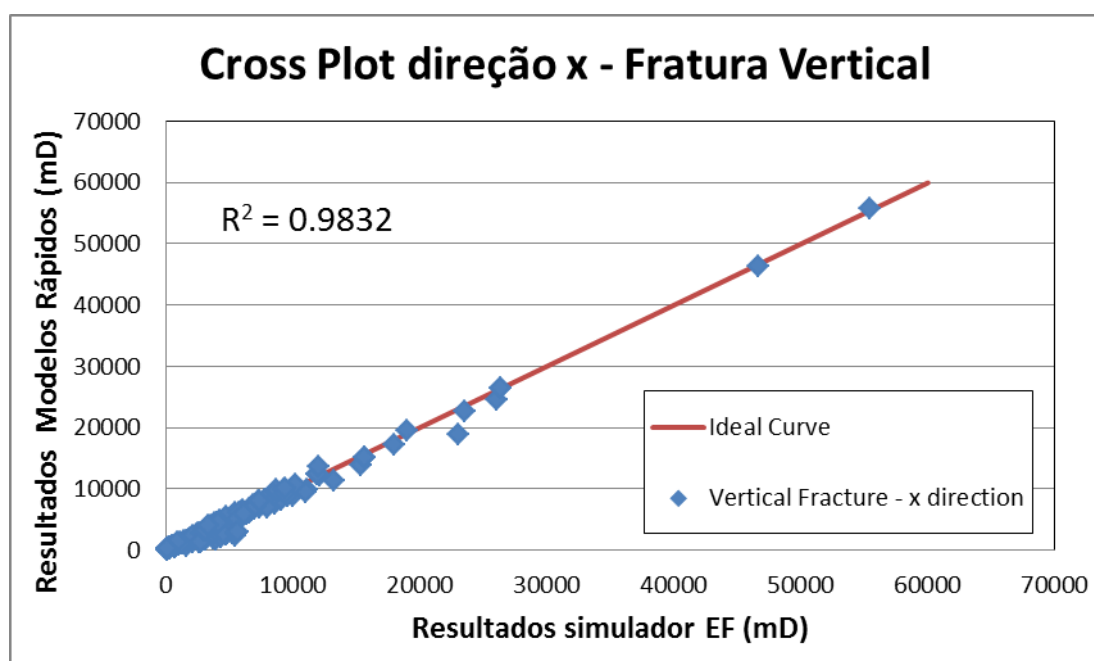


Figura 5.14. Resultados para o modelo fenomenológico carste / fratura vertical para direção x. Gráfico de correspondência entre os valores das simulações realizadas pelo simulador EF e os resultados fornecidos pelos modelos rápidos.

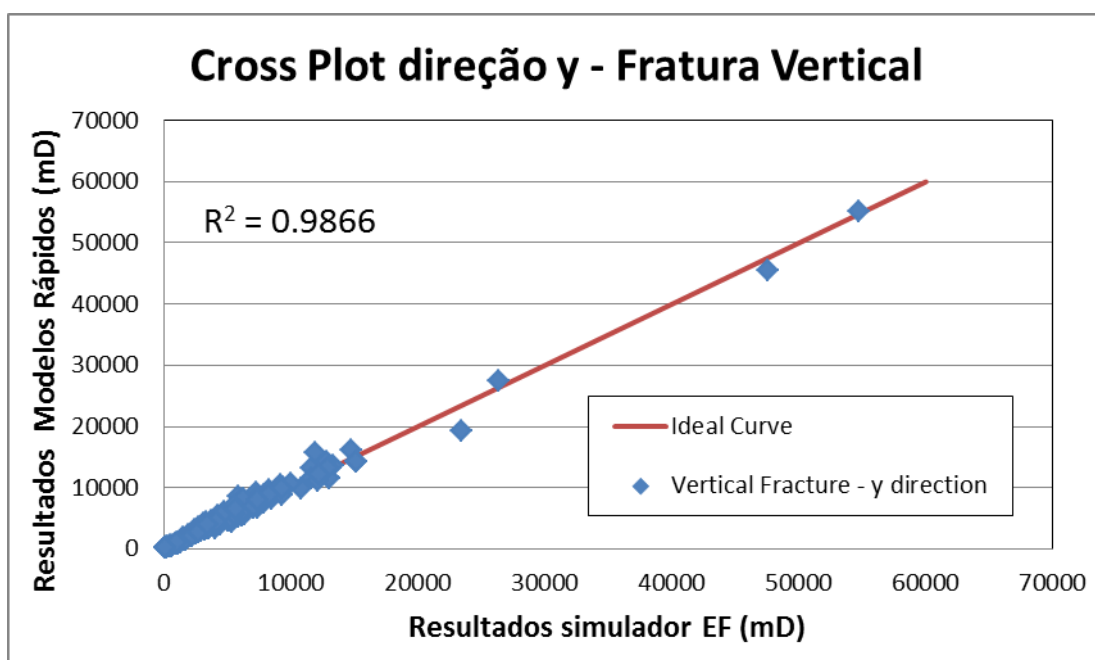


Figura 5.15. Resultados para o modelo fenomenológico carste / fratura vertical para direção y. Gráfico de correspondência entre os valores das simulações realizadas pelo simulador EF e os resultados fornecidos pelos modelos rápidos.

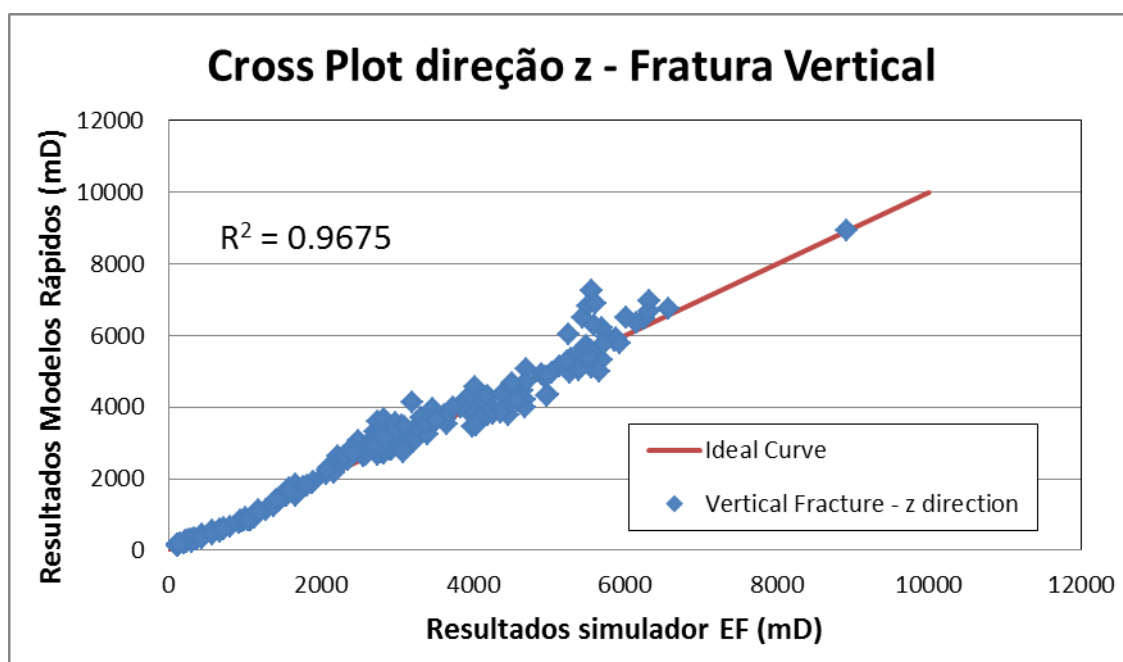


Figura 5.16. Resultados para o modelo fenomenológico carste / fratura vertical para direção z. Gráfico de correspondência entre os valores das simulações realizadas pelo COMSOL e os resultados fornecidos pelos modelos rápidos.

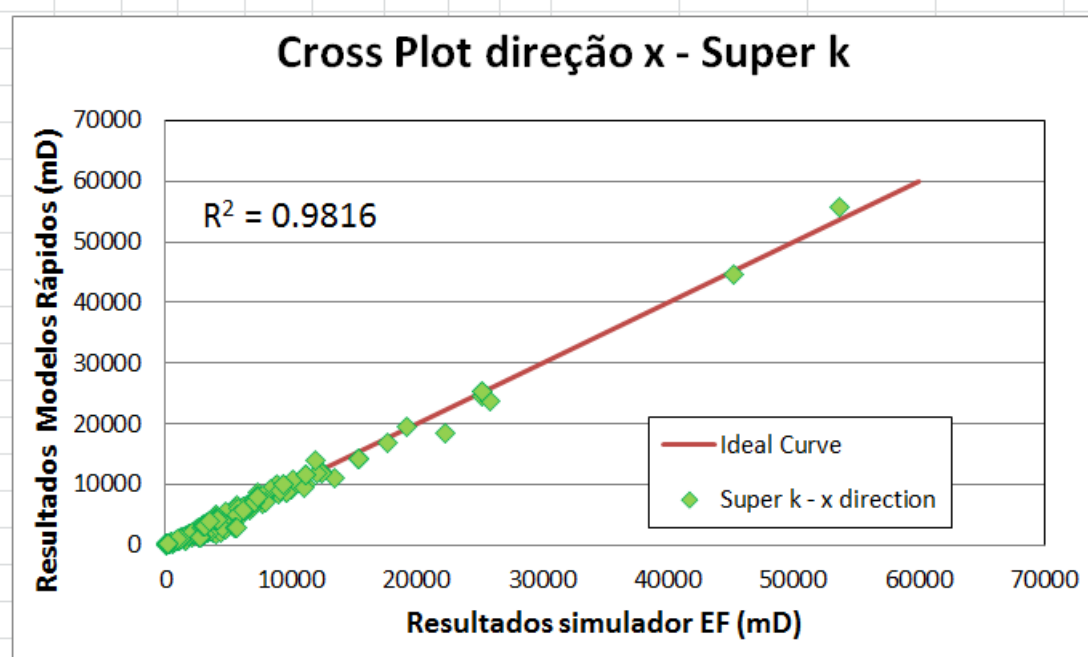


Figura 5.17. Resultados para o modelo fenomenológico carste / super k para direção x. Gráfico de correspondência entre os valores das simulações realizadas pelo simulador EF e os resultados fornecidos pelos modelos rápidos.

