



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

BRUNO MARCELO CANABARRO MACHADO MACIEL

**INCORPORAÇÃO DOS EFEITOS GEOMECÂNICOS NA SIMULAÇÃO DE
RESERVATÓRIOS NATURALMENTE FRATURADOS ATRAVÉS DE
PSEUDOACOPLAMENTO**

Recife

2024

BRUNO MARCELO CANABARRO MACHADO MACIEL

**INCORPORAÇÃO DOS EFEITOS GEOMECÂNICOS NA SIMULAÇÃO DE
RESERVATÓRIOS NATURALMENTE FRATURADOS ATRAVÉS DE
PSEUDOACOPLAMENTO**

Tese de doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Civil.

Área de concentração: Simulação e Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo.

Orientador: Prof. Dr. Leonardo José do Nascimento Guimarães.

Recife

2024

.Catalogação de Publicação na Fonte. UFPE - Biblioteca Central

Maciel, Bruno Marcelo Canabarro Machado.

Incorporação dos efeitos geomecânicos na simulação de reservatórios naturalmente fraturados através de pseudoacoplamento / Bruno Marcelo Canabarro Machado Maciel. - Recife, 2024.

138f.: il.

Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil e Ambiental, 2024.

Orientação: Leonardo José do Nascimento Guimarães.

Inclui referências e apêndices.

1. Pseudoacoplamento; 2. Reservatórios naturalmente fraturados; 3. Geomecânica; 4. Tensor de permeabilidade da rede de fraturas. I. Guimarães, Leonardo José do Nascimento. II. Título.

UFPE-Biblioteca Central

BRUNO MARCELO CANABARRO MACHADO MACIEL

**INCORPORAÇÃO DOS EFEITOS GEOMECÂNICOS NA SIMULAÇÃO
DE RESERVATÓRIOS NATURALMENTE FRATURADOS
ATRAVÉS DE PSEUDOACOPLAMENTO**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, como requisito parcial para obtenção do título de Doutor em Engenharia Civil, Área de Simulação e Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo.

Aprovada em 24/10/2024

Orientador: Prof. Dr. Leonardo José do Nascimento Guimarães – UFPE

BANCA EXAMINADORA

participação por videoconferência
Prof. Dr. Igor Fernandes Gomes (examinador interno)
Universidade Federal da Paraíba

participação por videoconferência
Prof. Dr. Michael Andrade Maedo (examinador externo)
Universidade Federal de Uberlândia

participação por videoconferência
Prof. Dr. Jonathan da Cunha Teixeira (examinador externo)
Universidade Federal de Alagoas

participação por videoconferência
Prof.^a Dr.^a Débora Cristina Almeida de Assis (examinadora externa)
Universidade Federal de Pernambuco

participação por videoconferência
Prof. Dr. José Antônio Barbosa (examinador interno)
Universidade Federal de Pernambuco



Emitido em 29/10/2024

APROVACAO DA BANCA Nº 183/2024 - PPGEC (11.65.18)

(Nº do Protocolo: NÃO PROTOCOLADO)

(Assinado digitalmente em 29/10/2024 14:35)

DEBORA CRISTINA ALMEIDA DE ASSIS

PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR

NT-CAA (12.33.05)

Matrícula: ###087#1

(Assinado digitalmente em 29/10/2024 16:59)

JOSE ANTONIO BARBOSA

PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR

DEPGEO (11.65.57)

Matrícula: ###000#3

(Assinado digitalmente em 30/10/2024 10:34)

LEONARDO JOSE DO NASCIMENTO GUIMARAES

PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR

DEPECA (11.65.60)

Matrícula: ###132#3



Documento assinado digitalmente

IGOR FERNANDES GOMES

Data: 31/10/2024 17:20:15-0300

Verifique em <https://validar.iti.gov.br>



Documento assinado digitalmente

JONATHAN DA CUNHA TEIXEIRA

Data: 05/11/2024 08:47:19-0300

Verifique em <https://validar.iti.gov.br>



Documento assinado digitalmente

MICHAEL ANDRADE MAEDO

Data: 01/11/2024 14:27:03-0300

Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Visualize o documento original em <http://sipac.ufpe.br/documentos/> informando seu número: **183**, ano: **2024**, tipo: **APROVACAO DA BANCA**, data de emissão: **29/10/2024** e o código de verificação: **a5ca88232e**

"Quando a educação não é libertadora,
o sonho do oprimido é ser o opressor."

Paulo Freire

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, Professor Leonardo Guimarães, pela oportunidade e confiança depositadas em mim, e por acreditar na minha capacidade. Sua orientação e os conhecimentos transmitidos foram fundamentais, servindo de exemplo tanto no âmbito pessoal quanto profissional.

Aos professores da pós-graduação que contribuíram significativamente para o meu crescimento profissional e pessoal, Professor Igor, Professora Leila e Professora Licia, minha gratidão.

Às amigas que construí no Laboratório de Métodos Computacionais em Geomecânica (LMCG), especialmente a Tarcísio, Ricardo, Jean, Matheus, Franklyn, entre outros.

À minha família, especialmente à minha mãe, Carmen, e ao meu irmão, Gustavo, pelo amor, carinho, confiança e por estarem sempre ao meu lado. Minha esposa, Leidy Laura, merece um agradecimento especial pelo amor, amizade, por sempre acreditar em mim, e pelo presente mais lindo do mundo, nossa filha Elena.

Este estudo foi realizado com o apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES), da Energi Simulation e da Petrobras S/A. Agradeço também ao Centro de Pesquisa Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES-PETROBRAS/Brasil) e ao Grupo de Pesquisa do Laboratório de Métodos Computacionais em Geomecânica (LMCG-UFPE/Brasil) pelo suporte fornecido.

RESUMO

Reservatórios Naturalmente Fraturados (NFRs) desempenham um papel crucial na indústria petrolífera, representando aproximadamente 60% das reservas mundiais de petróleo e 40% das de gás. A complexidade das redes de fraturas nesses reservatórios torna os padrões de fluxo de fluidos consideravelmente mais complexos em comparação com reservatórios convencionais. Um dos principais desafios na gestão de NFRs é compreender como as variações de pressão afetam as fraturas e, consequentemente, a permeabilidade global do reservatório durante as operações. Embora as simulações numéricas ofereçam uma visão detalhada do fluxo em sistemas fraturados, a necessidade de múltiplas simulações para calibrar modelos torna difícil a incorporação rotineira de aspectos geomecânicos. Este estudo tem como objetivo principal desenvolver uma ferramenta computacional que capture o comportamento hidromecânico dos NFRs, integrando a presença de fraturas e os efeitos geomecânicos nas simulações de fluxo. A abordagem utiliza tabelas de pseudoacoplamento que atualizam automaticamente a porosidade e a permeabilidade do reservatório, correlacionando a pressão de poros com multiplicadores apropriados. Esse programa gera essas tabelas de forma automatizada, prontas para uso em simuladores de fluxo comerciais, facilitando a integração dos efeitos geomecânicos de maneira prática e eficiente. O programa utiliza modelos analíticos para calcular a permeabilidade equivalente da rede de fraturas e da rocha matriz, considerando as variações na poropressão. A metodologia proposta permite uma aproximação dos impactos geomecânicos em modelos de simulação, aprimorando o tensor de permeabilidade da rede de fraturas, tradicionalmente utilizado para calcular a permeabilidade em meios porosos, ao combiná-lo com a formulação de fechamento de fraturas e incorporando atualizações na porosidade e permeabilidade da matriz. Para validar essa metodologia, foram realizadas quatro simulações: a primeira em um cenário hipotético, alinhado com a premissa de que as fraturas abrangem toda a célula, validando o modelo adotado; e outras três em seções representativas de um reservatório carbonático do pré-sal brasileiro. Os resultados confirmaram a eficácia da metodologia, demonstrando sua capacidade de calcular permeabilidades equivalentes e de gerar tabelas de multiplicadores adaptadas para NFRs. Além disso, foi possível realizar a simulação de um reservatório carbonático, integrando a presença de fraturas e os efeitos geomecânicos por meio das tabelas de pseudoacoplamento geradas pelo programa desenvolvido.

Palavras-chave: pseudoacoplamento; reservatórios naturalmente fraturados; geomecânica; tensor de permeabilidade da rede de fraturas; modelo de fechamento de fraturas; permeabilidade equivalente.

ABSTRACT

Naturally Fractured Reservoirs (NFRs) play a crucial role in the oil industry, representing approximately 60% of the world's oil reserves and 40% of gas reserves. The complexity of fracture networks in these reservoirs makes fluid flow patterns significantly more complicated compared to conventional reservoirs. One of the main challenges in managing NFRs is understanding how pressure variations impact fractures and, consequently, the overall permeability of the reservoir during operations. Although numerical simulations provide detailed insights into flow in fractured systems, the need for multiple simulations to calibrate models makes it difficult to routinely incorporate geomechanical aspects. The main objective of this study is to develop a computational tool that captures the hydromechanical behavior of NFRs, integrating the presence of fractures and geomechanical effects into flow simulations. The approach uses pseudocoupling tables that automatically update reservoir porosity and permeability by correlating pore pressure with appropriate multipliers. This program generates these tables in an automated way, making them ready for use in commercial flow simulators and facilitating the integration of geomechanical effects in a practical and efficient manner. The program uses analytical models to calculate the equivalent permeability of the fracture network and the matrix rock, taking into account variations in pore pressure. The proposed methodology approximates geomechanical impacts in simulation models by refining the fracture network permeability tensor, traditionally used to calculate permeability in porous media, by combining it with a fracture closure model and incorporating updates to matrix porosity and permeability. To validate this methodology, four simulations were performed: the first in a hypothetical scenario aligned with the premise that fractures cover the entire cell, validating the adopted model; and three others in representative sections of a carbonate reservoir in Brazil's pre-salt layer. The results confirmed the effectiveness of the methodology, demonstrating its ability to calculate equivalent permeabilities and generate multiplier tables tailored for NFRs. Additionally, it enabled the simulation of a carbonate reservoir, integrating the presence of fractures and geomechanical effects through the pseudocoupling tables generated by the developed program.

Keywords: pseudocoupling; naturally fractured reservoirs; geomechanics; embedded strong discontinuities; equivalent permeability

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Elemento finito cruzado por uma descontinuidade	31
Figura 2	Componente normal e tangencial do fluxo de fluido na descontinuidade	32
Figura 3	Leis de variação de permeabilidade para a rocha matriz e descontinuidade	34
Figura 4	Comportamento reversível e irreversível dos multiplicadores no pseudoacoplamento	41
Figura 5	Métricas para calcular a intensidade de fraturamento	43
Figura 6	Condições de contorno: (a) condições de tensão efetiva e mecânicas (b) condição de contorno hidráulica para obter a permeabilidade horizontal (c) condição de contorno hidráulica para obter a permeabilidade vertical	45
Figura 7	Fluxograma de análise e modelagem da simulação numérica e da solução analítica	46
Figura 8	Fluxograma do processo de geração das tabelas de pseudoacoplamento	48
Figura 9	Interface do arquivo GEOPERM_main	50
Figura 10	Interface do arquivo GEOPERM_geomechanical_parameters	50
Figura 11	Visualização da malha do reservatório dividida em subdomínios, ilustrando a distribuição espacial das células e potenciais zonas fraturadas	52
Figura 12	Representação de fraturas segmentadas nos limites de uma célula	52
Figura 13	Corte transversal do reservatório exibindo duas células convertidas em modelos de rede de fraturas discretas (DFN), ilustrando as fraturas dentro dos limites das células impactadas	53
Figura 14	Fluxograma demonstrativo das etapas operacionais do programa, ilustrando o processo sequencial desde a entrada dos dados até a geração dos arquivos de saída	54
Figura 15	Modelo tridimensional do reservatório com a localização dos poços produtores	57
Figura 16	Modelo tridimensional do reservatório com as 3.813 fraturas	57
Figura 17	Exemplo de arquivo CROCKTYPE.inc definindo tabelas de multiplicadores de porosidade e permeabilidade	58
Figura 18	Inclusão dos arquivos com as permeabilidades equivalente e tabelas de pseudoacoplamento no arquivo principal do simulador comercial	59
Figura 19	Definição das regiões das tabelas de multiplicadores	59
Figura 20	Geometria do cenário hipotético	62
Figura 21	Comparação das respostas de permeabilidade equivalente numérica e analítica nas direções de fluxo horizontal (A) e vertical (B) no cenário hipotético,	

	desconsiderando as atualizações na porosidade e permeabilidade da rocha na solução analítica	63
Figura 22	Erro relativo entre as respostas de permeabilidade equivalente numérica e analítica em cada direção de fluxo no cenário hipotético, desconsiderando as atualizações na porosidade e permeabilidade da rocha na solução analítica	64
Figura 23	Comparação das respostas numérica e analítica dos multiplicadores de permeabilidade equivalente nas direções de fluxo horizontal (A) e vertical (B) no cenário hipotético, desconsiderando as atualizações na porosidade e permeabilidade da rocha na solução	64
Figura 24	Erro relativo entre as respostas numérica e analítica dos multiplicadores de permeabilidade equivalente em cada direção de fluxo no cenário hipotético, desconsiderando as atualizações na porosidade e permeabilidade da rocha na solução analítica	65
Figura 25	Comparação das respostas de permeabilidade equivalente numérica e analítica nas direções de fluxo horizontal (A) e vertical (B) no cenário hipotético, considerando as atualizações na porosidade e permeabilidade da rocha na solução analítica	66
Figura 26	Erro relativo entre as respostas de permeabilidade equivalente numérica e analítica em cada direção de fluxo no cenário hipotético, considerando as atualizações na porosidade e permeabilidade da rocha na solução analítica	66
Figura 27	Comparação das respostas numérica e analítica dos multiplicadores de permeabilidade equivalente nas direções de fluxo horizontal (A) e vertical (B) no cenário hipotético, considerando as atualizações na porosidade e permeabilidade da rocha na solução analítica	67
Figura 28	Erro relativo entre as respostas numérica e analítica dos multiplicadores de permeabilidade equivalente em cada direção de fluxo no cenário hipotético, considerando as atualizações na porosidade e permeabilidade da rocha na solução analítica	67
Figura 29	Modelo geológico construído com aproximadamente 12.000 fraturas	68
Figura 30	Geometria do reservatório carbonático A	69
Figura 31	Comparação das respostas de permeabilidade equivalente, numérica e analítica, nas direções de fluxo horizontal (A) e vertical (B) para o cenário carbonático A	70
Figura 32	Erro relativo entre as respostas de permeabilidade equivalente, numérica e analítica, nas direções de fluxo x, y e z do reservatório carbonático A	71

Figura 33	Comparação das respostas, numérica e analítica, dos multiplicadores de permeabilidade equivalente nas direções de fluxo horizontal (A) e vertical (B) para o cenário carbonático A	72
Figura 34	Erro relativo entre as respostas, numérica e analítica, dos multiplicadores de permeabilidade equivalente nas direções de fluxo x, y e z do reservatório carbonático A	72
Figura 35	Geometria do reservatório carbonático B	73
Figura 36	Comparação das respostas de permeabilidade equivalente, numérica e analítica, nas direções de fluxo horizontal (A) e vertical (B) para o cenário carbonático B	74
Figura 37	Erro relativo entre as respostas de permeabilidade equivalente, numérica e analítica, nas direções de fluxo x, y e z do reservatório carbonático B	75
Figura 38	Comparação das respostas, numérica e analítica, dos multiplicadores de permeabilidade equivalente nas direções de fluxo horizontal (A) e vertical (B) para o cenário carbonático B	75
Figura 39	Erro relativo entre as respostas, numérica e analítica, dos multiplicadores de permeabilidade equivalente nas direções de fluxo x, y e z do reservatório carbonático B	76
Figura 40	Geometria do reservatório carbonático C	77
Figura 41	Comparação das respostas de permeabilidade equivalente, numérica e analítica, nas direções de fluxo horizontal (A) e vertical (B) para o cenário carbonático C	77
Figura 42	Erro relativo entre as respostas de permeabilidade equivalente, numérica e analítica, nas direções de fluxo x, y e z do reservatório carbonático C	78
Figura 43	Comparação das respostas, numérica e analítica, dos multiplicadores de permeabilidade equivalente nas direções de fluxo horizontal (A) e vertical (B) para o cenário carbonático C	79
Figura 44	Divergências entre as respostas, numérica e analítica, dos multiplicadores de permeabilidade equivalente nas direções de fluxo x, y e z do reservatório carbonático C	79
Figura 45	Comparação da frequência (A) e intensidade (B) de fraturas em diferentes cenários de reservatório carbonático	80
Figura 46	Variação da permeabilidade e seus multiplicadores na direção X para os cenários do reservatório carbonático A, B e C	81
Figura 47	Variação da permeabilidade e seus multiplicadores na direção Y para os cenários do reservatório carbonático A, B e C	81
Figura 48	Variação da permeabilidade e seus multiplicadores na direção vertical para os cenários do reservatório carbonático A, B e C	82