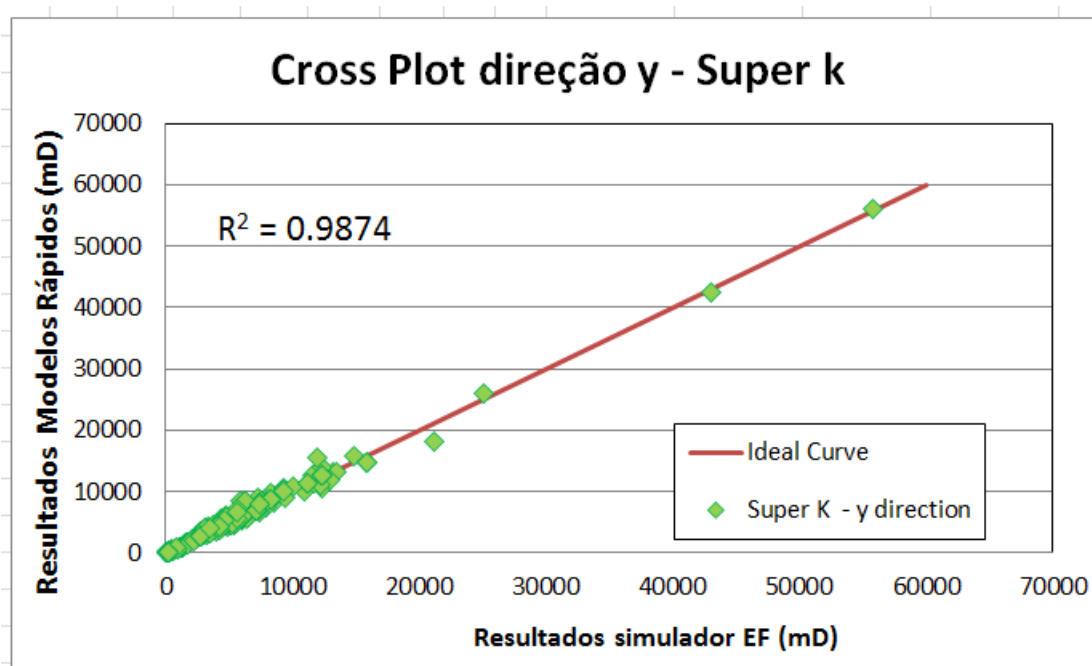


Figura 5.18. Resultados para o modelo fenomenológico carste / super k para direção y. Gráfico de correspondência entre os valores das simulações realizadas pelo simulador EF e os resultados fornecidos pelos modelos rápidos.

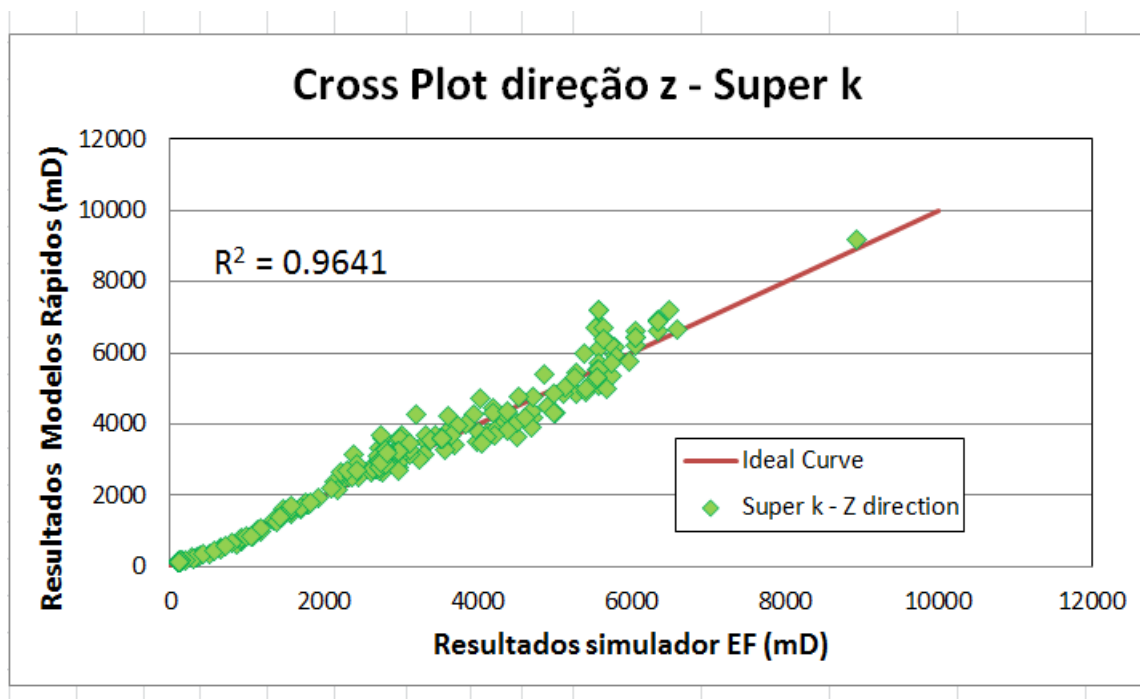


Figura 5.19. Resultados para o modelo fenomenológico carste / super k para direção z. Gráfico de correspondência entre os valores das simulações realizadas pelo simulador EF e os resultados fornecidos pelos modelos rápidos.

Nota-se através das Figuras 5.14 a 5.19 que os resultados dos modelos rápidos são próximos dos resultados das simulações do *simulador EF*, pois os pontos avaliados estão próximos da curva ideal de 45 graus e os valores do coeficiente de determinação (R^2) estão próximos de 1, mais precisamente acima de 0,96. As Figuras 5.14 a 5.19 mostram graficamente os erros para cada direção e para cada tipo de modelo fenomenológico (fratura vertical e super k), enquanto os gráficos 5.12 e 5.13 mostram quantitativamente os erros para cada tipo de modelo fenomenológico.

O desempenho dos Modelos Rápidos foi considerado suficiente para calcular a nova permeabilidade equivalente em cada direção, apesar de alguns modelos apresentarem erros bastante consideráveis em relação ao *simulador EF*. Esta decisão de considerar os Modelos Rápidos com precisão suficiente está relacionado a grande incerteza existente na caracterização dos carstes, devido à qualidade e quantidade de informações disponíveis para descrever estes objetos.

Outra forma de mitigar a falta de precisão em alguns casos dos modelos rápidos está na geração de conjunto de modelos, ao invés de trabalhar de forma determinística. Pois desta forma, é possível explorar bem o espaço das soluções em etapas posteriores de assimilação de dados da metodologia CLDRM (Figura 2.12)

Sendo assim, considera-se que o uso de um conjunto de modelos, com novas permeabilidades equivalentes para regiões com carstes, gerado através de modelos rápidos é muito mais vantajoso que a aplicação do *simulador EF* diretamente em cada célula do modelo (o que poderia tornar esta metodologia inviável do ponto de vista do tempo computacional).

Para ter uma ideia do tempo computacional, o cálculo da permeabilidade equivalente de apenas uma célula de um modelo de reservatório através do *simulador EF* consome em média 15 minutos. Em um modelo, podem existir centenas a milhões de células contendo carstes para serem calculadas, o que tornaria a metodologia inviável. Com o uso de modelos rápidos, o cálculo da permeabilidade equivalente de apenas uma célula do modelo contendo carste leva frações de segundos (dependendo da capacidade computacional da máquina), o que torna a metodologia viável para atualizar milhões de células de apenas um modelo (levando segundos) ou até mesmo para trabalhar com a correção de milhões de células de um conjunto de modelos (levando minutos), o que seria ideal do ponto de vista estatístico. Desta forma, o uso dos Modelos Rápidos nos permite trabalhar também com um número maior de realizações.

Nesta etapa de validação do desempenho do método, pode-se concluir que os resultados obtidos através dos modelos rápidos são suficientes para representar os modelos fenomenológicos simulados através *simulador EF*.

5.2.3 Fase 2D: correção da permeabilidade equivalente no modelo C do pré-sal

Uma vez que os modelos rápidos foram calibrados, parte-se para a aplicação destes em um caso real. Desta forma, aplica-se a metodologia da Figura 3.15 no modelo do reservatório C do pré-sal (descrito na seção de aplicação 4.2.2).

Assume-se a hipótese que neste reservatório específico os carstes estão conectados por fraturas verticais. Assim, os modelos rápidos para as direções x, y e z são construídos a partir da Tabela 12 (coluna a direita referente à Fratura Vertical) e aplicados nas equações 5.1 e 5.2.

Na Figura 5.20, a propriedade de índice de células do modelo contendo carstes, representadas em amarelo e com valor unitário, informa onde e quantas células contendo carstes deste modelo necessitam que suas permeabilidades equivalentes sejam recalculadas. A propriedade de índice de células carstificadas foi identificada através da interpretação sísmica através de técnicas de aprendizado de máquina (Kuroda et al, 2019). Observa-se (Figura 5.20) uma concentração destas células carstificadas no topo da estrutura, região onde estão localizados os poços P2 e P6 (Figura 4.4).

Uma vez que o reservatório C foi representado através de um modelo de dupla permeabilidade e dupla porosidade, foi adotada a hipótese de que os carstes estão inseridos no meio fraturado. Desta forma, os valores de permeabilidade de fratura (x, y e z) são atualizados quando as células são classificadas como carstificadas (células amarelas da Figura 5.20). As atualizações das permeabilidades equivalentes são realizadas através dos Modelos Rápidos para carstes conectados por fraturas verticais (passo 1 da metodologia da Figura 3.15).

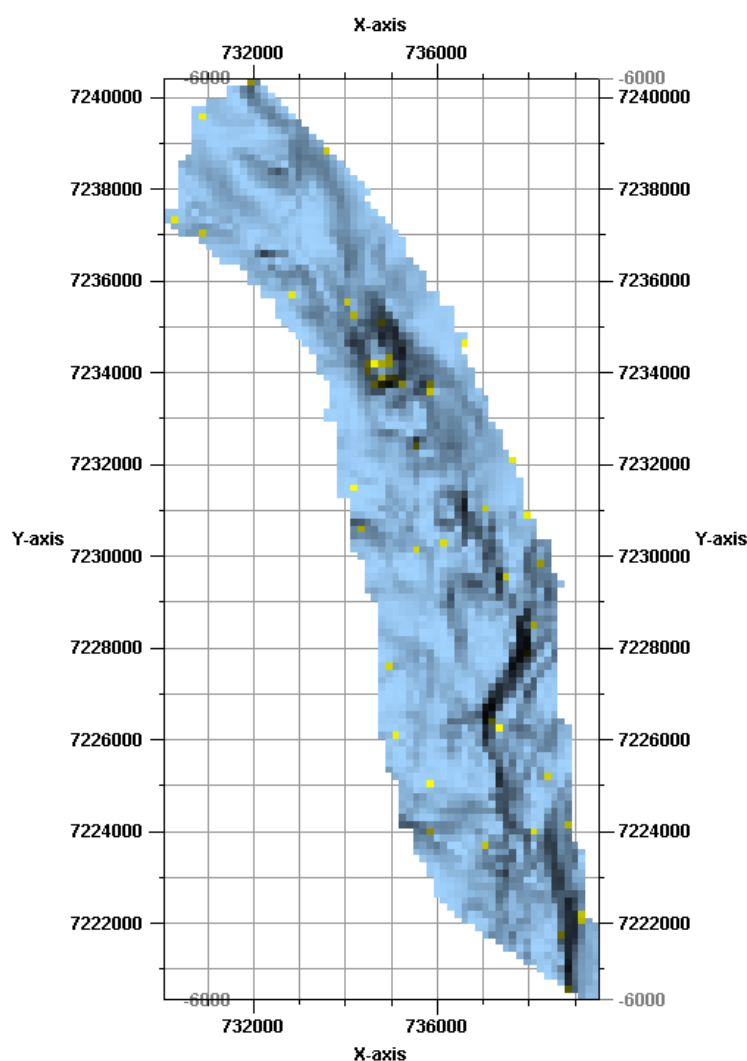


Figura 5.20. Índice de células carstificadas do reservatório C. Quando as células contêm carstes, a propriedade é equivalente a 1 (amarela) e quando não contém são representadas em azul com valor equivalente a 0.

Já no passo seguinte (passo 2) da metodologia (Figura 3.15), a anisotropia da fratura é avaliada, caso a permeabilidade da fratura seja maior em x que em y, teremos o elipsoide alongado na direção x (ou seja, com o parâmetro a maior que b). Esta avaliação é realizada automaticamente através de uma rotina em *Matlab* (desenvolvida neste trabalho) para comparar célula por célula dos valores da permeabilidade de fratura em x, y e z.

Uma vez calculada a anisotropia das fraturas no passo 2, utiliza-se duas formas para cálculo da geometria do carste no passo 3 da Figura 3.15. Na primeira (A) o cálculo da geometria é feito baseado no histograma da propriedade porosidade, conforme histograma da porosidade apresentado na Figura 5.21.

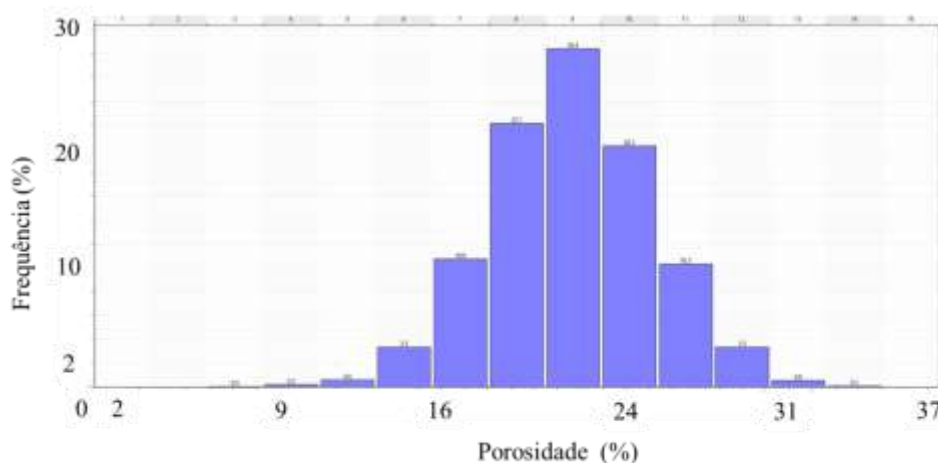


Figura 5.21. Histograma das porosidades de todas as células do campo C.

Assim, os valores para a geometria do carste do passo 3A são definidos com base nos valores de porosidade do histograma da Figura 5.21. Com o objetivo de se adequar aos valores do histograma de porosidade, combinações dos parâmetros da geometria do carste são realizadas para ajustar a estes valores de porosidade (Tabela 13). Assume-se então a hipótese de que dois parâmetros dos carstes são fixados no máximo, e apenas um dos parâmetros é variável.

Tabela 13. Geometria do carste baseada na porosidade. Cinco tamanhos de carstes são definidos, considerando a hipótese que dois parâmetros da geometria do carstes estão no valor máximo e apenas um parâmetro variando.

Tamanho Carste	a (m)	b (m)	c (m)	Volume Carste (m3)	Volume Célula (m3)	Porosidade ($V_{\text{carste}} / V_{\text{célula}}$)
S	12.5	0.63	1.5	49.480	3125	2%
M	12.5	3.59	1.5	282.546	3125	9%
XG	12.5	6.56	1.5	515.613	3125	16%
XXG	12.5	9.53	1.5	748.680	3125	24%
XXXG	12.5	12.50	1.5	981.747	3125	31%

Para este caso, definimos cinco tamanhos possíveis de carstes (S, M, XG, XXG e XXXG), os quais reproduzem valores de porosidade de 2%, 9%, 16%, 24% e 31%. Desta forma, se a

célula que será corrigida tiver uma porosidade menor que 2%, o carste atribuído será do tipo S.

Caso o valor da porosidade da célula selecionada no passo 1 for superior a 16% e inferior a 24%, temos um carste do tipo XG, conforme classificação da Figura 5.22.

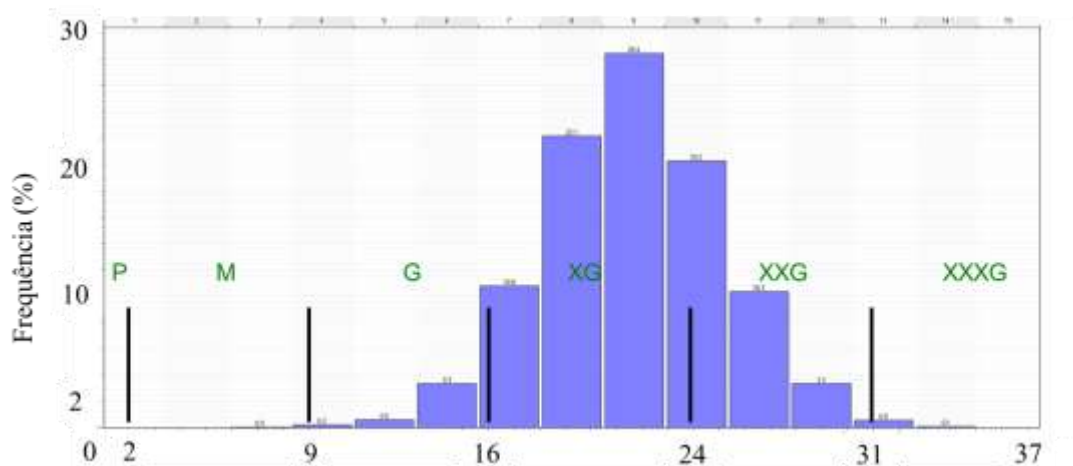


Figura 5.22. Classificação dos tamanhos dos carstes baseado no histograma de porosidade do campo C.

A segunda proposta para atribuir a geometria do carste é completamente estocástica (passo 3B da Figura 3.15). A única regra respeitada neste caso é a anisotropia das fraturas, proveniente do passo 2 desta metodologia. Por exemplo, caso a permeabilidade da fratura em x seja maior que em y para um determinado bloco do modelo tradicional de simulação, temos que o valor sorteado para parâmetro a da geometria do carste deve ser maior que b . Os demais parâmetros são sorteados com base na distribuição e limites dos parâmetros fornecidos pela Tabela 3.

Uma vez atribuídas as geometrias dos carstes, aplica-se os Modelos Rápidos para todas as células contendo carstes (passo 4 da metodologia da Figura 3.15). Neste caso, a leitura da permeabilidade de fratura é proveniente dos dados de permeabilidade de fratura de cada célula do modelo de simulação. E conforme discutido anteriormente, utiliza-se nos Modelos Rápidos (aplicados ao Campo C) os valores de permeabilidade de matriz igual aos valores de permeabilidade de fratura, pois este é um modelo de reservatório de dupla porosidade e dupla permeabilidade, e consideramos os carstes inseridos no meio fraturado.

E posteriormente, (passo 5 da metodologia da Figura 3.15), gera-se novo conjunto de permeabilidades equivalentes de fratura para todas as direções x, y e z, os quais funcionam como dados de entrada para o simulador tradicional (neste caso, o IMEX).

E por fim (passo 6 da Figura 3.15) são simulados os modelos com as permeabilidades de equivalentes atualizadas. Neste trabalho, são gerados dois conjuntos estocásticos, cada qual com 50 modelos de carstes.

O primeiro conjunto de 50 modelos (representado em preto nas próximas Figuras 5.22, 5.23, 5.24 e 5.25) é construído a partir da hipótese de que a geometria dos carstes é atribuída conforme a porosidade do modelo (passo 3A da metodologia da Figura 3.15).