Figura 49	Distribuição de porosidade no reservatório para o modelo 1PHI1K	83
Figura 50	Distribuição de permeabilidade do reservatório no modelo 1PHI1K: a) horizontal; b) vertical	84
Figura 51	Distribuição da porosidade (A), permeabilidade horizontal (B) e permeabilidade vertical (C) no modelo de reservatório, destacando quatro pontos específicos: a, b, c e d no modelo 1PHI1K	85
Figura 52	Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento da porosidade em diferentes células do reservatório ao longo do tempo no modelo 1PHI1K	86
Figura 53	Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento da permeabilidade horizontal em diferentes células do reservatório ao longo do tempo no modelo 1PHI1K	87
Figura 54	Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento da permeabilidade vertical em diferentes células do reservatório ao longo do tempo no modelo 1PHI1K	88
Figura 55	Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento da pressão média no reservatório ao longo do tempo no modelo 1PHI1K	89
Figura 56	Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento do volume de poros no reservatório ao longo do tempo no modelo 1PHI1K	89
Figura 57	Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento da taxa de produção (A) e produção acumulada (B) de óleo do reservatório ao longo do tempo no modelo 1PHI1K	90
Figura 58	Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento da taxa de produção (A) e produção acumulada (B) de gás do reservatório ao longo do tempo no modelo 1PHI1K	91
Figura 59	Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento da taxa de produção (A) e produção acumulada (B) de água do reservatório ao longo do tempo no modelo 1PHI1K	92
Figura 60	Distribuição de porosidade do reservatório na matriz (a) e das fraturas (b) para o modelo 2PHI2K	93
Figura 61	Distribuição da permeabilidade da matriz no modelo 2PHI2K, com a permeabilidade horizontal representada em (a) e a vertical em (b)	94
Figura 62	Distribuição da permeabilidade das fraturas no modelo 2PHI2K, com a permeabilidade horizontal representada em (a) e a vertical em (b)	95
Figura 63	Distribuição da porosidade (A), permeabilidade horizontal (B) e permeabilidade vertical (C) no modelo de reservatório, destacando quatro pontos específicos: a, b, c e d no modelo 2PHI2K	96

Figura 64	Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento da permeabilidade horizontal da matriz em diferentes células do reservatório ao longo do tempo no modelo 2PHI2K	96
Figura 65	Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento da permeabilidade horizontal das fraturas em diferentes células do reservatório ao longo do tempo no modelo 2PHI2K	97
Figura 66	Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento da permeabilidade vertical na matriz em diferentes células do reservatório ao longo do tempo no modelo 2PHI2K	98
Figura 67	Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento da permeabilidade vertical das fraturas em diferentes células do reservatório ao longo do tempo no modelo 2PHI2K	99
Figura 68	Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento da pressão média no reservatório ao longo do tempo no modelo 2PHI2K	100
Figura 69	Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento do volume poroso no reservatório ao longo do tempo no modelo 2PHI2K	101
Figura 70	Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento da taxa de produção (A) e produção acumulada (B) de óleo do reservatório ao longo do tempo no modelo 2PHI2K	102
Figura 71	Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento da taxa de produção (A) e produção acumulada (B) de gás do reservatório ao longo do tempo no modelo 2PHI2K	103
Figura 72	Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento da taxa de produção (A) e produção acumulada (B) de água do reservatório ao longo do tempo no modelo 2PHI2K	104

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Propriedades gerais do modelo, da rocha e das fraturas	47
Tabela 2	Variação da porosidade de acordo com a pressão de poro	47
Tabela 3	Exemplo dos arquivos de entrada e suas informações	49
Tabela 4	Exemplo dos arquivos encontrados na saída para o modelo 1PHI1K	55
Tabela 5	Exemplo dos arquivos encontrados na saída para o modelo 2PHI2K	56
Tabela 6	Propriedades do reservatório	60
Tabela 7	Permeabilidades e aberturas iniciais das fraturas para o cenário hipotético	62
Tabela 8	Informações das fraturas para o cenário do reservatório carbonático A	119
Tabela 9	Informações das fraturas para o cenário do reservatório carbonático B	122
Tabela 10	Informações das fraturas para o cenário do reservatório carbonático C	127

LISTA DE SÍMBOLOS

A :	Parâmetro determinado experimentalmente (adimensional)
A_{cs} :	Área transversal (m ²)
A_k :	Área da fratura (m ²)
$e^{\varepsilon_{vol}}$:	Soma dos componentes normais do tensor de deformação (adimensional)
F_{ij} :	Tensor de fraturas (adimensional)
F_{kk} :	Direções principais de permeabilidade (adimensional)
f_k :	Fator de percolação para a fratura k (adimensional)
h :	Largura da banda de deformação (m)
k :	Permeabilidade (mD)
k_{ij} :	Tensor de permeabilidade (mD)
k_o :	Permeabilidade inicial da matriz (mD)
k_s :	Permeabilidade na descontinuidade (mD)
K_Ω :	Tensor de permeabilidade da parte contínua (mD)
K_{ef} :	Tensor de permeabilidade efetiva para o elemento (mD)
K_{ni} :	Rigidez normal inicial (N/m ²)
l_e :	Comprimento do elemento (m)
M :	Matriz obtida a partir dos componentes do vetor m (adimensional)
m :	Vetor unitário normal à base do elemento na direção do nó isolado (adimensional)
N :	Número de fraturas (adimensional)
N_n :	Matriz obtida a partir dos componentes do vetor n (adimensional)
n_k :	Componente de um vetor normal unitário à fratura k
p :	Pressão (Pa)
q :	Vazão (m ³ /s)
q_{ef} :	Fluxo de fluido efetivo para o elemento (m ³ /s)
q_Ω :	Fluxo de fluido na parte contínua do elemento (m ³ /s)
q_s :	Fluxo de fluido na descontinuidade (m ³ /s)
S_e :	Banda de localização de deformação (adimensional)
t :	Direção da descontinuidade (adimensional)
$[[u]]$:	Salto no campo de deslocamento (m)
V :	Volume da célula (m ³)
V_m :	Fechamento máximo da fratura (m)
δ_{ij} :	Delta de Kronecker (adimensional)
ΔP :	Diferença de pressão (Pa)

ΔV_i :	Fechamento atual da fratura (m)
ε :	Campo de deformação regular (adimensional)
ε_S :	Campo de deformação na descontinuidade (adimensional)
ε_Ω :	Campo de deformação na porção contínua (adimensional)
ε_S^0 :	Campo de deformação inicial (adimensional)
μ :	Viscosidade (m ² /s)
ν :	Coefficiente de Poisson
ρ :	Densidade (kg/m ³)
σ_x :	Tensão horizontal em x (Pa)
σ_y :	Tensão horizontal em y (Pa)
σ_z :	Tensão vertical (Pa)
σ_Ω :	Campo de tensões na parte contínua do elemento (Pa)
σ_S :	Campo de tensão na banda de localização de deformação (Pa)
σ_n :	Tensão normal à fratura (Pa)
Σ :	Matriz constitutiva do material (adimensional)
ϕ :	Porosidade (adimensional)
ϕ_0 :	Porosidade da matriz rochosa na configuração de referência (adimensional)
Ω_e :	Domínio do elemento (adimensional)

ABREVIATURAS

DFN	Rede de Fraturas Discretas (do inglês "Discrete Fracture Network")
NFR	Reservatório Naturalmente Fraturado (do inglês "Naturally Fractured Reservoir")

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	CONTEXTO E MOTIVAÇÃO	19
1.2	OBJETIVOS	23
1.2.1	Objetivo Geral	23
1.2.2	Objetivos Específicos	23
1.3	ESTRUTURA DA TESE	24
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	27
2.1	MODELOS DE REDES DE FRATURAS DISCRETAS	27
2.2	ELEMENTOS FINITOS COM DESCONTINUIDADES FORTES EMBEBIDAS	29
2.2.1	Equações de fluxo	32
2.2.2	Atualização da Porosidade e Permeabilidade do Meio Poroso	33
2.3	MODELO CONSTITUTIVO DE FECHAMENTO	34
2.4	TENSOR DE PERMEABILIDADE DA REDE DE FRATURAS	36
2.5	ACOPLAMENTO GEOMECÂNICO COM SIMULAÇÃO DE FLUXO	38
2.5.1	Totalmente Acoplado	39
2.5.2	Acoplamento Explícito ou em uma via	40
2.5.3	Acoplamento Iterativo ou em duas vias	40
2.5.4	Pseudoacoplamento	40
2.6	INTENSIDADE DE FRATURAS	42
3	METODOLOGIA	44
3.1	SIMULAÇÕES NUMÉRICAS E SOLUÇÕES ANALÍTICAS	44
3.2	TABELAS DE PSEUDOACOPLAMENTO	47
3.3	PROGRAMA GEOPERM	49
3.3.1	Arquivos de Entrada	49
3.3.2	Processos do Programa	51
3.3.3	Arquivos de Saída	54
3.4	APLICAÇÃO DAS TABELAS DE PSEUDOACOPLAMENTO	56
4	RESULTADOS	61
4.1	CENÁRIO HIPOTÉTICO	61
4.2	CENÁRIOS DO RESERVATÓRIO CARBONÁTICO	68
4.2.1	Reservatório carbonático A	69
4.2.2	Reservatório carbonático B	73
4.2.3	Reservatório carbonático C	76

4.2.4	Análise das Intensidades de Fratura nos Cenários do Reservatório Carbonático	80
4.3	SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS COM E SEM PSEUDOACOPLAMENTO	82
4.3.1	Resultados 1phi1k	83
4.3.2	Resultados 2phi2k	93
5	DISCUSSÃO	105
5.1	EFEITOS GEOMECÂNICOS NA PERMEABILIDADE EQUIVALENTE EM NFRS	105
5.2	USO DA ABORDAGEM ANALÍTICA CONSIDERANDO OS EFEITOS GEOMECÂNICOS NA ANÁLISE DA PERMEABILIDADE EQUIVALENTE E CRIAÇÃO DE SEUS MULTIPLICADORES EM NFRS	105
5.3	EFEITO DA FREQUÊNCIA E INTENSIDADE DE FRATURAS	108
5.4	SIMULAÇÃO COM PSEUDOACOPLAMENTO	109
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	110
6.1	CONCLUSÕES	110
6.2	SUGESTÕES PARA ESTUDOS FUTUROS	111
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	112
	APÊNDICE A - DETALHES DAS FRATURAS PARA OS CENÁRIOS CARBONÁTICOS	119

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO E MOTIVAÇÃO

Formações geológicas fraturadas estão presentes em todo o mundo e despertam o interesse de diversos pesquisadores em campos como exploração e contaminação de aquíferos, exploração de reservatórios de petróleo, exploração de reservatórios geotérmicos, armazenamento de calor, entre outros (BEAR *et al.*, 1993; SAHIMI, 1995; NATIONAL RESEARCH COUNCIL, 1996, 2001; EVANS *et al.*, 2001; BERKOWITZ, 2002).

Em particular, no contexto da exploração de reservatórios de petróleo, os reservatórios naturalmente fraturados (ou NFRs do inglês "*Naturally Fractured Reservoir*") ocupam uma posição distinta. De acordo com Spence *et al.*, (2014), NFRs são formações geológicas subterrâneas que contêm hidrocarbonetos (petróleo e gás natural) e são caracterizados pela presença de fraturas naturais ou fissuras. Essas fraturas podem resultar de diversos processos geológicos, como o movimento das placas tectônicas, estruturas formadas pela contração térmica durante o resfriamento de rochas vulcânicas, ou o acúmulo de tensões em camadas de rocha sedimentar que eventualmente levam a rupturas ou fraturas.

A importância dos NFRs fica clara ao considerar que eles representam cerca de 60% das reservas globais de petróleo e 40% das reservas globais de gás (AHMED, 2014). Portanto, torna-se essencial realizar uma caracterização precisa das propriedades da rede de fraturas para otimizar a modelagem e simulação desses reservatórios. (HARIDY *et al.*, 2019). Além disso, a eficiência da recuperação em NFRs é diretamente influenciada pelo aumento da permeabilidade devido a presença das fraturas naturais nesses sistemas (GOLF-RACHT, 1982; GHAFAROKHI e WILSON, 2015).

Muitos estudos evidenciam que o fluxo nesses reservatórios é mais complexo quando comparado com reservatórios não fraturados. SARMA e AZIZ (2006) ressaltam que essa complexidade advém da presença de múltiplas fraturas ou sistemas de falhas dentro da rocha, corroborado por PAN *et al.*, (2010).

A caracterização destas estruturas de fluxo não é trivial. Enquanto algumas podem ser definidas por métodos geofísicos e hidráulicos, muitas outras demandam abordagens estatísticas (YEH e LIU, 2000; RUBIN e HUBBARD, 2005; DREUZY *et al.*, 2012).

Entretanto, ao abordar a modelagem de NFRs, surge a necessidade de discernir quais propriedades das fraturas são mais importantes para o fluxo e transporte de fluidos. Neste contexto, a abordagem de Redes de Fraturas Discretas (DFN, na sigla em inglês "*Discrete*

Fracture Network") assume protagonismo. As DFN são projetadas para simular o ambiente fraturado em uma escala reduzida, garantindo, contudo, que as características individuais de cada fratura sejam fielmente representadas.

A análise das Redes de Fraturas Discretas (DFN) é importante no desenvolvimento de modelos hidromecânicos que levem em conta as características discretas que influenciam o fluxo de fluidos. Entender a natureza dos caminhos de transporte nestas características e suas barreiras ao fluxo é essencial, pois impacta diretamente na precisão da modelagem. Sem esse entendimento, não é possível alcançar resultados confiáveis. Nesse contexto, a análise de DFN tem uma importância fundamental, ajudando a criar modelos que capturem a complexidade das redes de fraturas e representem adequadamente o comportamento do fluxo de fluidos. Ao levar em conta tanto as características conhecidas quanto desconhecidas das fraturas, é possível melhorar a precisão e confiabilidade dos resultados em diversas aplicações, como na exploração de recursos naturais e na avaliação de riscos ambientais.

A escolha da técnica apropriada para analisar a permeabilidade em um modelo DFN é importante para a recuperação de reservatórios naturalmente fraturados. De acordo com Haridy *et al.*, (2019), dois métodos comumente utilizados são: a simulação numérica baseada em fluxo e a abordagem analítica, conhecida como método de Oda.

A primeira, simulação numérica baseada em fluxo, é altamente precisa, pois considera detalhes do fluxo dentro de canais de fratura individuais. No entanto, essa abordagem é computacionalmente custosa, pois requer a simulação de cada fratura individualmente (ELFEEL, 2014). Portanto, seu uso pode ser limitado em termos de tempo de processamento e recursos computacionais disponíveis. Enquanto os modelos analíticos resolvem o problema em frações de segundo ou poucos segundos, as simulações numéricas podem levar de alguns minutos a várias horas (MACIEL *et al.*, 2024).

Alternativamente, a abordagem analítica, ou método de Oda, é uma abordagem computacionalmente eficiente. Nesse método, a permeabilidade é calculada com base em informações sobre a geometria da fratura, como abertura, tamanho e orientação. No entanto, é importante ressaltar que o método de Oda é mais adequado para redes de fraturas que atravessam completamente a célula. Em casos de redes de fraturas que intersectam parcialmente a célula, o método pode fornecer resultados imprecisos (DERSHOWITZ *et al.*, 2000; MACIEL *et al.*, 2024).

Portanto, ao escolher entre a simulação numérica baseada em fluxo e a abordagem analítica, é essencial considerar a precisão desejada, os recursos computacionais disponíveis e a conectividade da rede de fraturas em estudo (CHEN *et al.*, 2006; PRAJAPATI *et al.*, 2023).

A seleção cuidadosa da técnica apropriada permite uma estimativa mais confiável da permeabilidade, contribuindo significativamente para a otimização da recuperação em reservatórios naturalmente fraturados.

Nesse cenário, uma abordagem amplamente aceita para a simulação da propagação de fissuras em estruturas de concreto é o método dos elementos finitos com descontinuidades fortes embebidas, proposto por Manzoli e Shing (2006). Posteriormente, essa técnica foi adaptada por Beserra *et al.*, (2016) para modelar a propagação e o fechamento de fraturas em meios porosos saturados, incorporando os efeitos do acoplamento hidromecânico.

A técnica de descontinuidade forte embebida está implementada no *software* de elementos finitos CODE_BRIGHT (OLIVELLA *et al.*, 1994, 1995; GUIMARÃES *et al.*, 2007). Essa abordagem elimina a necessidade de elementos de interface, o que reduz o número de elementos finitos e simplifica o processo de modelagem. Assim, otimiza-se a simulação para sistemas de larga escala ou para aqueles com alta densidade de fraturas. Embora o tempo computacional seja maior em comparação com abordagens analíticas, essa técnica está em conformidade com os princípios da mecânica do contínuo.