E o segundo conjunto de 50 modelos (representado em verde na Figura 5.22 e em azul nas Figuras 5.23, 5.25 e 5.25) é construídos com base na atribuição da geometria dos carstes de forma randômica (passo 3B da metodologia da Figura 3.15). Os resultados da simulação destes dois conjuntos em relação ao caso base (representado em vermelho) podem ser analisados nas Figuras 5.22 a 5.26.

O caso base leva em conta tanto a porosidade da fratura quanto o carste, porém a permeabilidade das células contendo carstes não foi modificada, o que significa que a permeabilidade do meio fraturado foi estimada somente levando em conta a presença de fraturas. Não foram considerados os dados de histórico do Campo C, pois esta metodologia tem principal aplicabilidade em campos jovens que estão em estágio inicial de produção. Uma vez que campos com longo histórico de produção podem já ter iniciado a produção de água ou gás precoce e que os processos de assimilação de dados de alguma forma tenha calibrado ou corrigido as regiões contendo carstes.

Em geral, espera-se do modelo base que as permeabilidades das células carstificadas estejam subestimadas em relação a realidade, pois as permeabilidades equivalentes não foram corrigidas quando aplicado técnicas tradicionais de caracterização e simulação do reservatório.

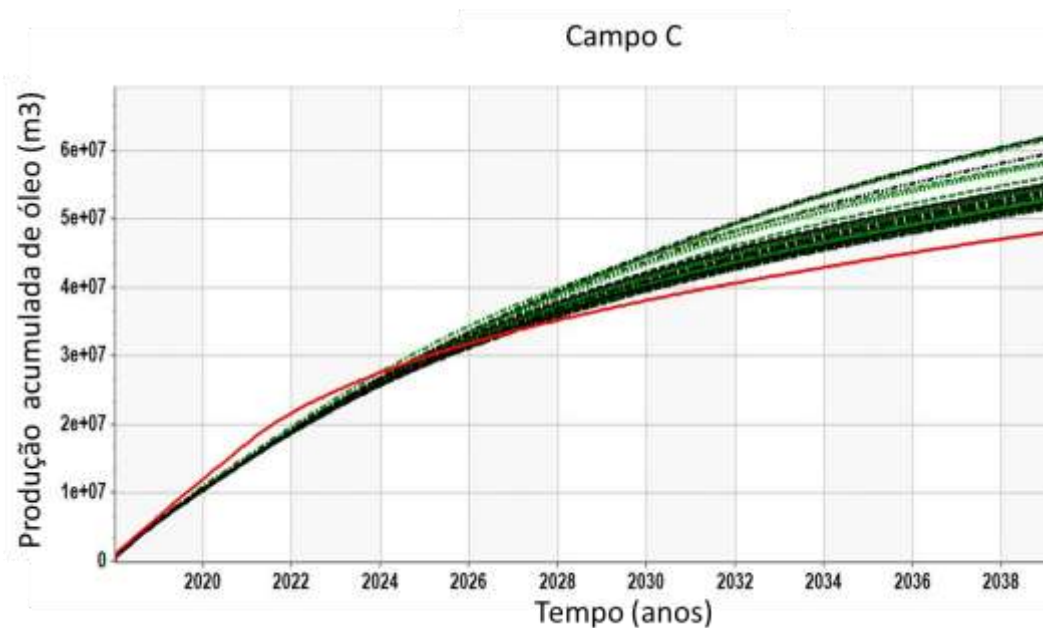


Figura 5.22. Gráfico de produção acumulada de óleo versus tempo para o campo C. O conjunto de modelos representado em preto são correlacionados com a porosidade (passo 3A) e o conjunto de modelos em verde são gerados através de valores aleatórios para a geometria do cartes (passo 3B). O modelo base está representado em vermelho.

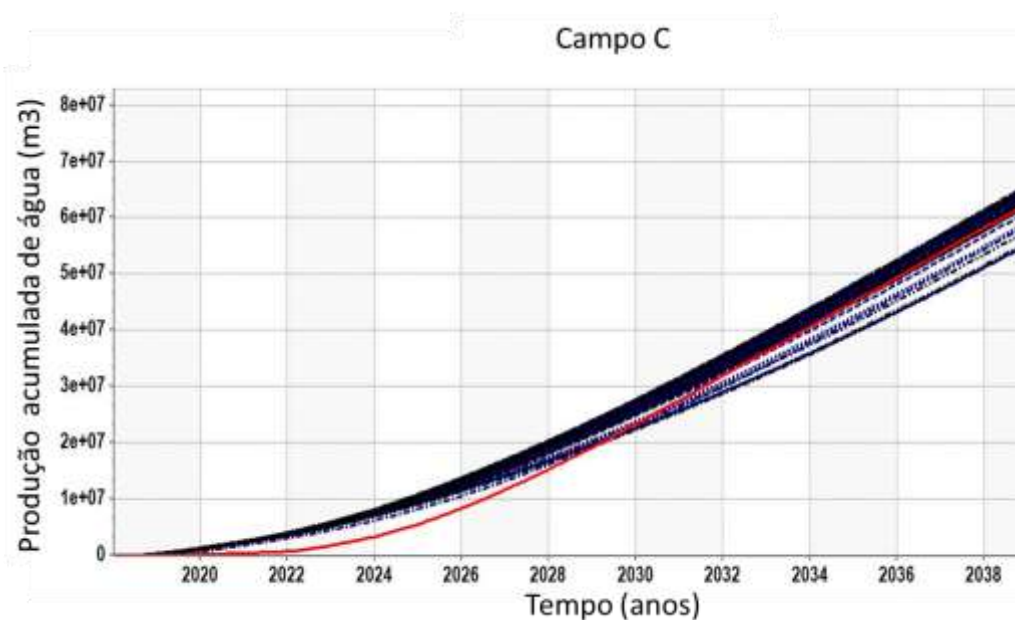


Figura 5.23. Gráfico de produção acumulada de água versus tempo para o campo C. O conjunto de modelos representado em preto são correlacionados com a porosidade (passo 3A) e o conjunto de modelos em azul são gerados através de valores aleatórios para a geometria do cartes (passo 3B). O modelo base está representado em vermelho.

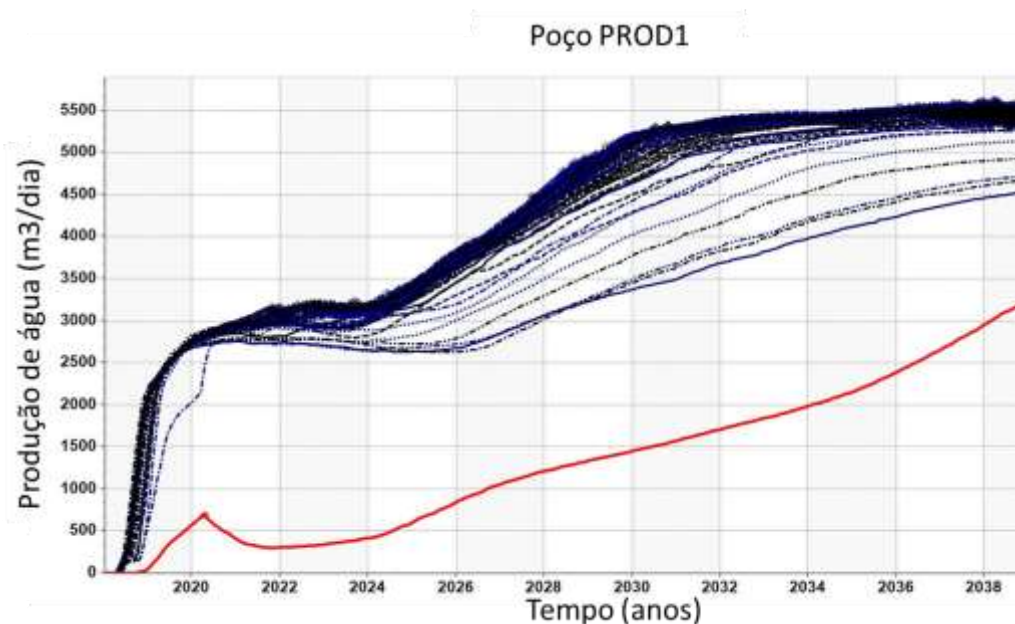


Figura 5.24. Gráfico de produção de água versus tempo para o poço P1. O conjunto de modelos representado em preto são correlacionados com a porosidade (passo 3A) e o conjunto de modelos em azul são gerados através de valores aleatórios para a geometria do cartes (passo 3B). O modelo base está representado em vermelho.

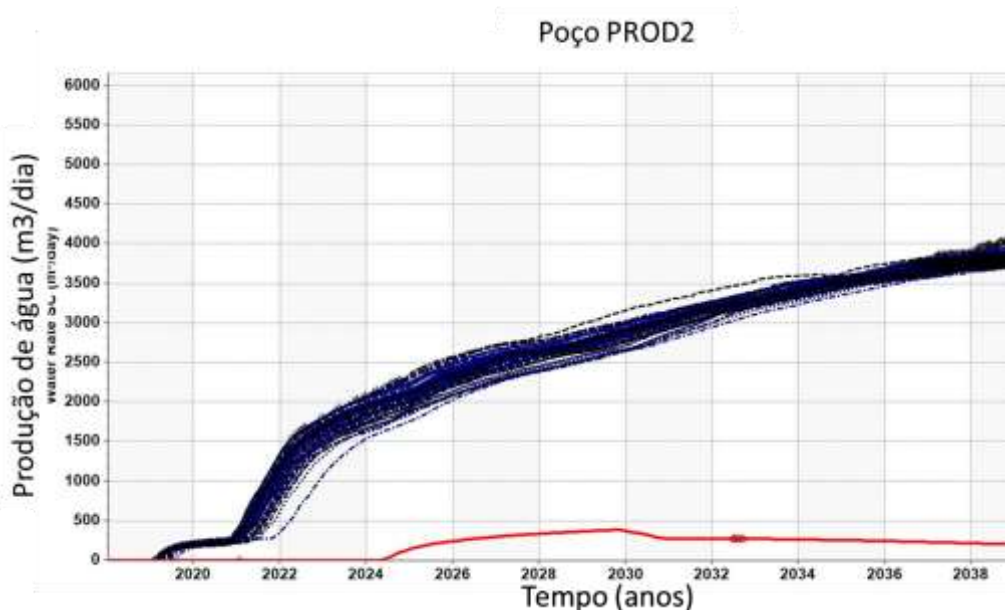


Figura 5.25. Gráfico de produção de água versus tempo para o poço PROD2. O conjunto de modelos representado em preto são correlacionados com a porosidade (passo 3A) e o conjunto de modelos em azul são gerados através de valores aleatórios para a geometria do cartes (passo 3B). O modelo base está representado em vermelho.