De forma distinta, Oda (1985) desenvolveu uma teoria que trata maciços rochosos fraturados como meios porosos homogêneos e anisotrópicos. Nessa teoria, o tensor de permeabilidade é formulado com base em quantidades mensuráveis obtidas *in situ*, como dados de orientação das fraturas (ODA *et al.*, 1989). A abordagem proposta calcula o tensor de permeabilidade considerando o tensor de fratura, que é determinado pela geometria da fratura, incluindo abertura, tamanho e orientação. Essa abordagem é amplamente utilizada em *softwares* comerciais para calcular tensores de permeabilidade de fratura e é reconhecida como um método algorítmico rápido (GHAHFAROKHI, 2017).

Como mencionado anteriormente, uma parte significativa dos hidrocarbonetos é encontrada em reservatórios naturalmente fraturados (NFRs), muitas vezes considerados como meios porosos contínuos equivalentes, negligenciando o impacto das fraturas no fluxo de fluidos e na geomecânica (ZAREIDARMIYAN *et al.*, 2018). No entanto, essa simplificação parece inadequada em certas situações, especialmente em reservatórios carbonáticos, onde uma parte significativa das reservas convencionais de petróleo e gás está localizada em rochas carbonáticas com variado grau de intensidade de fraturamento (NELSON, 2001; NARR *et al.*, 2006).

Para apoiar essa afirmação, estudos conduzidos por Li *et al.*, (2015) e Yan *et al.*, (2018) demonstraram que a presença de redes de fraturas naturais resulta em padrões de fluxo complexos e concentração de tensões e deformações nos reservatórios. Esse comportamento

ocorre porque as fraturas controlam a resposta mecânica da rocha fraturada, atuam como caminhos preferenciais para o transporte de fluidos e são mais sensíveis a mudanças de tensão (GUTIERREZ e YOUN, 2015; SHIN e SANTAMARINA, 2019; MEJIA *et al.*, 2022).

De acordo com Couples (2014), o papel da geomecânica em reservatórios fraturados é mais complexo do que sugerido, como ilustrado por simulações numéricas que demonstram a ocorrência de interações não lineares intensas entre fluidos e deformação mecânica. Os movimentos resultantes dentro de massas rochosas fraturadas podem causar mudanças significativas nas propriedades de fluxo. Embora um reservatório fraturado possa apresentar uma resposta de fluxo real durante a produção que corresponde de perto às previsões, frequentemente há uma ampla variação no comportamento do fluxo. Couples (2014) chega a afirmar que engenheiros e geólogos experientes parecem operar com a expectativa de que reservatórios fraturados apresentem alguns fenômenos inesperados, como curvas de declínio acentuado, antecipação da produção de água e padrões de interferência incomuns.

Sob uma perspectiva geomecânica, espera-se que sistemas fraturados interativos apresentem variações nas aberturas das fraturas durante eventos transitórios, como aqueles decorrentes das operações do reservatório. (MACIEL *et al.*, 2024). As aberturas variam no tempo e no espaço de acordo com o comportamento esperado do sistema. Em situações extremas, conforme destacado por Dreuzy *et al.*, (2012), o fechamento de uma fratura pode desconectar caminhos hidráulicos, resultando em uma reorganização do fluxo dentro da rede. Portanto, é essencial empregar um modelo tridimensional que considere tanto a heterogeneidade na geometria das fraturas quanto os arranjos complexos dentro da rede. Considerar a interação entre fluidos e geomecânica em reservatórios naturalmente fraturados pode ter um impacto significativo nas propriedades de fluxo e no comportamento do reservatório. Falhas e fraturas estão presentes em praticamente todas as rochas de grande profundidade, e sua influência se estende ao transporte de fluidos, às propriedades mecânicas e à estabilidade do poço (ZOBACK, 2007).

Nesse contexto, o método de Oda, amplamente utilizado para estimar a permeabilidade equivalente da rede de fraturas em condições estáticas, onde as aberturas de fraturas são consideradas constantes, assume uma nova dimensão quando aplicado de forma dinâmica. Durante a exploração do reservatório, as condições de pressão e tensão mudam, afetando a porosidade da rocha e as aberturas das fraturas. Ajustando dinamicamente as condições de pressão ou tensão efetiva do reservatório no método de Oda, é possível levar em consideração essas variações e obter uma compreensão mais precisa do comportamento da permeabilidade equivalente do meio poroso fraturado.

Segundo Falcão (2013) incorporar a geomecânica no dia a dia do engenheiro de reservatórios pode ser inviável, considerando a quantidade de simulações necessárias para ajustar um modelo e prever diferentes cenários. No entanto, uma alternativa ao alto custo computacional é o pseudoacoplamento, que atualiza a porosidade e permeabilidade com base em uma tabela relacionando a poropressão com os multiplicadores apropriados (SEN e SETTARI, 2005). Essa abordagem, disponível em *softwares* comerciais, como por exemplo o IMEX da CMG (*Computer Modelling Group Ltd.*), oferece um ganho de tempo computacional e pode ser uma boa opção para uma consideração aproximada da geomecânica.

A abordagem do pseudoacoplamento permite uma representação aproximada dos efeitos geomecânicos no modelo de simulação, oferecendo uma alternativa computacionalmente eficiente para considerar a interação entre fluxo e geomecânica. Dessa forma, é possível analisar e mitigar os impactos desses efeitos nos NFRs, proporcionando uma maior confiabilidade ao modelo de previsão e auxiliando na tomada de decisões dos engenheiros de reservatórios, maximizando o aproveitamento das informações disponíveis durante o gerenciamento do reservatório.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

O principal objetivo deste estudo é desenvolver uma ferramenta computacional para capturar o comportamento hidromecânico de reservatórios naturalmente fraturados (NFRs) e incorporar a presença de fraturas e os efeitos geomecânicos nas simulações de fluxo por meio de tabelas de pseudoacoplamento.

1.2.2 Objetivos Específicos

Este estudo tem por objetivos específicos:

- Aprimorar a forma de uso do tensor de permeabilidade da rede de fraturas, tradicionalmente utilizado para calcular a permeabilidade em meios porosos, combinando o com a formulação de fechamento de fraturas e incorporando atualizações na porosidade e permeabilidade do meio poroso;

- Comparar as soluções numérica e analítica por meio do cálculo da permeabilidade equivalente em células DFN, permitindo uma análise detalhada e a identificação das melhores maneiras de agrupar as fraturas para a criação das tabelas de pseudoacoplamento;
- Criar um programa para geração automática das tabelas de pseudoacoplamento que possam ser utilizadas nos simuladores de fluxo comerciais;
- Demonstrar a aplicação da abordagem proposta por meio da simulação de um reservatório carbonático integrando os efeitos geomecânicos através das tabelas de pseudoacoplamento geradas pelo programa desenvolvido neste estudo.

1.3 ESTRUTURA DA TESE

Esta tese está estruturada da seguinte forma:

No primeiro capítulo, foi apresentado um panorama geral do tema abordado pela tese, estabelecendo a relevância do estudo dentro do campo de pesquisa. Descreveu-se o cenário atual e as circunstâncias que motivaram a realização deste estudo, destacando a importância científica e prática do tema e justificando a necessidade da pesquisa. Foram especificados os objetivos, geral e específicos, que o estudo se propõe a alcançar, delineando as metas claras e mensuráveis que guiarão todo o desenvolvimento da tese.

No segundo capítulo, será realizada uma revisão bibliográfica abrangente, que englobará modelos constitutivos, estratégias para a representação do comportamento das fraturas e o cálculo do tensor de permeabilidade em redes de fraturas. Além disso, serão sumarizados métodos de acoplamento geomecânico com simulação de reservatórios, com ênfase no método de pseudoacoplamento. A seção será concluída com a descrição do sistema de representação para as medidas de intensidade das fraturas. Esse embasamento teórico fundamentará a metodologia proposta para simulação de reservatórios naturalmente fraturados, integrando efeitos geomecânicos por meio do pseudoacoplamento.

No terceiro capítulo, serão delineadas as etapas e processos pertinentes à simulação numérica e à solução analítica. Serão detalhados o uso de softwares específicos e as propriedades consideradas para os diversos cenários examinados. Será descrita, também, a metodologia para a elaboração das tabelas de pseudoacoplamento, fundamentais para incorporar os efeitos geomecânicos na modelagem de NFRs. O capítulo apresentará ainda uma exposição aprofundada do programa desenvolvido para gerar as tabelas de pseudoacoplamento

em escala de reservatório, incluindo uma explanação sobre os arquivos de entrada e saída, assim como sobre o funcionamento do programa. O capítulo será concluído com a explicação de como se deu a aplicação das tabelas de pseudoacoplamento e todos os detalhes do reservatório utilizado para as simulações em escala de reservatório.

No quarto capítulo, serão apresentados os resultados obtidos pelas abordagens numéricas e analíticas, bem como suas comparações, visando à validação do método proposto. O foco principal será demonstrar a eficácia do método analítico no cálculo do tensor de permeabilidade equivalente em reservatórios naturalmente fraturados (NFRs) e na elaboração das tabelas de pseudoacoplamento, considerando variações de pressão e tensão efetiva. Para a validação, quatro cenários serão simulados. Inicialmente, será estabelecido um cenário hipotético alinhado com as suposições de Oda, caracterizado por fraturas interconectadas que ocupam toda a célula, com o objetivo de validar o modelo analítico. Em seguida, serão analisadas três seções de um reservatório carbonático offshore da camada pré-sal, explorado pela Petrobras no Brasil, cada uma apresentando diferentes frequências e intensidades de fraturas. Após validar as metodologias, será realizada a simulação de um cenário em escala de reservatório utilizando o programa desenvolvido para gerar tabelas de pseudoacoplamento, para modelos de porosidade e permeabilidade única (1PHI1K) e modelos de dupla porosidade e permeabilidade (2PHI2K).

O quinto capítulo, dedicado à discussão, aborda os efeitos geomecânicos na permeabilidade equivalente em reservatórios naturalmente fraturados (NFRs), explorando o uso da abordagem analítica que considera esses efeitos para a análise da permeabilidade equivalente e a criação de seus multiplicadores, além de avaliar o impacto da frequência e intensidade das fraturas. A análise detalhada dos resultados discutirá a interpretação dos dados numéricos e analíticos em relação aos objetivos e hipóteses inicialmente propostos. O capítulo também examinará as implicações práticas do uso das tabelas de pseudoacoplamento na simulação de reservatórios.

No sexto capítulo, as conclusões ressaltarão a importância de incluir os efeitos geomecânicos na simulação de reservatórios naturalmente fraturados (NFRs) por meio de tabelas de pseudoacoplamento, visando a obter representações mais realistas. Destacar-se-á que o programa desenvolvido demonstrou alta eficiência na geração dessas tabelas e na atualização das porosidades e permeabilidades das células que contêm fraturas. A metodologia proposta será apresentada como uma ferramenta eficaz para integrar os efeitos geomecânicos na simulação de reservatórios. Além disso, o capítulo trará sugestões para a continuidade dos estudos sobre pseudoacoplamento e para o aprimoramento do programa desenvolvido.

Para concluir a tese, será apresentada uma lista completa das referências bibliográficas utilizadas, fornecendo o suporte teórico necessário para o avanço da discussão sobre os resultados obtidos.

Os estudos e programas desenvolvidos ao longo desta tese de doutorado resultaram em contribuições significativas para a literatura científica, com participações em diversas publicações. Esses trabalhos abordam desde a modelagem hidromecânica de reservatórios naturalmente fraturados até a simulação do comportamento de propriedades hidráulicas em meios fraturados. As publicações incluem:

- **Maciel B**, Alvarez L, Belfort N, Guimarães L, Beserra L (2024). *Effectiveness of embedded discontinuities technique in capturing geomechanical behavior in naturally fractured reservoirs*. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 14. <https://doi.org/10.1007/s13202-023-01735-x>
- Souza F.M., Gomes I.F., Nogueira F.C.C., Vasconcelos D.L., **Maciel B**, Souza J.A.B., Guimarães L.J.N., Beserra L.B.S. (2022). *2D modeling and simulation of deformation bands' effect on fluid flow: Implications for hydraulic properties in siliciclastic reservoirs*. Journal of Structural Geology, 158, 104581. <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2022.104581>
- Rodríguez X.A., Guimarães L.J.N., **Maciel B** (2022). *Hydromechanical analysis of fractured carbonates via finite elements with embedded discontinuities: scenarios based on the Brazilian Pre-salt*. In: Proceedings of CILAMCE 2022, Foz do Iguaçu, Brasil.
- Alvarez L., Guimarães L.J.N., Gomes I.F., Beserra L.B.S., Pereira L., Miranda T., **Maciel B**, Barbosa A. (2021). *Impact of fracture topology on the fluid flow behavior of naturally fractured reservoirs*. Energies. <https://doi.org/10.3390/en14175488>
- Alvarez L., Beserra L.B.S., Guimarães L.J.N., **Maciel B**, Manzoli O. (2020). *Modeling of near-wellbore permeability reduction due to depletion of a naturally fractured reservoir*. 54th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, Golden, Colorado, USA.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Os modelos de fraturas discretas (2.1) são ferramentas essenciais para quantificar fenômenos de fluxo e armazenamento que os modelos contínuos podem não capturar com precisão. Esses modelos fornecem uma representação detalhada do comportamento das fraturas e de sua interação com o meio circundante. Uma técnica eficaz para simular esses modelos é a abordagem de descontinuidades fortes embebidas (2.2), que permite incorporar o comportamento das fraturas nos elementos finitos existentes, representando suas características de forma precisa

Conforme avançamos no desenvolvimento de um reservatório de petróleo, as condições de pressão e tensão mudam. Esta mudança influencia diretamente a porosidade da rocha e a abertura das fraturas. Nesse cenário, o modelo de fechamento de fratura (2.3) assume relevância ao calcular o comportamento mecânico das fraturas diante dessas variações. Paralelamente, a abordagem proposta por Oda oferece um método eficiente para calcular o tensor de permeabilidade da rede de fraturas (2.4) de forma analítica, sendo amplamente aplicada em sistemas de Rede de Fraturas Discretas (DFN).

No início do século XXI, a indústria reconheceu a importância da interação entre o fluxo de fluidos e a geomecânica para a gestão eficiente de reservatórios. Diversas estratégias foram desenvolvidas para acoplar esses dois aspectos. A seção (2.5) apresenta um resumo de alguns métodos de acoplamento geomecânico com simulação de reservatórios. Dentre eles, o método de pseudoacoplamento ganha destaque ao oferece uma alternativa com melhorias significativas e de fácil implementação, atualizando a porosidade e permeabilidade com base em tabelas que relaciona a poropressão com multiplicadores apropriados. O capítulo 2 conclui, explicando o sistema de representação para as medidas de intensidade de fraturas (2.6).

2.1 MODELOS DE REDES DE FRATURAS DISCRETAS

Os modelos de Redes de Fraturas Discretas (DFN) oferecem uma representação detalhada dos meios fraturados, onde fluxo de fluidos é simulado diretamente dentro das fraturas, permitindo a incorporação de várias características dos sistemas reais de fraturas, o que é capaz de lidar com geometrias de fratura complexas. (BERKOWITZ e BALBERG, 1993).

Os meios fraturados podem apresentar uma permeabilidade anisotrópica determinada pela abertura, comprimento e orientação das fraturas. Devido à forte influência da abertura das fraturas no fluxo de fluidos, o efeito da tensão na permeabilidade dos meios fraturados pode ser

de grande importância. Isso implica que as características como a direção e magnitude das tensões, podem afetar a permeabilidade das fraturas e, conseqüentemente, o fluxo de fluidos. Quando sujeitas a diferentes estados de tensão, as fraturas podem se abrir ou fechar, alterando a conectividade e a eficiência do fluxo de fluidos através do meio fraturado. (LANG *et al.*, 2014).

Assim, compreender o comportamento das fraturas em resposta a tensão é fundamental para avaliar adequadamente a permeabilidade e o fluxo nesses meios. A importância da tensão na permeabilidade dos meios fraturados enfatiza a necessidade de considerar os efeitos geomecânicos ao modelar e prever o comportamento do fluxo de fluidos (SAYERS, 1990).