Pode-se observar através das figuras acima que ambas as formas de estimar a geometria do carste (via passo 3A ou via passo 3B) geram conjuntos de modelos bastante similares em termos de variabilidade, o qual na prática não haveria necessidade de usar ambos os métodos, apenas um seria suficiente para explorar o espaço das soluções.

Ao analisar a Figura 5.22 que mostra a produção acumulada de óleo em função do tempo, percebe-se que os conjuntos de modelos permitem uma maior produção de óleo em relação ao modelo base. Desta forma, o fato de não corrigir a permeabilidade dos carstes compromete a etapa de previsão de produção do campo e, conseqüentemente, sua análise econômica, principalmente em campos sem ou com pouco histórico de produção.

Os gráficos de produção acumulada de água em função do tempo (Figura 5.23) mostram que os conjuntos de modelos acabam produzindo mais precocemente a água em relação ao caso base, isto exemplifica o risco de chegada abrupta de água nos poços produtores quando as permeabilidades das células contendo carstes não são recalculadas. Nota-se uma variabilidade da produção acumulada de água para todo o conjunto de modelos no longo prazo, a qual pode ajudar na tomada de decisão para o desenvolvimento do campo.

A produção de água acumulada (Figura 5.23) para o longo prazo para o modelo base está dentro desta faixa de variabilidade promovida pelo conjunto de modelos, o que mostra que o método de recalcular as permeabilidades equivalentes em células contendo carstes através dos Modelos Rápidos não gera grandes benefícios ao se comparar aos métodos tradicionais.

Porém, para o curto prazo, nota-se que a produção acumulada de água modelo base é muito inferior em relação aos resultados dos conjuntos dos modelos. Desta forma, a metodologia proposta tem aplicabilidade e vantagens para o curto prazo, onde pode ocorrer a indesejada produção de água ou gás de forma precoce.

Pode-se notar que a produção de água em função do tempo nos conjuntos de modelos (que corrigem a permeabilidade equivalente das fraturas) ocorre de forma mais precoce em relação ao modelo base, este comportamento ocorre para a maioria dos poços do reservatório do Campo C. Como podemos observar no exemplo das Figuras 5.24 e 5.25, correspondentes aos poços PROD1 e PROD2.

O uso de conjuntos de modelos nos permite avaliar o risco da chegada precoce de água e também melhor avaliar quais são as melhores estratégias de produção e formas para desenvolver o campo em comparação com o uso de apenas um modelo determinístico.

6 CONCLUSÕES

A Seção Conclusões segue a estrutura do trabalho (Figura 3.1), com a seguinte divisão: Fase 1 – representação de fraturas subsísmicas em modelos de simulação de fluxo (Lima et al., 2023), Fase 2 – representação de carstes em modelos de simulação de fluxo e, uma seção adicional de sugestões para trabalhos futuros.

6.1 Fase 1

As conclusões referentes à Fase 1 deste trabalho relacionadas a representação de fraturas subsísmicas em modelos de simulação de fluxo são:

- Fase 1A
 - A construção do modelo sintético baseado no afloramento de Soledade e nos dados reais do reservatório carbonático (Campo C) foi fundamental para obter os resultados das Fases 1B e 1C.
- Fase 1B
 - A caracterização de todas as escalas de fratura é importante e essencial para prever o comportamento dinâmico do reservatório.
 - O ponto chave para o entendimento do comportamento do reservatório está relacionado a localização dos poços produtores em relação a rede de fraturas.
 - No contexto da indústria dos reservatórios carbonáticos do pré-sal brasileiro, as fraturas subsísmicas são objetos com alto grau de incerteza em relação a sua posição e quantidade que impactam a dinâmica do reservatório.
- Fase 1C
 - O fluxo de trabalho proposto para caracterização de fraturas subsísmicas é validado através dos dados de afloramento de Soledade.
 - Tendo em vista a metodologia proposta na Fase 1C, os principais parâmetros incertos para caracterizar fraturas subsísmicas são: dimensão fractal, comprimento médio e número de fraturas subsísmicas.
 - Recomenda-se sempre o uso de conjuntos de realizações de fraturas subsísmicas na realização de previsões de produção, com objetivo de reduzir incertezas e mitigar riscos no desenvolvimento de campos carbonáticos.

- A metodologia proposta fornece um conjunto de modelos para métodos de assimilação de dados com objetivo de reduzir as incertezas e mitigar a chegada precoce de água e gás em poços produtores.
- A metodologia está disponível para ser aplicada em outros reservatórios carbonáticos, pois foi completamente desenvolvida através de softwares comerciais.

6.2 Fase 2

As conclusões referentes à Fase 2 deste trabalho relacionadas a representação de fraturas subsísmicas em modelos de simulação de fluxo são:

- Fase 2A
 - A construção dos modelos fenomenológicos foi essencial para compreender as interações entre carstes, matriz e fraturas (ou super k). Além de serem base para o desenvolvimento das Fases 2B, 2C e 2D.
- Fase 2B
 - O fluxo dentro dos carstes pode ser turbulento, o que pode causar um viés em sua representação em simuladores de fluxo tradicionais de reservatório, baseado na lei de Darcy (fluxo laminar).
 - As partículas de fluídos que estão no meio poroso (matriz) são atraídas para dentro do carste, devido as altas velocidades do fluxo que ocorrem dentro destes objetos.
 - No geral, o fluxo é mais intenso dentro dos carstes e também nas discontinuidades como fratura vertical (Figura 5.6) e super k (Figura 5.7) quando comparada com a intensidade do fluxo na matriz.
 - Os carstes tendem a aumentar a permeabilidade do meio que estão inseridos (matriz ou fratura), consequentemente, aumentando o fator de recuperação e o risco para irrupção precoce de água e gás nos poços produtores.
 - A metodologia mostrou-se eficaz no cálculo das permeabilidades equivalentes para corrigir células contendo carstes em simuladores de fluxo tradicionais, impactando positivamente na previsão de produção e desenvolvimento do campo.
- Fase 2C
 - Modelos Rápidos foram validados e são capazes de substituir o *simulador EF* para o cálculo da permeabilidade equivalente

- O cálculo da permeabilidade equivalente em células contendo carstes através de Modelos Rápidos viabiliza a metodologia proposta na Fase 2 em relação ao tempo computacional. A aplicação direta do simulador EF em cada célula do modelo consome um tempo computacional muitas vezes impraticável e que impede a geração de um conjunto de diferentes modelos.
- Modelos Rápidos são disponibilizados para a comunidade O&G para o cálculo de permeabilidade equivalente em regiões contendo carstes, aplicados diretamente nas células de modelos utilizados por simuladores tradicionais de fluxo.
- Fase 2D
 - A aplicação da metodologia em um modelo tradicional de um reservatório real (Campo C) demonstra qual impacto do uso de novas permeabilidades equivalentes para células contendo carstes.
 - A resposta fornecida pelo conjunto de modelos, gerado através da metodologia, mostra que a produção de água no curto prazo é adiantada em relação ao modelo onde não há a correção da permeabilidade equivalente.
 - A Figura 5.25 mostra que as respostas da chegada de água no poço produtor PROD2 estão quatro anos adiantadas em relação ao modelo base (sem correção).
 - A metodologia pode ser empregada em outros reservatórios carbonáticos, observando apenas as restrições e faixas de valores relacionadas aos parâmetros de entradas dos Modelos Rápidos.

6.3 Conclusão geral

Voltando a metodologia geral de Gerenciamento de Reservatórios de Circuito Fechado (CLRDM) proposta por Schiozer et al. (2019), pode-se concluir que a caracterização de fraturas subsísmicas e sistema de carstes (Passos 1 e 2) impactam diretamente na dinâmica do reservatório e tem potencial para impactar diretamente na assimilação de dados (Passos 3-5), seguindo em efeito cascata para os processos de otimização da estratégia de produção (Passos 6-11) e finalmente no passo 12 de análise de decisão de curto prazo.

Conclui-se que este trabalho atingiu os objetivos de desenvolver estratégias e metodologias para dois grandes desafios da modelagem e simulação dos reservatórios

carstificados e fraturados, como a representação de fraturas subsísmicas (Fase 1) e de carstes (Fase 2) em modelos de simulação de fluxo.

6.4 Sugestão para trabalhos futuros

É importante ressaltar que reservatórios carbonáticos podem conter carstes, cuja formação predominante pode ocorrer em rocha matriz carbonática de porosidade limitada, onde o escoamento dos fluídos encontra-se concentrado principalmente nas redes de falhas e fraturas (Loucks, 1999), como pode ser observado nos reservatórios carbonáticos do pré-sal brasileiro. Assim, grande parte dos carstes está relacionada à dissolução da rocha em decorrência do intenso fluxo de fluidos dentro das redes de fraturas (como no exemplo da Figura 1.2).

Neste trabalho, foi abordada e validada uma metodologia para caracterização de fraturas subsísmicas e também metodologias para corrigir a permeabilidade equivalente de células de modelos de simulação de fluxo tradicionais contendo carstes. Entretanto, seria interessante para complementar este trabalho desenvolver uma metodologia para caracterização de carstes e carstes subsísmicos. A qual seria importante para completar este estudo com dados mais precisos em relação a geometria dos carstes e seus locais de ocorrência.

Um primeiro ponto seria gerar metodologias para modelagem da geometria dos carstes, assumindo a hipótese de carstes como elipsoides (Figura 5.10). E fornecer para os engenheiros de reservatórios os parâmetros a, b e c no formato de malha de um modelo tradicional de reservatório.