Inicialmente, os modelos DFN foram desenvolvidas para modelar meios fraturados (LONG *et al.*, 1982), posteriormente aplicadas para entender estruturas de fluxo em redes de fraturas complexas (DREUZY *et al.*, 2001; LEUNG e ZIMMERMAN, 2010; LE GOC *et al.*, 2010; PICHOT *et al.*, 2010), aumento de permeabilidade e dispersividade (CHARLAIX *et al.*, 1987; DREUZY *et al.*, 2001, 2010; BAGHBANAN e JING, 2007; FRAMPTON e CVETKOVIC, 2007, 2009), e definir a abordagem correta de modelagem (LONG *et al.*, 1985; SAHIMI, 1993; DAVY *et al.*, 2006; JOURDE *et al.*, 2007; CELLO *et al.*, 2009; JI *et al.*, 2011). As DFN podem extrair informações importantes sobre as propriedades de fluxo a partir de extensos dados geológicos e geofísicos disponíveis no meio fraturado (BONNET *et al.*, 2001; DAVY *et al.*, 2010).

As primeiras simulações tridimensionais (3D) de DFN demonstraram a ampla gama de tempos de transporte dentro de uma determinada rede de fraturas (LONG *et al.*, 1985; NORDQVIST *et al.*, 1996; DERSHOWITZ e FIDELIBUS, 1999). Elas também indicaram a possibilidade de eliminar fraturas menores de redes dominadas por fraturas maiores (WELLMAN *et al.*, 2009).

No entanto, a modelagem 3D de DFN (Discrete Fracture Network) enfrenta desafios, principalmente na geração de malhas de alta qualidade ao utilizar algoritmos de malha clássicos (MARYŠKA *et al.*, 2004; KALBACHER *et al.*, 2006). A execução de simulações de fluxo tridimensionais em DFN frequentemente exige ajustes nas configurações geométricas, o que pode comprometer a qualidade da malha (Erhel *et al.*, 2011). Essa limitação tem restringido o uso efetivo de modelos DFN em três dimensões. Contudo, pesquisas estão em andamento para superar esses obstáculos, investigando métodos avançados para simulação em DFN 3D.

O artigo de Manzoli *et al.*, (2021) propõe um novo modelo de fratura discreta para a simulação de transporte de fluidos em meios porosos naturalmente fraturados, utilizando elementos finitos de acoplamento (CFEs). Esse método permite conectar malhas independentes

de rochas e fraturas, mantendo a continuidade do campo de pressão entre ambas, sem a necessidade de graus de liberdade adicionais. Essa abordagem é eficaz para representar redes complexas de fraturas em 2D e 3D, incluindo casos em que as malhas não são coincidentes. Os resultados numéricos mostram que o modelo captura com precisão o comportamento do fluxo em meios fraturados, validando a técnica tanto para problemas estáticos quanto transientes.

Entre os métodos estudados, a técnica de descontinuidades fortes embebidas destaca-se por reduzir os custos computacionais relacionados à discretização do meio fraturado, minimizando a necessidade de elementos de interface adicionais e, assim, diminuindo o número total de elementos finitos. Embora seja precisa na modelagem do fluxo em cada fratura individualmente, essa técnica é computacionalmente intensiva e pode ser limitada por restrições de tempo e recursos (MACIEL *et al.*, 2024).

Outra abordagem é a solução analítica, que é mais eficiente computacionalmente, pois calcula a permeabilidade com base nas características geométricas das fraturas. Essa solução é ideal para redes de fraturas que atravessam completamente a célula, mas pode fornecer resultados menos precisos para redes que intersectam a célula apenas parcialmente (DERSHOWITZ *et al.*, 2000).

A escolha entre esses métodos deve equilibrar a precisão desejada, os recursos disponíveis e a conectividade da rede de fraturas, a fim de garantir estimativas confiáveis de permeabilidade e melhorar a recuperação do reservatório.

2.2 ELEMENTOS FINITOS COM DESCONTINUIDADES FORTES EMBEBIDAS

Uma das técnicas de simulação numérica capazes de representar o comportamento das fraturas em formações rochosas é a abordagem de descontinuidades fortes embebidas, que permite incorporar o efeito de uma descontinuidade (fratura) nos elementos finitos já existentes. Proposta por Manzoli e Shing (2006) para a simulação da propagação de fraturas em estruturas de concreto e adaptada por Beserra *et al.*, (2018) para a simulação de fluxo de fluidos em meios porosos deformáveis, essa técnica foi implementada no CODE_BRIGHT, um *software* de elementos finitos que realiza análises numéricas em um esquema totalmente acoplado. Ao introduzir o efeito da descontinuidade nos elementos finitos, o modelo se torna capaz de simular as interações entre a matriz rochosa deformável e as fraturas, considerando a influência da deformação e abertura das fraturas no fluxo de fluidos.

Uma das vantagens dessa técnica é que ela elimina a necessidade de elementos adicionais, como exigido no método convencional de fraturas discretas. Isso simplifica

significativamente o processo de modelagem, reduzindo a complexidade e o tempo computacional necessários para obter resultados confiáveis. Dessa forma, o uso de descontinuidades fortes embebidas no contexto da simulação numérica com o método dos elementos finitos oferece uma alternativa eficiente e precisa para modelar descontinuidades em meios porosos, como fraturas em formações geológicas, acelerando o processo de simulação e permitindo a análise de sistemas de maior escala. Além disso, as descontinuidades fortes embebidas são consistentes com os princípios da mecânica dos meios contínuos, garantindo maior coerência com as propriedades físicas dos meios porosos, contribuindo para a precisão dos resultados da simulação, tornando-a uma escolha valiosa para diversas aplicações nas áreas de engenharia (MACIEL *et al.*, 2024).

Para derivar adequadamente as formulações dos elementos finitos com descontinuidades fortes embebidas, é importante considerar aspectos fundamentais relacionados à cinemática e à estática da descontinuidade. A cinemática deve representar com precisão a posição da interface dentro do elemento, bem como o deslocamento relativo (abertura e deslizamento) entre as faces opostas da interface. Além disso, a condição de continuidade de tração deve ser aplicada corretamente para estabelecer uma relação precisa entre as trações na interface interna e as tensões na porção contínua circundante. Essas considerações são essenciais para garantir a precisão e consistência dos resultados obtidos (BESERRA *et al.*, 2018).

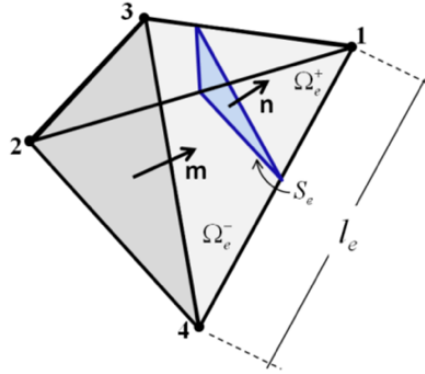
A incorporação dessa técnica no CODE_BRIGHT foi realizada de maneira prática e conveniente, integrando-se ao código com facilidade. O salto no campo de deslocamento pode ser aproximado como deformações equivalentes inelásticas, que podem ser calculadas dentro do módulo constitutivo do programa de elementos finitos durante o processo de integração de tensões nos elementos (ALVAREZ *et al.*, 2020).

As equações dos elementos finitos sem descontinuidades são usadas para representar a parte contínua do problema. No entanto, para modelar o comportamento da interface de descontinuidade, é necessária uma abordagem adicional. Uma opção é utilizar uma equação constitutiva que relacione diretamente as tensões e os deslocamentos na interface de descontinuidade. Alternativamente, um modelo constitutivo contínuo pode ser usado, que relaciona as tensões e as deformações considerando a aproximação contínua das descontinuidades fortes (ALVAREZ *et al.*, 2020).

Considere um elemento tetraédrico com quatro nós pertencentes ao domínio Ω_e . O comprimento desse elemento é representado por l_e . Esse elemento possui uma descontinuidade,

denominada S_e , que divide o elemento em duas partes distintas, isolando o nó 1 dos nós 2, 3 e 4, conforme ilustrado na Figura 1.

Figura 1 Elemento finito cruzado por uma descontinuidade



Fonte: adaptado de Beserra (2015)

O salto no campo de deslocamento $[[\mathbf{u}]]$, na região S_e , resulta em um movimento relativo rígido. O campo de deformação na porção contínua ε_Ω e na descontinuidade ε_S podem ser expressos como:

$$\varepsilon_\Omega = \varepsilon - \frac{1}{l_e} \mathbf{M} [[\mathbf{u}]] \quad (1)$$

$$\varepsilon_S = \varepsilon - \frac{1}{l_e} \mathbf{M} [[\mathbf{u}]] + \frac{1}{h} \mathbf{N}_n [[\mathbf{u}]] \quad (2)$$

onde, ε é campo de deformação regular e h é largura da descontinuidade (abertura atual da fratura).

E o campo de tensão correspondente é dado por:

$$\sigma_\Omega = \Sigma(\varepsilon_\Omega) = \Sigma\left(\varepsilon - \frac{1}{l_e} \mathbf{M} [[\mathbf{u}]]\right) \quad (3)$$

$$\sigma_S = \Sigma(\varepsilon_S) = \Sigma\left(\varepsilon - \frac{1}{l_e} \mathbf{M} [[\mathbf{u}]] + \frac{1}{h} \mathbf{N}_n [[\mathbf{u}]]\right) \quad (4)$$

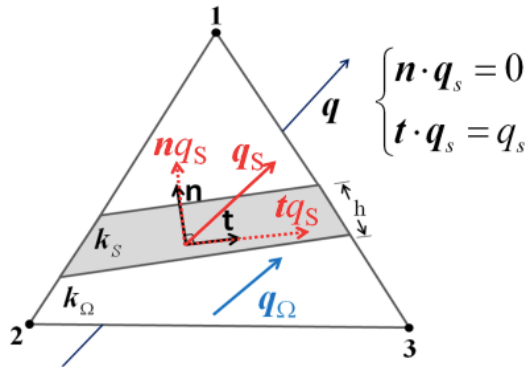
onde, Σ é a matriz constitutiva do material, $\mathbf{M}$ e $\mathbf{N}_n$ são matrizes obtidas a partir dos componentes dos vetores $\mathbf{m}$ e $\mathbf{n}$, respectivamente. A continuidade das tensões na interface do elemento é assegurada pela seguinte relação:

$$\mathbf{N}_n \cdot (\boldsymbol{\sigma}_\Omega - \boldsymbol{\sigma}_s) = 0 \quad (5)$$

2.2.1 Equações de fluxo

O fluxo de Darcy na descontinuidade pode ser decomposto em uma componente normal e tangencial, como ilustrado na Figura 2.

Figura 2 Componente normal e tangencial do fluxo de fluido na descontinuidade



Fonte: adaptado de Beserra (2015)

A formulação utilizada neste estudo considera que o fluxo de fluido em uma fratura ocorre em sua direção, portanto, apenas a componente tangencial é considerada. A lei de Darcy pode ser escrita, tanto para o contínuo quanto para a fratura, da seguinte forma:

$$\mathbf{q}_\Omega = -\mathbf{K}_\Omega \nabla p \quad (6)$$

$$\mathbf{q}_s = -\frac{h}{l_e} k_s \mathbf{t} \otimes \mathbf{t} \nabla p \quad (7)$$

À medida que a fratura se torna um caminho preferencial para o fluxo em direção à descontinuidade em um meio poroso, isso pode ser interpretado como uma anisotropia induzida

na direção da fratura em todo o meio. Como resultado, a permeabilidade efetiva do elemento é dada por:

$$\mathbf{q}_{ef} = -\mathbf{K}_{ef} \nabla p \quad (8)$$

$$\mathbf{K}_{ef} = \left(\mathbf{K}_{\Omega} + \frac{h}{l_e} k_s \mathbf{t} \otimes \mathbf{t} \right) \quad (9)$$

2.2.2 Atualização da porosidade e permeabilidade do meio poroso

A simulação do comportamento de um reservatório é baseada na conservação da massa das fases contidas. No caso de considerar o acoplamento geomecânico, a rocha do reservatório torna-se deformável, e a variação da sua porosidade é calculada a partir da equação de conservação de massa da fase sólida e da deformação volumétrica do meio (ALVAREZ *et al.*, 2020). A porosidade pode ser determinada de acordo com a função exponencial da deformação volumétrica $e^{\varepsilon_{vol}}$ da seguinte maneira:

$$\phi = 1 - (1 - \phi_0) e^{\varepsilon_{vol}} \quad (10)$$

onde, ϕ_0 representa a porosidade da matriz rochosa na configuração de referência.

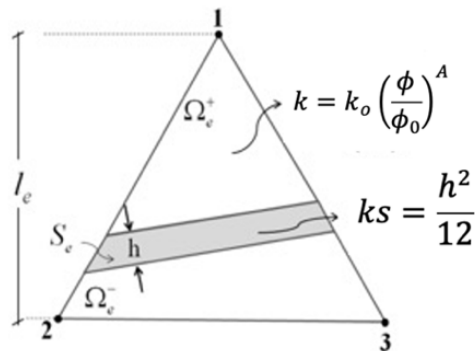
Além da variação na porosidade, também ocorrerá uma alteração na permeabilidade da rocha. Para a rocha intacta, adotamos a lei quadrática de permeabilidade isotrópica proposta por Falcão *et al.*, (2018):

$$k = k_o \left(\frac{\phi}{\phi_0} \right)^A \quad (11)$$

onde, k_o denota a permeabilidade inicial da matriz, ϕ é a porosidade calculada após as perturbações induzidas pela deformação da rocha, e A é um parâmetro a ser determinado experimentalmente.

Duas leis de variação de permeabilidade diferentes, uma para a matriz rochosa e outra para a fratura, são adotadas, conforme mostrado na Figura 3.

Figura 3 Leis de variação de permeabilidade para a rocha matriz e descontinuidade



Fonte: adaptado de Beserra (2015)

É importante ressaltar que o programa de elementos finitos CODE_BRIGHT resolve os problemas mecânicos e de fluxo de fluido de maneira totalmente acoplada. Em cada iteração de Newton-Raphson, um único sistema de equações é resolvido para toda a malha. As incógnitas do problema hidráulico são as pressões, enquanto para o problema mecânico são os deslocamentos.

A atualização da permeabilidade da fratura é determinada pelo salto de deslocamento. Essa atualização segue as seguintes relações:

$$k_s = \frac{h^2}{12} \quad (12)$$

onde, h corresponde à abertura atual da fratura.

Todas as equações apresentadas nesta seção 2.2 são explicadas de forma mais abrangente por Beserra (2015).

2.3 MODELO CONSTITUTIVO DE FECHAMENTO

Para modelar o comportamento mecânico das fraturas, adotou-se o modelo hiperbólico de fechamento de fratura proposto por Barton *et al.*, (1985). Primeiro são calculadas as tensões horizontais σ_x , σ_y com base na tensão vertical efetiva σ_z e no coeficiente de Poisson ν :

$$\sigma_x = \sigma_y = \frac{\nu}{1 - \nu} \times \sigma_z \quad (13)$$

Então, o tensor de tensão efetiva σ_s é representado como uma matriz 3×3 com as componentes diagonais sendo as tensões nas direções x, y e z :

$$\sigma_s = \begin{bmatrix} \sigma_x & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_y & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_z \end{bmatrix} \quad (14)$$

Este modelo calcula a tensão normal atuante sobre a fratura σ_n a partir da seguinte relação:

$$\sigma_n = (\sigma_s \cdot \mathbf{n}') \cdot \mathbf{n} \quad (15)$$

Em seguida a tensão normal atuante sobre a fratura é utilizada para obter o fechamento máximo da fratura V_m :

$$V_m = \frac{1}{2} \left(h + \sqrt{h^2 + \frac{4 * \sigma_n * h}{K_{ni}}} \right) \quad (16)$$

onde, K_{ni} é a rigidez normal inicial e A_{fra} é a abertura atual da fratura.

Então é calculado o fechamento da fratura ΔV_i :

$$\Delta V_i = \frac{\sigma_n V_m}{\sigma_n + K_{ni} V_m} \quad (17)$$

A nova abertura da fratura é calculada da seguinte forma:

$$h = V_m - \Delta V_i \quad (18)$$

A partir disso, o vetor de salto de deslocamento $[[\mathbf{u}]]$ é obtido ao multiplicar a nova abertura da fratura h pelo vetor normal à fratura $\mathbf{n}$:

$$[[\mathbf{u}]] = h\mathbf{n} \quad (19)$$

Finalmente, o campo de deformação na descontinuidade ε_S é estabelecido pela combinação do termo associado ao salto de deslocamento $M[[u]]$ e o termo relacionado à deformação tangencial $N[[u]]$, somados ao campo de deformação inicial ε_S^0 , o qual reflete a deformação induzida pelo estado de tensão inicial:

$$\varepsilon_S = \varepsilon - \frac{1}{l_e} M[[u]] + \frac{1}{h} N[[u]] + \varepsilon_S^0 \quad (20)$$

2.4 TENSOR DE PERMEABILIDADE DA REDE DE FRATURAS

Desde sua proposição, a metodologia de Oda (1985) tem sido uma ferramenta analítica eficaz para o cálculo de tensores de permeabilidade equivalente em sistemas de Redes de Fraturas Discretas (DFN). Com quase quatro décadas de aplicação prática, a metodologia foi adaptada diversas vezes, destacando-se em estudos como os de Dershowitz et al. (2000), Gupta et al. (2001) e Ghahfarokhi (2017). Uma das vantagens dessa abordagem é a capacidade de determinar as propriedades de permeabilidade equivalente para células baseando-se diretamente na geometria e nas propriedades das fraturas dentro dessas células.