Outro ponto seria avançar no estudo de caracterização de carstes subsísmicos de uma rocha reservatório. Geralmente, dados de fraturas sísmicas e dos acamamentos estão disponíveis como mostra o modelo conceitual da Figura 6.1.

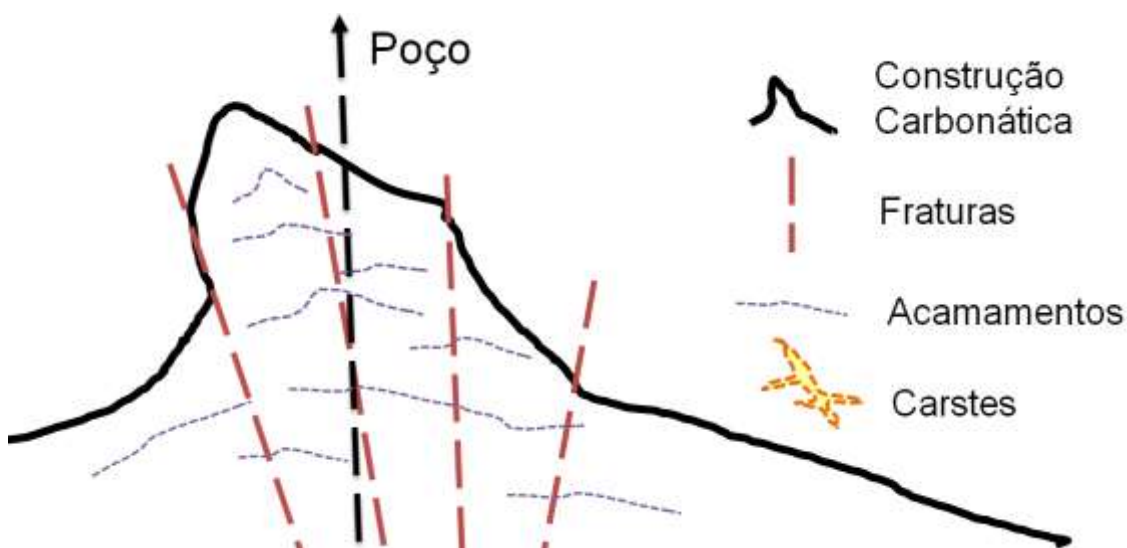


Figura 6.1. Dados disponíveis

O próximo passo seria a caracterização das fraturas subsísmicas (Figura 6.2), etapa que foi concluída através da metodologia de caracterização e representação das fraturas subsísmicas neste trabalho (Fase 1C).

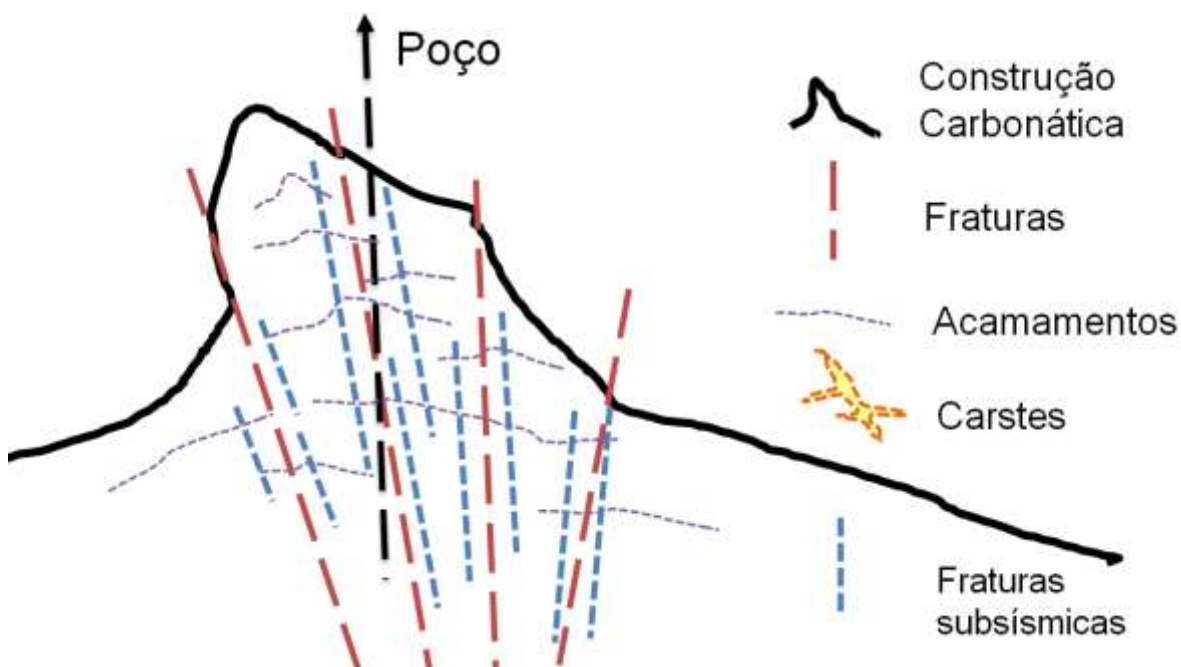


Figura 3.2. Modelagem das fraturas subsísmicas via fluxo de trabalho apresentado neste trabalho (Seção 3.1.3).

E finalmente, o próximo passo (sugestão de trabalhos futuros) seria a criação de metodologias para caracterização de carstes subsísmicos, sabendo que estes tem maior probabilidade de ocorrência nas intersecções entre fraturas sísmicas, fraturas subsísmicas e acamamentos, conforme sugere a Figura 6.3.

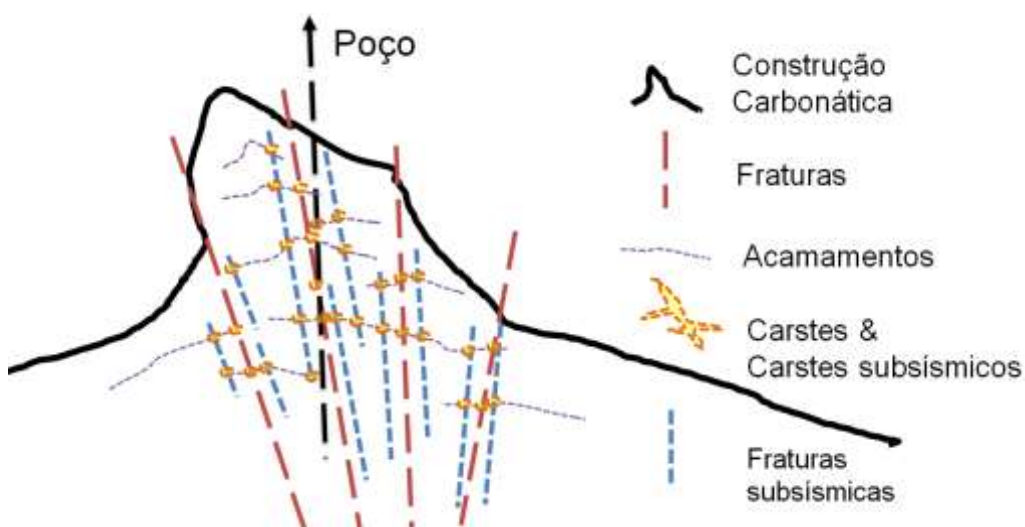


Figura 4.3. Modelagem dos carstes subsísmicos com maior probabilidade nos encontros das fraturas subsísmicas, fraturas sísmicas e acamamentos (Loucks, 1999).

REFERÊNCIAS

- AGUILERA, R. Naturally Fractured Reservoirs. Penn Well Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, EUA, 1980.
- ANGELIM, L. A. A., MEDEIROS, V. C., NESI, J. R. Programa Geologia do Brasil – PGB, Projeto Mapa Geológico e de Recursos Minerais do Estado do Rio Grande do Norte, Mapa Geológico do Estado do Rio Grande do Norte, Escala 1: 500 000. Recife: CPRM/FAPERN, 2006.
- ARAÚJO, R. E. et al. Structural and sedimentary discontinuities control the generation of karst dissolution cavities in a carbonate sequence, Potiguar Basin, Brazil. *Mar. Pet. Geol.*, v. 123, 104753, 2021.
- ARCHIE, G. E. Classification of Carbonate Reservoir Rocks and Petrophysical Considerations. *AAPG*, v. 36, p. 278-298, 1952. doi: <https://doi.org/10.1306/3D9343F7-16B1-11D7-8645000102C1865D>
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 6023: informação e documentação: Elaboração. Rio de Janeiro, 2002.
- AVANSI, G. D. Uso de Metamodelos na Seleção de Estratégia de Produção e Avaliação Econômica de Campos de Óleos Pesados. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual de Campinas, Departamento de Engenharia de Petróleo, Campinas, SP, Apoio FAPESP, 2006-2008.
- BARENBLATT, G. I.; ZHELTOV, I. P.; KOCHINA, I. N. Basic concepts in the theory of seepage in homogeneous liquids in fissured rocks. *PMM (Soviet Applied Mathematics and Mechanics)*, v. 24, n. 5, 1960.
- BARENBLATT, G. I.; ZHELTOV, Yu. P. On the basic equations of the filtration of homogeneous fluids in fissurized rocks. *Doklady, USSR Academy of Sciences*, v. 132, n. 3, p. 545-548, 1960.
- BARTON, C. C.; GOTT, C. B.; MONTGOMERY, J. R. Fractal scaling of fracture and fault maps at Yucca Mountain, southern Nevada. *Eos Trans*, 1986.
- BARTON, C. C.; HSIEH, P. A. Physical and Hydrological Flow Properties of Fractures. *Field Trip Guidebook T385*, Washington, E.U.A, 1989.
- BARTON, C. C.; LARSEN, E. Fractal geometry of two-dimensional fracture networks at Yucca Mountain, southwestern Nevada. *International Symposium on Fundamentals of Rock Joints*, Suécia, p. 77–84, 1985.
- BARTON, C. C. Fractal analysis of scaling and spatial clustering of fractures, in *Fractals in the Earth Sciences*. Plenum, New York, p. 141–178, 1995.
- BERTOTTI, G. et al. Fracturing and fluid-flow during post-rift subsidence in carbonates of the Jandaíra Formation, Potiguar Basin, NE Brazil. *Basin Res.*, v. 29, p. 836-853, 2017. doi: <https://doi.org/10.1111/bre.12246>
- BEZERRA, F. H. et al. Postrift stress field inversion in the Potiguar Basin, Brazil - Implications for petroleum systems and evolution of the equatorial margin of South America. *Mar. Pet. Geol.*, v. 111, p. 88-104, 2020. doi: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.08.001>

BONNET, E. et al. Scaling of fracture systems in geological media. *Rev. Geophys.*, v. 39, n. 3, 2001.