Abordagens mais recentes, como a de Haridy *et al.*, (2019), foram desenvolvidas para lidar com a variabilidade na conectividade das fraturas e para aprimorar a estimativa da permeabilidade efetiva com referência ao método de Oda. O estudo aplicou um método numérico baseado em fluxo, restrito a um número limitado de células e utilizando uma transformação linear, alcançando resultados de permeabilidade em redes de fraturas discretas (DFN) comparáveis aos do método de Oda tradicional.

Também é importante observar que a topologia das fraturas pode ter diferentes impactos no fluxo de fluidos em meios naturalmente fraturados. Estudos como Jing e Stephansson (1997) e Sævik e Nixon (2017) investigaram a influência da geometria do sistema de fraturas na análise do fluxo de fluidos. Alvarez *et al.*, (2021) analisaram o impacto da conectividade hidráulica, relacionada à topologia das fraturas, no comportamento das propriedades de fluxo, incluindo a permeabilidade. Esses métodos representam avanços significativos ao considerar a presença de fraturas não conectadas e refinar a influência da rede de fraturas na permeabilidade efetiva, destacando a complexidade e os desafios envolvidos na modelagem precisa e confiável da permeabilidade em meios porosos descontínuos.

A superestimação da permeabilidade efetiva é uma preocupação inerente à metodologia que parte do pressuposto de total interconexão e extensão das fraturas dentro de uma célula de

análise, conforme evidenciado em diversas situações em que as fraturas não se estendem por toda a célula. A utilização do método de Oda, nesses contextos, pode levar a estimativas que não refletem precisamente a permeabilidade equivalente dos reservatórios. A literatura técnica oferece suporte a esta assertiva, com estudos de Dershowitz *et al.*, (2000), Gupta *et al.*, (2001) e Decroux e Gosselin (2013) relatando casos em que as permeabilidades estimadas divergiram dos dados obtidos por simulações numéricas.

No artigo de Dershowitz *et al.*, (2000), foi discutida uma abordagem para calcular a permeabilidade direcional em reservatórios fraturados usando uma avaliação do tensor de fratura, que leva em conta a área e a transmissividade das fraturas de forma ponderada. Esse método permite uma integração mais precisa das características de fluxo da rede de fraturas, capturando as variações de anisotropia e conectividade com maior exatidão do que o método convencional de Oda.

Segundo Dershowitz *et al.*, (2004), enquanto a modelagem de fluxo e transporte em DFNs é limitada a aproximadamente 10.000 a 100.000 fraturas devido a restrições computacionais, a abordagem de Oda pode ser aplicada a conjuntos de 10.000.000 fraturas.

Para uma célula específica, é possível calcular um tensor de fratura F_{ij} que considera apenas a geometria das fraturas:

$$F_{ij} = \frac{1}{V} \sum_{k=1}^N f_k A_k h_k^3 n_{ik} n_{jk} \quad (21)$$

onde, V é o volume da célula, N é o número total de fraturas na célula, f_k é o fator de percolação para a fratura k (geralmente assumido como 1), A_k é a área da fratura k , n_{ik}, n_{jk} são as componentes de um vetor normal unitário à fratura k e h_k é a abertura da fratura k , onde as aberturas das fraturas são atualizadas conforme a variação de tensão efetiva.

O tensor de fraturas F_{ij} pode ser construído:

$$F_{ij} = \frac{1}{V} \begin{bmatrix} F_x & F_{xy} & F_{xz} \\ F_{xy} & F_y & F_{yz} \\ F_{xz} & F_{yz} & F_z \end{bmatrix} \quad (22)$$

O tensor de permeabilidade de Oda expressa o fluxo através da fratura como um vetor ao longo da normal unitária da fratura. Assumindo que as fraturas são impermeáveis em uma

direção perpendicular ao plano da fratura, é necessário girar o tensor F_{ij} para os planos de permeabilidade. Essa rotação é realizada usando o delta de Kronecker, δ_{ij} , para normalizar a orientação das fraturas em relação ao volume de controle (DERSHOWITZ *et al.*, 2004; ELFEEL, 2014). A fórmula para calcular o tensor de permeabilidade k_{ij} é dada por:

$$k_{ij} = \frac{1}{12} (F_{kk} \delta_{ij} - F_{ij}) \quad (23)$$

onde, F_{kk} é a soma total das direções principais de permeabilidade:

$$F_{kk} = \frac{1}{V} (F_x + F_y + F_z) \quad (24)$$

Vale ressaltar que a abordagem do tensor de Oda é uma forma de equilibrar a precisão ao modelar cada uma das estruturas no modelo com eficiência computacional. No entanto, para distâncias de dezenas ou centenas de metros, os resultados obtidos pela aproximação de Oda podem ser menos precisos (DERSHOWITZ *et al.*, 2004).

Como mencionado anteriormente, o tensor de permeabilidade de Oda calcula a permeabilidade considerando apenas um meio poroso rígido. Este estudo tem como um de seus objetivos aperfeiçoar o tensor de permeabilidade para redes de fraturas, proposto por Oda (1985). A metodologia proposta consiste na fusão do método de Oda com a formulação de fechamento de fraturas de Barton *et al.*, (1985), e na atualização contínua da porosidade e da permeabilidade do meio poroso. Essas atualizações consideram as variações na pressão e na tensão efetiva atuantes no reservatório.

2.5 ACOPLAMENTO GEOMECÂNICO A SIMULAÇÃO DE FLUXO

A maioria dos simuladores de reservatórios convencionais foca em modelar variações de fluxo considerando fatores como porosidade, permeabilidade, saturação e temperatura, mas tendem a negligenciar as alterações nas tensões e deformações da rocha provocadas por mudanças de pressão e temperatura ao longo da produção. Conforme Tran *et al.*, (2002) apontam, esses simuladores geralmente omitem os efeitos das tensões mecânicas. A principal barreira para a implementação de simulações acopladas, que integram tanto a modelagem de

fluxo quanto a compactação ou deformação dos reservatórios, é a limitação do poder computacional disponível.

Desde o início do século XXI, tornou-se mais evidente a importância da interação entre o fluxo de fluidos e a geomecânica na gestão de reservatórios sensíveis a variação de tensões (CHEN e TEUFEL, 2001; TRAN *et al.*, 2002). A compressibilidade dos reservatórios pode variar de forma não linear devido a efeitos geomecânicos, o que dificulta a modelagem preditiva, especialmente em sistemas fraturados. Essas complexidades tornam difícil aplicar um método linear simples para considerar os efeitos da tensão na permeabilidade (SAMIER *et al.*, 2003).

Também no começo do século XXI, como Falcão (2013) destaca, o Brasil começou a se debruçar sobre estudos geomecânicos com uma forte ênfase em sua integração com a simulação de reservatórios. Essas pesquisas focam principalmente na compactação dos reservatórios e na reativação de falhas, representando um avanço significativo na compreensão e gestão dos reservatórios. De forma simplificada, enquanto o simulador de fluxo se encarrega da simulação das pressões, os cálculos de deformação são realizados pelo módulo geomecânico. A maneira como esses dois componentes interagem entre si é definida pelo tipo de acoplamento utilizado, marcando uma evolução importante na precisão e eficácia dos modelos de simulação de reservatórios.

A literatura apresenta uma variedade de formas de classificação para o acoplamento entre a geomecânica e a simulação de fluxo, com base nos diversos graus de interação entre estes dois módulos. Tran *et al.*, (2002), Sen e Settari (2005), e Falcão (2013) contribuem para o desenvolvimento de um sistema informal de classificação desses métodos de acoplamento. De acordo com essas referências, o acoplamento pode ser categorizado em quatro tipos principais: totalmente acoplado, explícito, iterativo ou pseudoacoplado.

2.5.1 Totalmente acoplado

Nesse tipo de acoplamento, variáveis de fluxo, como pressão, temperatura e resposta geomecânica (como deslocamentos), são calculadas simultaneamente por meio de um sistema de equações em que pressão, temperatura e deslocamentos são as incógnitas. Esse método é, às vezes, chamado de acoplamento implícito, pois todo o sistema é discretizado em um único domínio e resolvido simultaneamente. Esta é a opção mais intensiva em termos computacionais, principalmente quando aplicada a sistemas complexos de reservatórios de grande escala (TRAN *et al.*, 2002; FALCÃO, 2013).

2.5.2 Acoplamento explícito ou em uma via

Esse acoplamento fornece o vínculo mais fraco entre o fluxo no reservatório e a deformação geomecânica, sendo, às vezes, chamado de “método de acoplamento em uma via”, pois a informação é transferida apenas em uma direção, de um simulador para um módulo geomecânico. Isso significa que mudanças no campo de poropressão induzem mudanças nas tensões e deformações, mas mudanças nos campos de tensão e deformação não afetam as poropressões (TRAN *et al.*, 2002). Segundo Falcão (2013) o módulo geomecânico atua essencialmente como uma etapa de pós-processamento, o que contribui significativamente para a aceleração dos cálculos. No entanto, essa abordagem faz com que o comportamento do reservatório seja completamente independente da geomecânica, exceto no que tange à compressibilidade da rocha.

2.5.3 Acoplamento iterativo ou em duas vias

Nesse acoplamento, as variáveis de fluxo do reservatório e as variáveis geomecânicas são resolvidas separadamente e de forma sequencial por um simulador de reservatório e um módulo geomecânico, e os termos de acoplamento são iterados em cada passo de tempo. A iteração de acoplamento é controlada por um critério de convergência, normalmente baseado nas mudanças de pressão ou tensão entre as duas últimas iterações da solução (TRAN *et al.*, 2002). Essa abordagem é mais detalhada nos estudos de Charlier *et al.*, (2002), Onaisi *et al.*, (2002), Mainguy e Longuemare (2002), Tran *et al.*, (2002) e Lima (2019), equilibra precisão e viabilidade computacional, permitindo simulações confiáveis.

2.5.4 Pseudoacoplamento

O método de pseudoacoplamento, representa uma alternativa que oferece melhorias significativas e fácil implementação. Neste tipo de acoplamento, a porosidade e a permeabilidade são atualizadas conforme um modelo que se relaciona com a pressão. Este modelo é incorporado ao simulador convencional de reservatórios através de tabelas que atualizam a porosidade e a permeabilidade em função da pressão (TRAN *et al.*, 2002).

Uma das vantagens desse método é a possibilidade de aplicar diferentes curvas em diferentes regiões do reservatório, o que o torna conveniente mesmo em reservatórios com diferentes compressibilidades. Permitindo considerar a influência das atualizações

geomecânicas na permeabilidade de forma eficiente e precisa, garantindo uma melhor representação do comportamento do reservatório (TRAN *et al.*, 2002; 2009).

De acordo com Samier *et al.*, (2003), o método do pseudoacoplamento relaciona a poropressão com uma tabela de multiplicadores de porosidade M_{por} e permeabilidade horizontal M_{permH} e vertical M_{permV} , definidos nas equações 25, 26 e 27.

$$M_{por} = \phi / \phi_0 \quad (25)$$

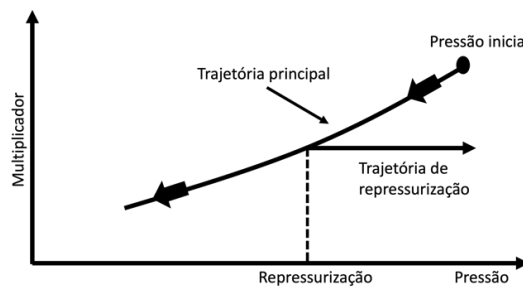
$$M_{permH} = k_h / k_{h0} \quad (26)$$

$$M_{permV} = k_v / k_{v0} \quad (27)$$

onde: k_h , k_v e ϕ são as permeabilidades horizontal e vertical e a porosidade, respectivamente, na pressão p ; k_{h0} , k_{v0} e ϕ_0 representam as permeabilidades horizontal e vertical e a porosidade iniciais, respectivamente.

O pseudoacoplamento aborda duas situações diferentes: uma para compactação e outra para dilatação. A compactação é indicada quando a pressão do reservatório é inicialmente alta e depois reduz com a produção, enquanto a dilatação é usada quando é necessário aumentar a pressão inicial do reservatório (TRAN *et al.*, 2009). Em casos de pressurização, os multiplicadores de permeabilidade e porosidade podem seguir a tabela no sentido inverso ou serem mantidos constantes, como mostra a Figura 4 (FALCÃO, 2013).

Figura 4 Comportamento reversível e irreversível dos multiplicadores no pseudoacoplamento



Fonte: adaptado de Falcão (2013)

Samier *et al.*, (2003) e Tran *et al.*, (2009) conduziram análises comparativas das diversas estratégias existentes para integrar aspectos geomecânicos na simulação de reservatórios.

Inicialmente, Samier *et al.*, (2003) realizaram um estudo comparativo entre uma série de métodos de acoplamento geomecânico na simulação de fluxo. Eles examinaram o pseudoacoplamento e o acoplamento iterativo (em duas vias), comparando-os com o método totalmente acoplado. O estudo concluiu que o pseudoacoplamento foi o que mais se aproximou do método totalmente acoplado em termos de precisão, o que sugere um bom equilíbrio entre precisão e eficiência computacional. Isso pode ser particularmente útil em aplicações onde recursos computacionais são limitados, mas ainda é necessário obter resultados precisos.

De maneira complementar, Tran *et al.*, (2009) dedicaram-se a um estudo comparativo entre o pseudoacoplamento e o acoplamento iterativo. A investigação revelou uma notável concordância nas previsões de diversos parâmetros, incluindo produção acumulada de líquidos, pressão média do reservatório e até a temperatura média.

Essas análises destacam a eficácia e a precisão do pseudoacoplamento como uma abordagem viável para considerar os efeitos geomecânicos na simulação de reservatórios, especialmente quando um método totalmente acoplado é inviável ou complexo de ser implementado.

2.6 INTENSIDADE DE FRATURAS

Dershowitz e Herda (1992) propuseram um sistema de representação para as medidas de intensidade de fraturas, denominado Pyx. Neste sistema, 'y' representa a dimensão da amostragem, que pode ser unidimensional (1D), bidimensional (2D) ou tridimensional (3D), enquanto 'x' refere-se à dimensão da estrutura que está sendo avaliada. Esta última é caracterizada pelo número de fraturas (N), comprimento (L), área (A) ou volume (V) das fraturas. A intensidade de fraturamento pode ser calculada em diferentes dimensões, dependendo tanto da disponibilidade de dados quanto do propósito da análise em questão. Neste estudo, dois métodos distintos foram empregados para avaliar a intensidade de fraturamento: a frequência de fraturas (P30), a intensidade de fraturas (P32).

A Figura 5 ilustra uma tabela que define três métricas para a intensidade de fraturamento em sistemas geológicos, organizadas conforme as dimensões da amostragem e da fratura. Onde as colunas mostram as dimensões das fraturas e as linhas representam as dimensões das regiões de amostragem.

A frequência das fraturas é indicada quando $x = 0$, e representa o número de fraturas dividido por uma dimensão de amostragem específica:

$$P30 = \frac{N_f}{V_c} (m^3) \quad (28)$$

onde, N_f é o número total de fraturas e V_c é o volume da célula de amostragem.

A intensidade das fraturas é calculada pela razão entre a dimensão da fratura e a dimensão da amostra. Para uma amostragem tridimensional, essa intensidade é quantificada pela equação:

$$P32 = \frac{A_f}{V_c} (m^3) \quad (29)$$

onde A_f é a área total das fraturas.

A intensidade adimensional é representada pela equação:

$$P33 = \frac{V_f(m^3)}{V_c(m^3)} \quad (30)$$

sendo, V_f sendo o volume total ocupado pelas fraturas.