BOURBIAUX, B. Fractured Reservoir Simulation: a Challenging and Rewarding Issue. *Oil Gas Sci. Technol. Rev. IFP Energies nouvelles*, v. 65, n. 2, p. 227-238, 2010. doi: <http://dx.doi.org/10.2516/ogst/2009063>

BOURBIAUX, B. et al. A rapid and efficient methodology to convert fractured reservoir images into a dual-porosity model. *Revue de l'Institut Français du Pétrole*, v. 53, n. 6, p. 785-799, 1998.

BOURDON, L. et al. Karst identification and impact on development plan. *SPE Asia Pacific Oil Gas Conf. Exhib. APOGCE*, p. 585-593, 2004. doi: <https://doi.org/10.2523/88520-ms>

BOX, G. E. P.; BEHNKEN, D. W. Some New Three Level Designs for the Study of Quantitative Variables. *Technometrics*, v. 2, p. 455-475, 1960.

BOX, G. E. P.; HUNTER, W. G.; HUNTER, J. S. *Statistics for experimenters: An introduction to design, data analysis, and model building*. New York: Wiley, 1978

BURCHETTE, T. P. Carbonate rocks and petroleum reservoirs: a geological perspective from the industry. Geological Society, London, Special Publications, v. 370, n. 1, p. 17-37, 2012. doi: 10.1144/sp370.14

CACAS, M. C.; DANIEL, J. M.; LETOUZEY, J. Nested geological modelling of naturally fractured reservoirs. *Petrol. Geosci.*, v. 7, p. S43-S52, 2001.

CACAS, M. C.; DANIEL, J. M.; LETOUZEY, J. Nested geological modelling of naturally fractured reservoirs. *Petroleum Geoscience*, v. 7, p. S43-S52, 2001.

FRIZZONE, C. M. R. *Uso de Metamodelos com Variação de Modelo Econômico na Seleção de Estratégias de Produção*. Trabalho de Graduação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP. 2009.

CAZARIN, C. L. et al. Using Analogue Hypogene Karst Systems to understand the Pre-Salt Carbonate Reservoirs Offshore Brazil. In: *AAPG 2016 International Conference and Exhibition*, Cancun, Mexico, September 6-9, 2016.

CAZARIN, C. L. et al. Using Analogue Hypogene Karst Systems to understand the Pre-Salt Carbonate Reservoirs Offshore Brazil. In: *AAPG 2016 International Conference and Exhibition*, Cancun, Mexico, September 6-9, 2016.

CAZARIN, C. L. *Controle Faciológico do Sistema Cárstico Hipogênico de Campo Formoso, BA: Sistema conduto-barreira*. Dissertação de mestrado. UFRJ / IGeo, Rio de Janeiro, RJ, 2015.

CAZARIN, C. L. *Tectônica, controle estratigráfico e circulação de fluidos na formação do carste hipogênico - Bacia de Irecê, Cráton São Francisco*. 2021. 143 f., il. Tese Doutorado em Geologia. Universidade de Brasília, Brasília, 2021.

CHANG, H. K.; KOWSMANN, R. O.; DE FIGUEIREDO, A. M. New concepts on the development of East Brazilian marginal basins. *Episodes Journal of International Geoscience*, v. 11, n. 3, p. 194-202, 1988.

CHAVES, J. M. P. *Multiscale Approach to Construct a Carbonate Reservoir Model with Karstic Features and Brazilian Pre-Salt Trends Using Numerical Simulation*. Tese de doutorado. Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP. Apoio CAPES, 2018.

CHILÈS, J.P.; MARSILY, G.D.: Stochastic models of fracture systems and their use in flow and transport modeling. In: FLEMING, R.W.; HUBBARD, S.S. (Eds.). Flow and contaminant transport in fractured rock. San Diego: Academic Press. p. 169-236, 1993.

CHILÈS, J.P.. Fractal and geostatistical methods for modeling of a fracture network. *Mathematical Geology*, v. 20, n. 6, p. 631-654, 1988.

CIRAC, G. et al. Deep Hierarchical Distillation Proxy-Oil Modelling for Heterogeneous Carbonate Reservoirs", *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, v. 126, p. 1-16, 2023

CHOQUETTE, P.W.; PRAY, L.C.: Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 54, p. 207-250, 1970.

CÓRDOBA, V.C.: A evolução da plataforma carbonática Jandaíra durante o Neocretáceo na Bacia Potiguar: Análise paleoambiental, diagenética e estratigráfica. Tese (Doutorado em Geologia) - Universidade Estadual Paulista (UNESP), Rio Claro, 2001.

CORMEN, T.H. et al. Introduction to Algorithms. 2nd ed. Cambridge: MIT Press; McGraw-Hill. Cap. 24.3: Dijkstra's algorithm, p. 595-601, 2001.

CORREIA, M. G. et al. Multiscale Integration for Karst-Reservoir Flow-Simulation Models. *SPE Res Eval & Eng*, v. 23, p. 518-533, 2020. doi: <https://doi.org/10.2118/195545-PA>

CORREIA, U. M. C. O impacto de estruturas pós-deposicionais em reservatórios carbonáticos: exemplos de intrusões ígneas, fraturas e carste. Tese (Doutorado em Geociências) - Centro de Estudo do Petróleo, 2019.

COSTA, L.; MASCHIO, C.; SCHIOZER, D.J.: A new methodology to reduce uncertainty of global attributes in naturally fractured reservoirs. *Oil & Gas Science and Technology*, v. 73, p. 41, 2018. doi: 10.2516/ogst/2018038.

DARCEL, C. Correlations dans les réseaux de fractures: caractérisation et conséquences sur les propriétés hydrauliques. Tese de Doutorado, Géosciences Rennes, Université de Rennes 1, 2002.

DARCEL, C. et al. Connectivity properties of two-dimensional fracture networks with stochastic fractal correlation. *Water Resource Research*, v. 39, n. 10, p. 1272, 2003.

DE GRAAF, S. et al. Fracturing and calcite cementation controlling fluid flow in the shallow-water carbonates of the Jandaíra Formation, Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, v. 80, p. 382-393, 2017. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2016.12.014.

DERSHOWITZ, W. S.; HERDA, H. H. Interpretation of fracture spacing and intensity. In: U.S. SYMPOSIUM ON ROCK MECHANICS, 33., 1992, Santa Fe, New Mexico. Proceedings, 1992.

DIESTEL, R. Graph theory. 2nd ed. Berlin: Springer, 2000.

DIJKSTRA, E.W. A note on two problems in connection with graphs. *Numerische Mathematik*, v. 1, p. 269-271, 1959.

EMERICK, A.; REYNOLDS, A. Ensemble Smoother with Multiple Data Assimilation. *Computers & Geosciences*, v. 55, p. 3-15, 2013.. doi: 10.1016/j.cageo.2012.03.011.

ESTEBAN, M.; KLAPPA, C. F. Subaerial exposure environment. In: SCHOLLE, P. A.; BEBOUT, D. G.; MOORE, C. H. (Eds.). Carbonate Depositional Environments. Tulsa, OK: AAPG Memoir 33, p. 1-54, 1983.

- FALCONER, K. *Fractal Geometry: Mathematical Foundations and Applications*. John Wiley & Sons, Ltd., 2003.
- FERNÁNDEZ-IBÁÑEZ, F. et al. Quantitative assessment of karst pore volume in carbonate reservoirs: AAPG Bulletin, v. 103, no. 5, p. 1111–1131, 2019. doi:10.1306/10261818061.
- FOURNO, A.; BOURBIAUX, B. *Cas synthétique vercors*. Technical report, IFP, Paris, 2007.
- FURTADO, C. P. et al. The influence of subseismic-scale fracture interconnectivity on fluid flow in fracture corridors of the Brejões carbonate karst system, Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, v. 105689, 2022. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2022.105689.
- GIUFFRIDA, A. et al. Fracture simulation parameters of fractured reservoirs: Analogy with outcropping carbonates of the Inner Apulian Platform, southern Italy. *Journal of Structural Geology*, v. 123, p. 18-41, 2019.
- GRASSBERGER, P. Generalized dimensions of strange attractors. *Phys. Lett. A*, v. 97, p. 227-230, 1983.
- GUTMANIS, J. et al. Fracture analysis of outcrop analogues to support modelling of the subseismic domain in carbonate reservoirs, south-central Pyrenees. *Geological Society, London, Special Publications*, v. 459, p. 139-156, 2017.. doi: 10.1144/SP459.2
- HENTSCHEL, H.G.E.; PROCCACIA, I. The infinite number of generalised dimensions of fractals and strange attractors. *Physica D*, v. 8, p. 435-444, 1983..
- HIRSCH, L.M.; SCHUETTE, J.F. Applications of graph theory to continuity and ranking in geologic models. *Computers & Geosciences*, v. 25, n. 2, p. 127-139, 1999.
- HOHENDORFF FILHO, J.C.V.; MASCHIO, C.; SCHIOZER, D.J. Production Strategy Optimization Based on Iterative Discrete Latin Hypercube. *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*, v. 38, p. 2473-2480, 2016.
- HU, L.Y.; JENNI, S. History matching of object-based stochastic reservoir models. *SPE Journal*, v. 10, n. 3, p. 312-323, 2005.
- HURTADO, J.E.; BARBAT, A.H. Monte Carlo Techniques in Computational Stochastic Mechanics. *Archives of Computational Methods in Engineering State of the art reviews*, v. 5, n. 1, p. 3-30, 1998.
- IBP RESERVA PRÉ-SAL. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/snapshots/evolucao-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural-no-pre-sal/>. Acesso em: 05 jul. 2022.
- JENNI, S. et al. History matching of stochastic models of field-scale fractures: methodology and case study. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, SPE 90020, Houston, TX, 26-29, 2004.
- JENNI, S. *Calage de la géométrie d'un réseau de fractures aux données hydrodynamiques de production d'un champ pétrolier*. Tese (Doutorado) - Université Pierre et Marie Curie - Paris 6 - Institut Français du Pétrole, 2004.
- JOHANN, P.R.S.; MONTEIRO, R.C. Geophysical Reservoir Characterization and Monitoring at Brazilian Pre-Salt Oil Fields. In: *Offshore Technology Conference*, 2016. DOI: 10.4043/27246-MS.
- JONES, G. Flow-based effective properties of sub-seismic karst. *SPE-172648-MS*, 2015.
- JORGE, L.A.C. et al. *Aplicação da Técnica Multifractal para Caracterização de Manejo de Solo*. Embrapa Instrumentação Agropecuária, 2008. ISSN 1518-7179.