Figura 5 Métricas para calcular a intensidade de fraturamento

		<i>Dimensão das fraturas</i>			
		0	1	2	3
		Número	Comprimento	Área	Volume
<i>Dimensão da região de amostragem</i>	1D	P10 Frequência	P11 Intensidade adimensional		
	2D	P20 Frequência	P21 Intensidade de fraturas	P22 Intensidade adimensional	
	3D	P30 Frequência		P32 Intensidade de fraturas	P33 Intensidade adimensional

Fonte: adaptado de Dershovitz e Herda (1992)

3 METODOLOGIA

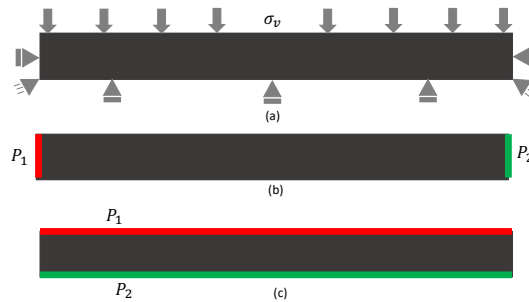
O terceiro capítulo é dedicado à explanação metodológica empregada neste estudo, articulando os procedimentos adotados tanto na simulação numérica quanto na solução analítica (3.1). A explicação inicia-se com a descrição dos *softwares* utilizados e das propriedades definidas para a análise dos cenários propostos. Posteriormente, detalha-se a construção de tabelas de pseudoacoplamento (3.2), um componente central nesse estudo e para a integração dos efeitos geomecânicos na modelagem de NFRs. A seção (3.3) do capítulo é reservada para explicar o funcionamento do programa GEOPERM, criado especificamente para a geração destas tabelas em escala de reservatório, elucidando o uso e o processamento dos arquivos de entrada e saída implicados no sistema. O capítulo finaliza detalhando a aplicação das permeabilidades equivalentes e das tabelas de pseudoacoplamento calculadas pelo programa para a simulação de um cenário em escala de reservatório (3.4), utilizando um software comercial, além de apresentar todos os dados do reservatório estudado.

3.1 SIMULAÇÕES NUMÉRICAS E SOLUÇÕES ANALÍTICAS

As simulações hidromecânicas em modelos tridimensionais DFN foram realizadas utilizando o software de elementos finitos CODE_BRIGHT, que já incorpora tanto a técnica de descontinuidades fortes embebidas, descrita na seção 2.2, quanto o modelo hiperbólico de fechamento de fraturas proposto por Barton et al. (1985), conforme explicado na seção 2.3, para modelar o comportamento mecânico das fraturas. A matriz rochosa foi representada por elementos finitos padrão e um modelo constitutivo elástico linear. O acoplamento hidromecânico foi assegurado através da determinação do fechamento normal da fratura, calculado a partir do salto no campo de deslocamento obtido pela abordagem de descontinuidade forte.

A metodologia adotada nas simulações numéricas realizadas neste estudo consiste em submeter as amostras a uma tensão vertical constante durante toda a simulação, mantendo restrições de deslocamento lateral, como demonstrado na Figura 6(a). Para determinar propriedades equivalentes como porosidade e permeabilidade, calculamos essas variáveis em cada uma das três direções de fluxo (x, y e z) individualmente. Estes cálculos são efetuados aplicando-se um gradiente de pressão de $\Delta P = 0,1$ MPa entre as faces P1 e P2, conforme ilustrado nas Figuras 6(b) para orientações horizontais e Figura 6(c) para orientação vertical.

Figura 6 Condições de contorno: (a) Condições de tensão efetiva e mecânicas (b) Condição de contorno hidráulica para obter a permeabilidade horizontal (c) Condição de contorno hidráulica para obter a permeabilidade vertical



Fonte: adaptado de Zuleta (2017)

Propriedades equivalentes foram determinadas em vários níveis de depleção de pressão, iniciando em 55 MPa, com reduções de 5 MPa em cada estágio, com a última simulação sendo de 10 MPa. A duração da aplicação do gradiente de pressão é baseada no tempo necessário para as simulações atingirem o estado estacionário, um requisito fundamental para a avaliação precisa da permeabilidade equivalente.

O estado estacionário é alcançado quando o fluxo na entrada e na saída da amostra se estabiliza, tornando-se constante ao longo do tempo. Isso significa que não há mais variações significativas na taxa de fluxo ou nas outras propriedades do sistema, indicando que as condições internas da amostra atingiram um equilíbrio dinâmico. Neste ponto, a taxa de fluxo total ao longo do limite é calculada para determinar a permeabilidade equivalente do meio. Este cálculo considera as permeabilidades e propriedades das fraturas e da rocha, conforme expresso na seguinte equação:

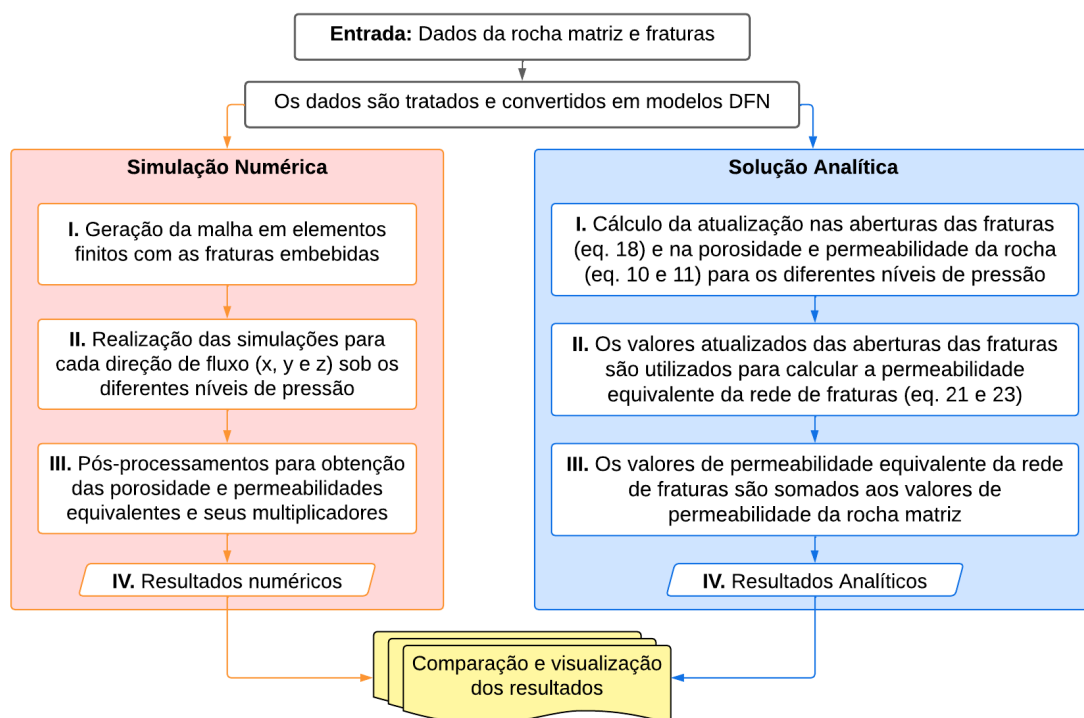
$$k = \frac{\mu l q}{\rho A \Delta P} \quad (25)$$

onde, k representa a permeabilidade equivalente, μ é a viscosidade, l denota o comprimento da seção, q refere-se à taxa de fluxo, ρ representa a densidade do fluido, A é a área da seção transversal e ΔP indica a diferença de pressão.

Para possibilitar uma comparação eficiente entre as metodologias numérica e analítica propostas neste estudo, especialmente referente aos resultados de porosidade, permeabilidade equivalente e seus multiplicadores, levando em conta diversos níveis de depleção de pressão do líquido, desenvolveu-se uma rotina em MATLAB. Esta rotina combina o tensor de permeabilidade da rede de fraturas, inicialmente proposto por Oda (1985) e posteriormente

aprimorado por Dershowitz *et al.*, (2004), como discutido na seção 2.4, com o modelo hiperbólico de fechamento de fratura de Barton *et al.*, (1985), detalhado na seção 2.3, além de incluir atualizações na porosidade e na permeabilidade da rocha matriz, que são apresentadas na seção 2.2.2. A rotina é executada em três etapas principais: Inicialmente, realiza-se o cálculo das atualizações nas aberturas das fraturas (eq. 18) e nas propriedades da rocha matriz para diferentes níveis de pressão (eq. 10 e 11). Em seguida, empregam-se os valores atualizados das aberturas das fraturas para determinar a permeabilidade equivalente da rede de fraturas (eq. 21 e 23). Concluindo, esses valores são combinados com as atualizações na porosidade e na permeabilidade da rocha matriz. A Figura 7 apresenta um fluxograma que descreve de forma sistemática as etapas e processos envolvidos tanto na simulação numérica quanto na solução analítica. Este diagrama ilustra a sequência operacional desde o tratamento inicial dos dados até a comparação dos resultados e visualização, delineando a metodologia adotada para a modelagem e análise em ambas as abordagens.

Figura 7 Fluxograma de análise e modelagem da simulação numérica e da solução analítica



Fonte: o autor

A Tabela 1 fornece detalhes sobre uma gama de propriedades, incluindo permeabilidade e porosidade da rocha matriz, bem como dimensões e estados de tensão iniciais para todos os cenários analisados.

Tabela 1 Propriedades gerais do modelo, da rocha e das fraturas

<i>Propriedades</i>	Valor	Unidade
<i>Permeabilidade Vertical</i>	0,026	mD
<i>Permeabilidade Horizontal x e y</i>	343,2	mD
<i>Altura</i>	10	m
<i>Largura</i>	200	m
<i>Comprimento</i>	200	m
<i>Massa Específica</i>	2360	kg/m ³
<i>Poisson</i>	0,3	-
<i>Biot</i>	1	-
<i>Módulo de Elasticidade</i>	16,9	GPa
<i>Rigidez Normal da Fratura</i>	12041	MPa/m
<i>Rigidez Tangencial da Fratura</i>	5557	MPa/m
<i>Pressão Inicial</i>	55	MPa
<i>Pressão Vertical Efetiva Inicial</i>	30	MPa
<i>Pressão a Montante</i>	55	MPa
<i>Pressão a Jusante</i>	54,9	MPa

Fonte: o autor

O campo de porosidade varia com a depleção e é determinado com base na deformação volumétrica do meio poroso, segundo foi explicado na seção 2.2.2. Consequentemente, a permeabilidade da rocha também muda. A Tabela 2 apresenta as variações de porosidade correspondentes aos valores de poropressão avaliados para todos os cenários analisados.

Tabela 2 Variação da porosidade de acordo com a poropressão

<i>Propriedades</i>	Valores									
<i>Poropressão (MPa)</i>	55	50	45	40	35	30	25	20	15	10
<i>Porosidade %</i>	7,58	7,56	7,54	7,52	7,50	7,48	7,46	7,44	7,42	7,40

Fonte: o autor

3.2 TABELAS DE PSEUDOACOPAMENTO

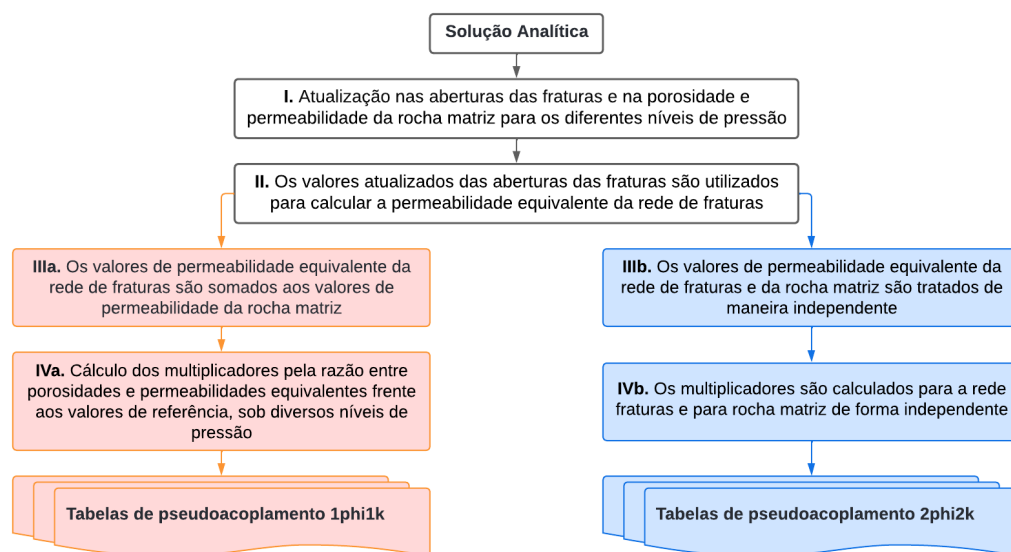
No programa desenvolvido, são produzidas tabelas de multiplicadores distintas: tanto para modelos de porosidade e permeabilidade única (1PHI1K) quanto para modelos de dupla porosidade e permeabilidade (2PHI2K). Na tabela 1PHI1K, os valores de permeabilidade da rede de fraturas são somados aos da rocha matriz para cada célula. Os multiplicadores são então calculados dividindo as porosidades e permeabilidades equivalentes, obtidas para diferentes níveis de depleção de pressão, pelo valor de referência.

Para melhorar a eficiência na geração de tabelas e contornar as restrições de quantidade de tabelas impostas pelos *softwares* convencionais, foi adotada uma estratégia de agrupamento de células em regiões. Estas são definidas com base em parâmetros, que foram explicados na seção 2.6, como frequência (P30), intensidade (P32) e intensidade adimensional (P33), e pela pressão inicial das células, garantindo uma inicialização mais precisa das pressões.

Nos cálculos dos multiplicadores 2PHI2K, as porosidades e permeabilidades do meio poroso e da rede de fraturas, obtidas para os diferentes níveis de depleção de pressão, são tratadas de maneira independente. Esses multiplicadores, tanto para as fraturas quanto para a rocha matriz, são determinados utilizando as equações 25, 26 e 27.

A Figura 8 exibe um fluxograma que descreve o método de geração de tabelas de pseudoacoplamento para os modelos de porosidade e permeabilidade única (1PHI1K) e de dupla porosidade e permeabilidade (2PHI2K). O fluxograma está organizado em três colunas correspondentes às etapas da solução analítica. A coluna do meio detalha as fases iniciais da modelagem, incluindo a atualização das aberturas das fraturas e a permeabilidade da rocha matriz com base em diversos níveis de pressão, bem como a subsequente determinação da permeabilidade equivalente da rede de fraturas. A coluna à esquerda explica a metodologia utilizada para elaborar as tabelas de pseudoacoplamento específicas do modelo 1PHI1K. Por fim, a coluna à direita explica o procedimento para gerar as tabelas de pseudoacoplamento para o modelo 2PHI2K, onde os multiplicadores de porosidade e permeabilidade das fraturas e da rocha matriz são calculados independentemente.

Figura 8 Fluxograma do processo de geração das tabelas de pseudoacoplamento



Fonte: o autor

3.3 PROGRAMA GEOPERM

Nesta seção, são detalhados aspectos importantes do programa GEOPERM - Geomechanical Enhanced PseudoCoupling for Reservoir Management, desenvolvido em MATLAB, para gerar tabelas de pseudoacoplamento em escala de reservatório. A metodologia empregada é a mesma utilizada na solução analítica, expandida para uma escala de reservatório, capaz de calcular as porosidades e permeabilidades equivalentes com seus respectivos multiplicadores para todas as células de um reservatório, proporcionando uma representação mais precisa e responsiva dos reservatórios. Serão abordados os arquivos de entrada e saída, além das rotinas significativas dentro do programa.

3.3.1 Arquivos de Entrada

Os arquivos de entrada incluem dados utilizados nas simulações com o *software* da CMG, detalhando a malha e as células válidas, além das pressões e das porosidades e permeabilidades iniciais em cada célula. Também são incluídos o arquivo contendo informações sobre as fraturas e o arquivo principal “GEOPERM_main.m”, ilustrado na Figura 9. A Tabela 3 apresenta uma lista dos arquivos de entrada e as respectivas informações que eles contêm.

Tabela 3 Exemplo dos arquivos de entrada e suas informações

Nome do arquivo exemplo	Informação contida
Discrete_Fractures.fab	Informações das fraturas
generico.NULL.inc	Informação das células validas
generico.PERMI.inc	Permeabilidade em I
generico.PERMJ.inc	Permeabilidade em J
generico.PERMK.inc	Permeabilidade em K
generico.POR.inc	Porosidade
generico.pressure.inc	Pressão em cada célula
Modelo_generico.dat	Malha extraída do Builder
GEOPERM_main.m	Arquivo de entrada do MATLAB

Fonte: o autor

Figura 9 Interface do arquivo GEOPERM_main

1	%% *** GEOPERM - Geomechanical Enhanced PseudoCoupling for Reservoir Management ***	
2		
3	%% Inputs	
4	inputs.Field_name = 'generico';	
5	inputs.FracturesFile = 'Discrete_Fractures_3000.fab';	
6	inputs.CMG_Mesh = 'Modelo_generico_GEM.dat';	
7		
8	GEOPERM_geomechanical_parameters();	
9		
10	%% Funcoes do plugin	
11	[cell,fractures] = GEOPERM_Processo(inputs);	
12		
13	%% Outputs CMG	
14	[cell] = GEOPERM_read_permeability_2phi2k(cell);	
15	[cell,fractures] = GEOPERM_outputs_CMG(cell,fractures);	
16		
17	%% Disp	
18	disp('*** Process completed ***')	

Fonte: o autor

No arquivo principal “GEOPERM_main.m” encontram-se os parâmetros geomecânicos, organizados sob a variável denominada “GEOPERM_geomechanical_parameters”, conforme ilustrado na Figura 10. Neste arquivo, diversas variáveis relacionadas aos parâmetros geomecânicos estão disponíveis.