- KAUFMANN, G. Numerical models for mixing corrosion in natural and artificial karst environments. *Water Resour. Res.*, v. 39, p. 1-12, 2003. doi: 10.1029/2002WR001707.
- KOREN, Y.; NORTH, S.C.; VOLINSKY, C. Measuring and extracting proximity in networks. ATT Labs research, 2006.
- KROETZ, H.M. Meta-modelagem em Confiabilidade Estrutural. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Departamento de Engenharia de Estruturas, Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos, 112 p, 2015.
- KURODA, M.C et al. First results from using artificial neural networks to integrate image log information with seismic data to identify vuggy porosity areas in a pre-salt carbonate field. In: Bathurst Meeting of Carbonate Sedimentologists, Palma de Mallorca, 2019.
- LANGE, A. et al. A Workflow and Analysis Tools for the Characterization of Fractured Reservoirs. In: AAPG International Conference & Exhibition, Cidade do Cabo, Africa do Sul, 2008.
- LEI, Q.; LATHAM, J.P.; TSANG, C.F. The use of discrete fracture networks for modelling coupled geomechanical and hydrological behaviour of fractured rocks. *Comput. Geotech.*, v. 85, p. 151-176, 2017. doi: 10.1016/j.compgeo.2016.12.024.
- LIMA, A et al. Impact of Fracture Set Scales and Aperture Enlargement due to Karstic Dissolution on the Fluid Flow Behavior of Carbonate Reservoirs: A Workflow to Include Sub-Seismic Fractures in 3D Simulation Models, *Geoenergy Science and Engineering*, v. 221, pp. 1-15, Fevereiro, 2023. doi: <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2022.211374>.
- LIMA, A. et al. Multi-Scale Ensemble-Based Data Assimilation for Reservoir Characterization and Production Forecast: Application to a Real Field. In: Offshore Technology Conference, 2017. doi: 10.4043/28002-MS.
- LIMA, A. Uso de Metamodelos Gerados por Planejamento Estatístico no Processo de Ajuste de Histórico de Produção de Campos de Petróleo. Trabalho de Graduação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP. 2010.
- LIMA, A. et al. Characterization and Modeling of the Fault Network of a Brazilian Pre-Salt Reservoir and Upscaling Results. In: SPE ATCE 2019, 30-2th September, Calgary, Canada, 2019.
- LIMA, A. et al. Assisted History-Matching for the Characterization and Recovery Optimization of Fractured Reservoirs Using Connectivity Analysis. In: SPE EUROPEC, Copenhagen, Dinamarca, 2012.
- LIMA, A. et al. Uso de Metamodelos Gerados por Planejamento Estatístico no Ajuste de Histórico de Produção de Campos de Petróleo. In: 5º PDPETRO, 18-29 Outubro, Fortaleza, Brasil, 2009.
- LOPES, J.A. et al. Advancements towards DFKN modelling: Incorporating fracture enlargement resulting from karstic dissolution in discrete fracture networks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 209, p. 109944, 2022.. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109944.
- LOPES, T.V. et al. A new computational model for flow in karst-carbonates containing solution-collapse breccias. *Comput Geosci*, v. 24, p. 61-87, 2020. doi: 10.1007/s10596-019-09894-9.
- LOUCKS, R. Paleocave carbonate reservoirs: origins, burial-depth modifications, spatial complexity and reservoir implications. *AAPG bulletin*, v. 83, p. 1795-1834, 1999.

- LOUCKS, R. Modern analogs for paleocave sediment fills and their importance in identifying paleocave reservoirs. Gulf coast association of geological society's transactions, v. 46, p. 195-206, 2001.
- LUCIA, F.J. Petrophysical Parameters Estimated from Visual Descriptions of Carbonate Rocks: A Field Classification of Carbonate Pore Space. Journal of Petroleum Technology, v. 35, p. 629-637, 1983. DOI: 10.2118/10073-PA.
- LUCIA, F.J. Carbonate Reservoir Characterization. Berlin: Springer, 332 p, 2007..
- MANDELBROT, B. Intermittent turbulence in self-similar cascades: divergence of high moments and dimension of the carrier. Journal of Fluid Mechanics, v. 62, p. 331-338, 1974.
- MASCHIO, C.; SCHIOZER, D. J. A New Methodology for History Matching Combining Iterative Discrete Latin Hypercube with Multi-Start Simulated Annealing. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 169, p. 560-577, 2018.
- MATOS, R. M. D. The Northeast Brazilian Rifting System. Tectonics, v. 11, n. 4, p. 766-791, 1992.
- MAULDON, M.; DUNNE, W. M.; ROHRBAUGH Jr, M. B. Circular scanlines and circular windows: new tools for characterizing the geometry of fracture traces. Journal of Structural Geology, v. 23, n. 2-3, p. 247-258, 2001.
- MURAD, M. A. et al. A three-scale index for flow in karst conduits in carbonate rocks. Advances in Water Resources, v. 141, 2020.
- NARR, W.; SCHECHTER, D. W.; THOMPSON, L. B. Naturally Fractured Reservoir Characterization Textbook Series. Texas, USA: SPE, 2006.
- ODA, M. Permeability tensor for discontinuous rock masses. Geotechnique, v. 35, n. 4, p. 483-495, 1985.
- OKUBO, P. G.; AKI, K. Fractal geometry in the San Andreas fault system. Journal of Geophysical Research, v. 92, p. 345-355, 1987.
- OLIVEIRA, I. M. Well Representation in Simulation Models of Naturally Fractured Reservoirs Considering the Impact of DFN Upscaling. Apoio CAPES e SHELL, 2021.
- PAIVA, H. P. Simulação da Recuperação de Petróleo em Reservatórios Naturalmente Fraturados. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual de Campinas, Departamento de Engenharia de Petróleo, Campinas, SP, 2012.
- PESSOA NETO, O. et al. Bacia Potiguar. Bol. Geociencias da Petrobras, v. 15, p. 357-369, 2007.
- POSADAS, A. N. D. Introduccion a la teoria fractal. La Papa: International Potato Center, 2002.
- POSADAS, A. N. D. Multifractal characterization of soil particle-size distributions. Soil Science Society of America Journal, 2001.
- QUISPE, C. K. et al. Fractured Reservoir Characterization in Brazilian Pre-Salt Using Pressure Transient Analysis with a Probabilistic Approach. ECMOR XVII, 2019.
- REIS, A. F. C. et al. Stress magnitude and orientation in the Potiguar Basin, Brazil: implications on faulting style and reactivation. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, v. 118, 2013.

- REISS, L. H. The Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formations. Paris: Technip, 1980.
- RISSO, F. V. A.; RISSO, V. F.; SCHIOZER, D. J. Estudo de Influência de Tratamento de Atributos em Análise de Risco Usando Planejamento Estatístico e Superfície de Resposta. CILAMCE, 2006.
- RISSO, F. V. A.; RISSO, V. F.; SCHIOZER, D. J. Risk Analysis of Petroleum Fields Using Latin Hypercube, Monte Carlo and Derivative tree Techniques. Journal of Petroleum and Gas Exploration Research, v. 01, p. 14-21, 2011.
- RISSO, V. F. Simulação Numérica de Fluxo em Regiões de Reservatórios de Petróleo com Refinamento Local e Fronteiras Abertas. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual de Campinas, Departamento de Engenharia de Petróleo, Campinas, SP, 2002.
- RISSO, V. F. Ajuste de Histórico Utilizando Planejamento Estatístico e Combinação de Dados de Produção, Pressão e Mapas de Saturação. Tese de Doutorado. 2007.
- ROGGERO, F.; HU, L. Y. Gradual Deformation of Continuous Geostatistical Models for History Matching. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 1998.
- SABATHIER, J. C. et al. A new approach of fractured reservoirs. Society of Petroleum Engineers International Petroleum Conference and Exhibition, SPE 39825, Villahermosa, Mexico, 1998.
- SALLER, S.; RONAYNE, M.; LONG, A. Comparison of a karst groundwater model with and without discrete conduit flow. Hydrogeology Journal, 2013.
- SANTOS, S. M. G.; GASPAR, A. T. F. S.; SCHIOZER, D. J. Comparison of Risk Analysis Methodologies in a Geostatistical Context: Monte Carlo with Joint Proxy Models and Discretized Latin Hypercube. International Journal for Uncertainty Quantification, v. 8, nº 1, 2018.
- SCHIOZER, D. J. et al. Model based decision analysis applied to petroleum field development and management. Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP Energies nouvelles, v. 74, 2019.
- SILVA, L. M.; AVANSI, G. D.; SCHIOZER, D. J. Development of Proxy Models for Petroleum Reservoir Simulation: A Systematic Literature Review and State-of-the-Art. International Journal of Advanced Engineering Research and Science, v. 7, nº 10, pp. 36-62, 2020.
- TIAN, X. et al. Pre-Stack Seismic Data-Driven Pre-Salt Carbonate Reef Reservoirs Characterization Methods and Application. Minerals, v. 11, 2021.
- TRICE, R. Challenges and insights in optimizing oil production from Middle East mega karst reservoirs. SPE 93679, 2005.