Figura 10 Interface do arquivo GEOPERM_geomechanical_parameters

1	function GEOPERM_geomechanical_parameters()	
2	%% Create global variables	
3	global reservoir_pressure initial_pressure final_pressure increment_pressure poisson Kni ...	
4	vertical_deformability isotropic_permeability pressure_unit	
5		
6	%% Declare the value of variables	
7	pressure_unit = 'kpa';	% Pressure unit ('kpa', 'psi', 'kgf/cm2')
8	reservoir_pressure = 85000;	% Reservoir Pressure
9	initial_pressure = 50000;	% initial Pressure
10	final_pressure = 10000;	% Final Pressure
11	increment_pressure = 5000;	% Average Pressure increment
12	poisson = 0.3;	% Poisson ratio
13	Kni = 12041000;	% Fracture Normal Stiffness
14	vertical_deformability = 16.9e6;	% Vertical Deformability
15	isotropic_permeability = 14;	% Quadratic law the isotropic permeability
16		%(is a proper exponent to be determined experimentally)
17		
18	SAPER_unit_converter()	
19	end	

Fonte: o autor

Esses parâmetros são inicialmente configurados com valores padrão. É importante ajustar cada um deles de maneira precisa.

- **Pressure_unit:** Define a unidade de pressão utilizada no simulador da CMG, disponíveis em kpa, psi, ou kgf/cm², sempre em letras minúsculas;
- **Reservoir_pressure:** Indica a pressão inicial do reservatório;
- **Initial_pressure:** Os valores de pressão inicial são extraídos do arquivo `\*.pressure.inc` para cada célula;
- **Final_pressure:** Define a pressão mínima para o cálculo dos multiplicadores;

- ***Increment_pressure***: Determina o incremento de pressão entre os valores inicial e final;
- **Poisson's Ratio (Razão de Poisson)**: Representa a relação entre a deformação lateral e a deformação longitudinal de um material quando ele é submetido a uma força de compressão ou tração. Em outras palavras, é a medida de quanto um material se contrai perpendicularmente ao eixo da aplicação de uma carga.
- **Kni (Normal Stiffness / Rigidez Normal)**: Kni, ou rigidez normal, é um parâmetro que define a resistência das superfícies de uma fratura ao fechamento sob uma força normal (perpendicular) aplicada a essas superfícies.
- **Módulo de Deformabilidade Vertical**: Indica a resistência da rocha à deformação vertical, ou seja, a resistência ao encurtamento ou alongamento vertical sob cargas. É semelhante ao módulo de elasticidade, mas especificamente na direção vertical.
- **Lei Quadrática de Permeabilidade Isotrópica**: Esta lei descreve a relação entre a permeabilidade da rocha fraturada e a pressão de fechamento das fraturas. Em um modelo isotrópico, a permeabilidade é igual em todas as direções, e a lei quadrática reflete uma diminuição progressiva da permeabilidade conforme o fechamento das fraturas aumenta.

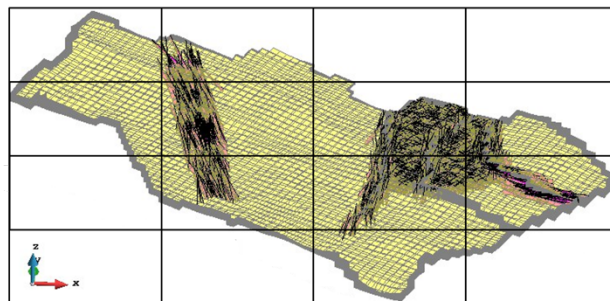
3.3.2 Processos do Programa

Após a definição das entradas, que incluem dados detalhados do reservatório, como a malha e as células válidas, pressões, porosidades e permeabilidades iniciais em cada célula, bem como o arquivo com informações sobre as fraturas e os parâmetros geomecânicos estabelecidos, prossegue-se para os processos do programa. A descrição dos procedimentos é apresentada em uma lista numerada, que será complementada por um fluxograma ao final da seção para facilitar a compreensão. Os passos são os seguintes:

- I. Carregamento dos dados do reservatório e das fraturas.
- II. Aplicação do primeiro filtro para identificar quais células podem conter fraturas. Este processo envolve a criação de uma malha usando os valores máximos e mínimos de x, y e z das fraturas, então é verificado se algum nó das células originais do reservatório está contido dentro desse espaço. Caso afirmativo, a célula é considerada como potencialmente fraturada.

- III. Devido à simplicidade do primeiro filtro, um grande número de células é considerado potencialmente fraturada, o que acarreta um alto custo computacional e temporal. Para otimizar esse processo e reduzir o volume de verificações entre células e fraturas, a malha do reservatório é dividida em subdomínios.
- IV. Verifica-se então a quais subdomínios pertencem as células que passaram pelo primeiro filtro, bem como as fraturas. Tanto células quanto fraturas podem estar associadas a mais de um subdomínio, dependendo de suas extensões. A Figura 11 mostra a malha do reservatório dividida em subdomínios.

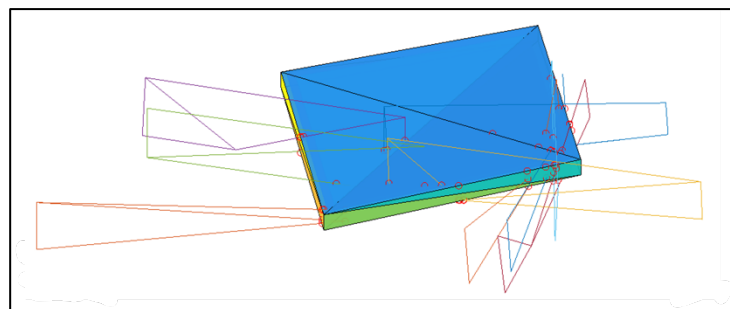
Figura 11 Visualização da malha do reservatório dividida em subdomínios, ilustrando a distribuição espacial das células e potenciais zonas fraturadas



Fonte: o autor

- V. Subsequentemente, determina-se a quais subdomínios cada célula pertence e confirma-se se as fraturas associadas a esses subdomínios intersectam a célula em análise. Caso a fratura não intersecte a célula, o processo é direcionado para outra fratura dentro do mesmo subdomínio. Se a fratura intersecta a célula, ela é segmentada conforme os limites da célula. Este procedimento repete-se até que não restem mais fraturas ou células no subdomínio. A Figura 12 exibe fraturas segmentadas no limite de uma célula.

Figura 12 Representação de fraturas segmentadas nos limites de uma célula

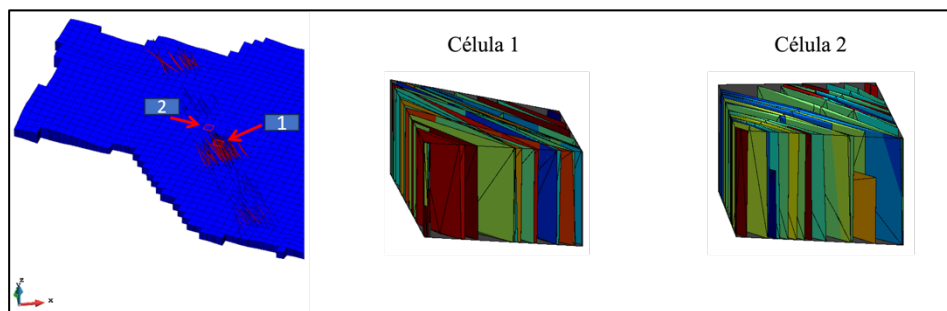


Fonte: o autor

- VI. Esta etapa representa o processo mais complexo e que requer maior dedicação de tempo no programa. Nela, as fraturas que intersectam as células são identificadas e segmentadas. Cada célula impactada é convertida em um modelo de rede de fraturas discretas (DFN), o qual incorpora todas as propriedades geomecânicas relevantes. Isso inclui características da rocha matriz e das fraturas que permeiam as células, tais como pressão, porosidade e permeabilidade inicial, além das permeabilidades, aberturas e áreas iniciais das fraturas.

A Figura 13 exibe um corte transversal do reservatório estudado, enfatizando duas células que foram transformadas em modelos DFN. As fraturas que cruzam as células são visíveis, demarcadas conforme os limites destas.

Figura 13 Corte transversal do reservatório exibindo duas células convertidas em modelos de rede de fraturas discretas (DFN), ilustrando as fraturas dentro dos limites das células impactadas



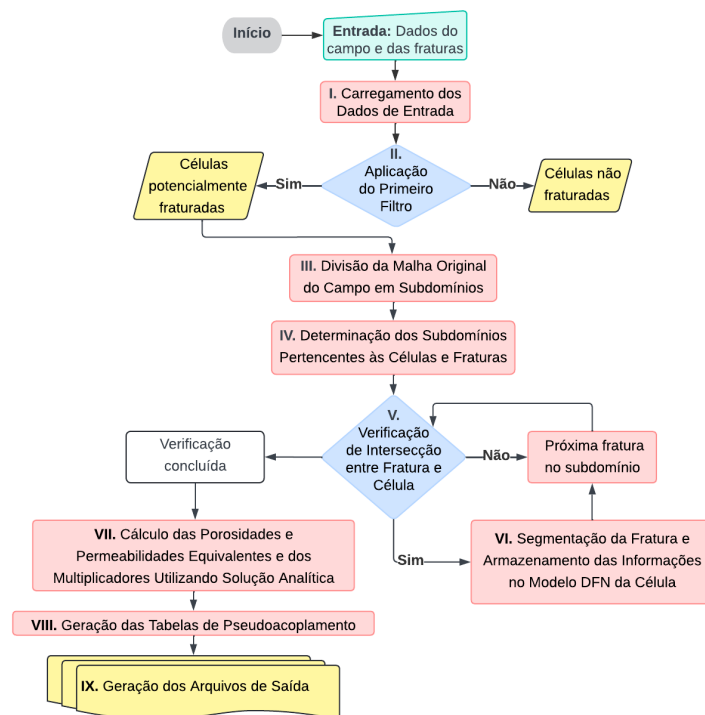
Fonte: o autor

- VII. Concluída a transformação das células em modelos de redes de fraturas discretas (DFN), avança-se para o cálculo das porosidades e permeabilidades equivalentes e de seus multiplicadores, utilizando a solução analítica desenvolvida neste estudo. Neste estágio, procede-se à categorização das células de acordo com a frequência (P30) e a intensidade de fraturas (P32).
- a. Para as células não fraturadas, os multiplicadores são estabelecidos com base nos dados atualizados de porosidade e permeabilidade da matriz rochosa, considerando-se as variações de pressão.
- VIII. A etapa subsequente concentra-se na otimização da criação das tabelas de pseudoacoplamento. Para tanto, as células são agrupadas em regiões previamente estabelecidas, com base em intervalos das classificações de frequência (P30) e/ou intensidade de fraturas (P32), que são arredondados para o primeiro algarismo significativo.

- a. Adicionalmente, a organização das tabelas leva em conta a pressão inicial, onde as células que apresentam o mesmo intervalo de frequência (P30) e/ou intensidade de fraturas (P32), mas diferem em suas pressões iniciais, são alocadas a tabelas distintas. Isso permite que cada conjunto de células seja tratado de maneira específica, refletindo a variação das condições iniciais de pressão em suas respectivas tabelas.
- IX. Após a geração e a devida especificação de todas as tabelas, o programa procede à criação dos arquivos de saída. Estes são categorizados em dois grupos principais: tabelas destinadas aos modelos de porosidade e permeabilidade única (1PHI1K) e tabelas aplicáveis ao modelo de dupla porosidade e dupla permeabilidade (2PHI2K). Os detalhes desses arquivos de saída serão abordados na seção subsequente.

A sequência operacional do programa é delineada por etapas metodicamente estruturadas, cada uma desempenhando uma função específica no processamento dos dados do reservatório e das fraturas. A transição de uma etapa para outra segue uma lógica de processamento que começa com a importação dos dados e culmina na geração de arquivos de saída. Para ilustrar a progressão e a interconexão dessas etapas, um fluxograma é apresentado na Figura 14.

Figura 14 Fluxograma demonstrativo das etapas operacionais do programa, ilustrando o processo sequencial desde a entrada dos dados até a geração dos arquivos de saída



Fonte: o autor

3.3.3 Arquivos de Saída

Para proporcionar um entendimento detalhado das saídas produzidas pelo programa, esta seção descreve os arquivos gerados, que são organizados em duas categorias principais: a pasta 'tabelas_1phi1k', contendo tabelas para os modelos de porosidade e permeabilidade única (1PHI1K), e a pasta 'tabelas_2phi2k', com tabelas destinadas aos modelos de dupla porosidade e dupla permeabilidade (2PHI2K).

Tabelas 1PHI1K

Na pasta 'tabelas_1phi1k', estão disponíveis seis arquivos relacionados ao modelo de porosidade única (1PHI1K). Esses são exibidos na tabela 4 e incluem:

- **CROCKTYPE.inc** - contém as tabelas de pseudoacoplamento divididas por regiões;
- **CTYPE.inc** - indica a qual região cada célula pertence;
- **PERM*.inc (I, J, K)** - responsáveis pelas permeabilidades equivalentes nas direções I, J e K, atualizando a permeabilidade das células com fraturas;
- **cell_with_fractures.inc** - apresenta as células fraturadas dentro do *software*, aprimorando a visualização e a tomada de decisões.

A Tabela 4 exibe os arquivos e as informações contidas em cada um deles.

Tabela 4 Exemplo dos arquivos encontrados na saída para o modelo 1PHI1K

Nome do arquivo exemplo	Informação contida
CROCKTYPE.inc	Tabelas de pseudoacoplamento por regiões
CTYPE.inc	Regiões que recebem as tabelas
new.PERMI.inc	Permeabilidade equivalente em I
new.PERMJ.inc	Permeabilidade equivalente em J
new.PERMK.inc	Permeabilidade equivalente em K
cell_whit_fractures.inc	Informação das células com fraturas

Fonte: o autor

Tabelas 2PHI2K

Na pasta denominada 'tabelas_2phi2k', encontram-se disponíveis nove arquivos pertinentes ao modelo de dupla porosidade e dupla permeabilidade. Estes arquivos são mostrados na tabela 5 e incluem:

- **CROCKTYPE.inc** - contém tabelas de pseudoacoplamento segmentadas por regiões, aplicáveis tanto à rocha matriz quanto às fraturas;
- **CTYPE_MATRIX.inc** - especifica a tabela de pseudoacoplamento associada à porosidade e permeabilidade da rocha matriz a que cada célula está vinculada;
- **CTYPE_FRACTURE.inc** - indica a tabela de pseudoacoplamento correspondente à porosidade e permeabilidade das fraturas a que cada célula pertence;
- **matrix.PERM*.inc (I, J, K)** - detalha as permeabilidades iniciais nas direções I, J e K, para a matriz;
- **fracture.PERM*.inc (I, J, K)** - detalha as permeabilidades iniciais nas direções I, J e K, para as fraturas.

A Tabela 5 apresenta os arquivos e as informações contidas em cada um.

Tabela 5 Exemplo dos arquivos encontrados na saída para o modelo 2PHI2K

Nome do arquivo exemplo	Informação contida
CROCKTYPE.inc	Tabelas de multiplicadores por regiões
CTYPE_FRACTURE.inc	Regiões com fraturas que recebem as tabelas
CTYPE_MATRIX.inc	Regiões da rocha que recebem as tabelas
fracture.PERMI.inc	Permeabilidade das fraturas em I
fracture.PERMJ.inc	Permeabilidade das fraturas em J
fracture.PERMK.inc	Permeabilidade das fraturas em K
matrix.PERMI.inc	Permeabilidade da rocha em I
matrix.PERMJ.inc	Permeabilidade da rocha em J
matrix.PERMK.inc	Permeabilidade da rocha em K

Fonte: o autor

Todos os arquivos de saída, referentes tanto aos modelos de porosidade e permeabilidade única (1PHI1K) quanto aos de dupla porosidade e dupla permeabilidade (2PHI2K), estão formatados para serem diretamente carregáveis como entradas nas simulações realizadas com o *software* da CMG.

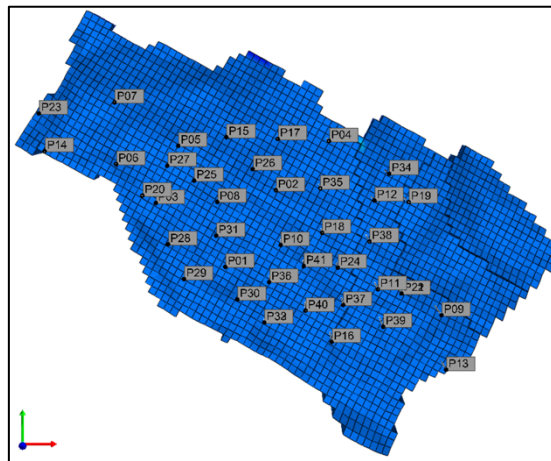
3.4 APLICAÇÃO DAS TABELAS DE PSEUDOACOPLAMENTO

O programa GEOPERM foi utilizado para gerar automaticamente tabelas de pseudoacoplamento para cada célula do reservatório. O processo inclui a importação dos dados geológicos e das características das fraturas. Além disso, realiza-se o mapeamento das fraturas por célula, identificando-se suas interseções. As características inerentes a essas fraturas são

registradas, estabelecendo a base para o cálculo das propriedades equivalentes e, por fim, a elaboração das tabelas de pseudoacoplamento.

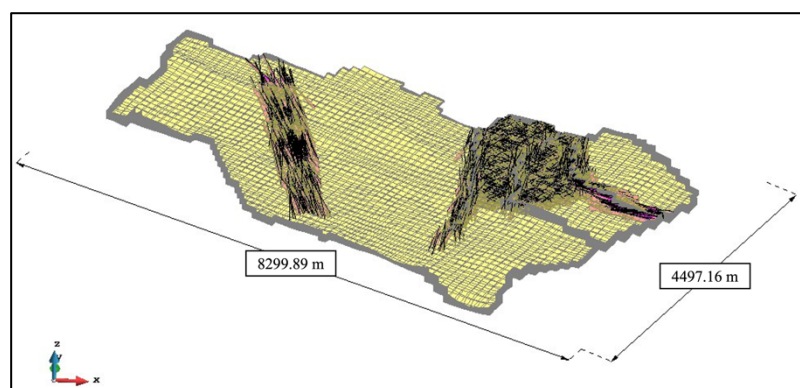
O reservatório estudado possui dimensões de 83x45x23 (i, j, k), abrangendo um total de 97.154 nós e 85.905 elementos finitos hexaédricos, dos quais 50.600 são ativos. Esses elementos estão distribuídos ao longo de aproximadamente 8.300 metros de comprimento e 4.497 metros de largura, e o reservatório contém 3.813 fraturas, cada uma com sua respectiva abertura e permeabilidade, além de 41 poços produtores, conforme ilustrado nas Figuras 15 e 16.

Figura 15 Modelo tridimensional do reservatório com a localização dos poços produtores



Fonte: o autor

Figura 16 Modelo tridimensional do reservatório com as 3.813 fraturas



Fonte: o autor

Existe um limite de 999 tabelas que podem ser inseridas nos simuladores comerciais. Para contornar essas restrições, as tabelas são definidas por regiões. A região à qual cada célula da malha pertence é indicada no arquivo *CTYPE.inc* para o modelo 1PHI1K e nos arquivos *CTYPE_MATRIX.inc* e *CTYPE_FRACTURE.inc* para o modelo 2PHI2K. A Figura 17 exibe o

arquivo *CROCKTYPE.inc*, que define as tabelas de multiplicadores de porosidade e permeabilidade para cada região, destacando os índices das tabelas e as pressões iniciais.

Figura 17 Exemplo de arquivo *CROCKTYPE.inc* definindo tabelas de multiplicadores de porosidade e permeabilidade

CROCKTYPE ①				
CROCKTAB				
** press	por.mult	hor.perm.mult	ver.perm.mult	
10000.00000	0.99473	0.92868	0.92868	
14000.00000	0.99561	0.94025	0.94025	
19000.00000	0.99649	0.95195	0.95195	
24000.00000	0.99737	0.96379	0.96379	
29000.00000	0.99825	0.97575	0.97575	
34000.00000	0.99913	0.98786	0.98786	
39000.00000	1.00000	1.00000	1.00000	
CROCKTYPE ②				
CROCKTAB				
** press	por.mult	hor.perm.mult	ver.perm.mult	
10000.00000	0.99473	0.92868	0.92868	
15000.00000	0.99561	0.94025	0.94025	
20000.00000	0.99649	0.95195	0.95195	
25000.00000	0.99737	0.96379	0.96379	
30000.00000	0.99825	0.97575	0.97575	
35000.00000	0.99913	0.98786	0.98786	
40000.00000	1.00000	1.00000	1.00000	

Fonte: o autor

Os arquivos *CROCKTYPE.inc* e *CTYPE.inc* para o modelo 1PHI1K e *CROCKTYPE.inc*, *CTYPE_MATRIX.inc* e *CTYPE_FRACTURE.inc* para o modelo 2PHI2K, gerados pelo programa GEOPERM, são incluídos no simulador comercial como arquivos a serem carregados. Essa inclusão é feita no arquivo principal, conforme ilustrado na Figura 18: a) para o modelo 1PHI1K e b) para o modelo 2PHI2K.

Ainda na Figura 18, são exibidos os arquivos *Porosidade_campo.inc*, que se referem à porosidade da rocha tanto para o modelo 1PHI1K quanto para o modelo 2PHI2K. No modelo 2PHI2K, além da porosidade da matriz, também é considerada a porosidade da fratura, especificada no arquivo *Porosidade_fratura.inc*. A porosidade da fratura foi calculada considerando o volume da fratura dentro de uma célula específica dividido pelo volume total dessa célula. Além disso, são mencionados os arquivos de permeabilidade nos eixos I, J e K. No modelo 1PHI1K, essas permeabilidades correspondem à soma das permeabilidades da matriz e da fratura presentes no modelo 2PHI2K. Adicionalmente, o modelo 2PHI2K inclui arquivos que especificam o comprimento das fraturas, proporcionando uma descrição mais detalhada da estrutura do reservatório.

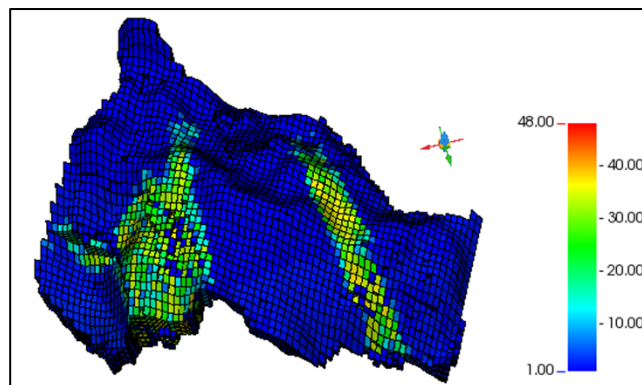
Figura 18 Inclusão dos arquivos com as permeabilidades equivalente e tabelas de pseudoacoplamento no arquivo principal do simulador comercial

a	b	2PHI2k
<pre>***** ** MATRIZ ***** INCLUDE 'Poros_campo.inc' INCLUDE 'new_campo.PEIMI.inc' INCLUDE 'new_campo.PEIMJ.inc' INCLUDE 'new_campo.PEIMK.inc' INCLUDE 'CTYPE.inc' INCLUDE 'CROCKTYPE.inc'</pre>	<pre>***** ** MATRIZ ***** INCLUDE 'Poros_campo.inc' INCLUDE 'new_matriz_campo.PEIMI.inc' INCLUDE 'new_matriz_campo.PEIMJ.inc' INCLUDE 'new_matriz_campo.PEIMK.inc' INCLUDE 'CTYPE_MATRIZ.inc' INCLUDE 'CROCKTYPE.inc'</pre>	<pre>***** ** FRATURA ***** INCLUDE 'new_fracture_campo.PEIMI.inc' INCLUDE 'new_fracture_campo.PEIMJ.inc' INCLUDE 'new_fracture_campo.PEIMK.inc' DIFRAC ALL INCLUDE 'Fracture_campo_sigma_length_I.GRDECL' DJFRAC ALL INCLUDE 'Fracture_campo_sigma_length_J.GRDECL' DKFRAC ALL INCLUDE 'Fracture_campo_sigma_length_K.GRDECL' INCLUDE 'Poros_fracture.inc' INCLUDE 'CTYPE_FRACTURE.inc'</pre>

Fonte: o autor

A Figura 19 mostra a criação de 48 tabelas de multiplicadores para o reservatório estudado. Essas tabelas foram definidas com base na pressão inicial e em intervalos de frequência (P30) ou intensidade de fraturas (P32). Embora as células possam estar no mesmo intervalo de frequência (P30) ou intensidade de fraturas (P32), se a pressão inicial for diferente, tabelas distintas são geradas para essas células. Essa abordagem assegura que cada tabela contenha o valor correto da pressão inicial, evitando problemas na distribuição de porosidade e permeabilidade durante a inicialização da simulação.

Figura 19 Definição das regiões das tabelas de multiplicadores



Fonte: o autor

O comportamento do fluido do reservatório é modelado utilizando a formulação *black oil*, com o mecanismo natural atuante sendo o gás em solução. A Tabela 6 resume as propriedades do reservatório.

Tabela 6 Propriedades do reservatório

<i>Propriedade</i>	<i>Valores</i>	
	Unidades SI	Unidades de Campo
<i>°API</i>	32	32
<i>Datum</i>	3000 m	9842,5 ft
<i>Pressão Inicial</i>	31,6 MPa	4580 psi
<i>Temperatura</i>	90 °C	194 °F
<i>Pressão de Bolha</i>	24,32 MPa	3527,4 psi

Fonte: o autor

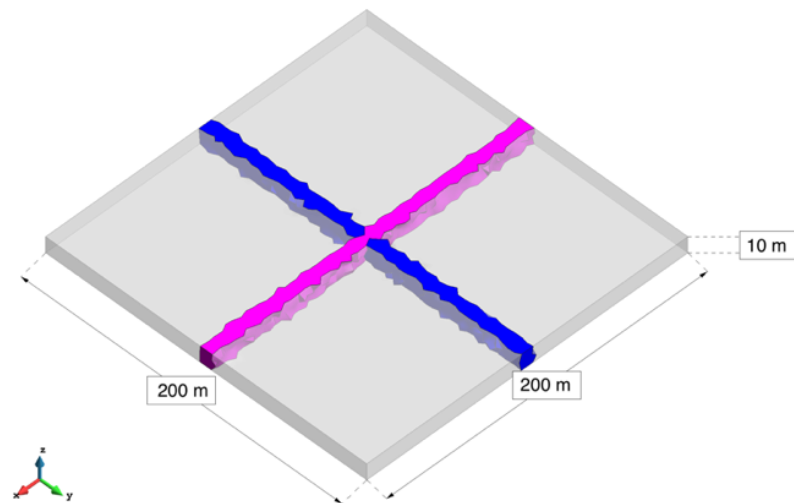
Foram conduzidas simulações utilizando os arquivos com as permeabilidades equivalentes calculadas, sem o uso das tabelas de pseudoacoplamento, e os resultados foram comparados com aqueles obtidos utilizando as tabelas de pseudoacoplamento. A diferença entre as simulações são os arquivos referentes as tabelas de pseudoacoplamento destacados na Figura 18 (a) e (b). As análises foram realizadas em 87 etapas, com um passo de tempo de 10 dias para os primeiros 100 dias, seguido por passos de 20 dias até 400 dias, e, posteriormente, por passos de 50 dias até completar 3700 dias. A técnica foi aplicada tanto em modelos de porosidade e permeabilidade simples (1PHI1K) quanto em modelos de dupla porosidade e dupla permeabilidade (2PHI2K).

4 RESULTADOS

O presente capítulo detalha os resultados obtidos por meio de métodos numéricos e analíticos, bem como suas comparações, visando aferir a precisão do método proposto no cálculo da permeabilidade equivalente e na geração das tabelas de pseudoacoplamento para reservatórios naturalmente fraturados (NFRs), considerando as flutuações de pressão. Para a validação da metodologia sugerida, quatro cenários distintos foram submetidos à simulação. Primeiramente, configurou-se um cenário teórico (4.1) alinhado com as premissas teóricas de Oda. Em sequência, três seções representativas de um reservatório carbonático (4.2) localizado na camada pré-sal, operado pela Petrobras no Brasil, foram selecionadas para análise. As análises realizadas nas seções do reservatório carbonático destacaram impactos distintos da frequência e intensidade de fraturas nos cenários avaliados (4.2.4), revelando variações relevantes nas propriedades de fluxo. Após validar as metodologias com resultados satisfatórios, foi realizada a simulação de um cenário em escala de reservatório (4.3) utilizando o programa desenvolvido para gerar tabelas de pseudoacoplamento. As simulações compararam os arquivos com as permeabilidades equivalentes calculadas, sem o uso das tabelas de pseudoacoplamento, com aqueles obtidos utilizando as tabelas de pseudoacoplamento, aplicadas em modelos de porosidade e permeabilidade simples (1PHI1K) e em modelos de dupla porosidade e dupla permeabilidade (2PHI2K).

4.1 CENÁRIO HIPOTÉTICO

O primeiro cenário apresentado está alinhado com as premissas de Oda, onde as fraturas atravessam completamente a célula, e foi concebido para validar a abordagem analítica. A Figura 20 apresenta a geometria do cenário hipotético, que contém 10.653 nós e 48.772 elementos, além de duas fraturas pré-definidas com atributos físicos idênticos. O reservatório, com dimensões de 200 m x 200 m x 10 m, tem as permeabilidades e as aberturas iniciais das fraturas especificadas na Tabela 7. As condições iniciais e de contorno, juntamente com as propriedades do reservatório, foram abordadas no capítulo de metodologia e são exibidas na Tabela 1.

Figura 20 Geometria do cenário hipotético

Fonte: o autor

Tabela 7 Permeabilidades e aberturas iniciais das fraturas para o cenário hipotético

Fraturas	1	2
Permeabilidade (mD)	5,3E5	5,3E5
Abertura inicial (mm)	0,08	0,08

Fonte: o autor

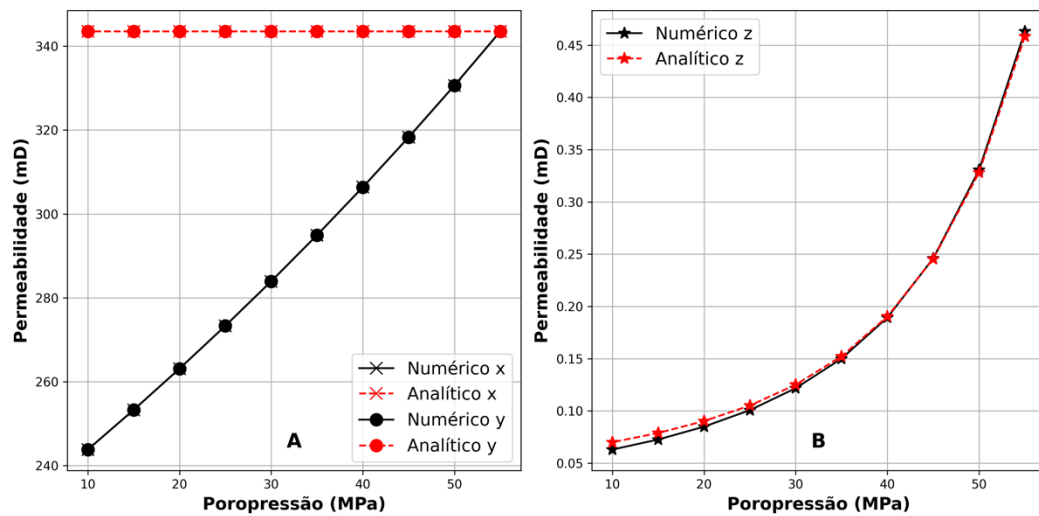
A simulação inicial foi realizada com uma poropressão de 55 MPa, com simulações subsequentes reduzindo a pressão em intervalos de 5 MPa até que uma poropressão de 10 MPa fosse atingida.

É importante destacar que, nesta primeira análise do cenário hipotético, as mudanças geomecânicas na rocha não estão consideradas nas soluções analíticas. Para sublinhar a importância da integração da geomecânica nas simulações de reservatórios, é ressaltado que, à medida que o reservatório se esgota, a fratura se fecha, atualizando subsequentemente sua abertura e, conseqüentemente, sua permeabilidade equivalente.

A Figura 21 exibe as soluções numérica e analítica para a permeabilidade equivalente no cenário hipotético, considerando o fluxo nas direções x, y e z, onde a abordagem numérica inclui atualizações geomecânicas na porosidade e permeabilidade da rocha, diferente da analítica. Em ambas as soluções são consideradas as atualizações nas aberturas das fraturas.

Devido à significativa diferença nas permeabilidades da rocha nas direções horizontal e vertical, sendo 343,2 mD e 0,026 mD respectivamente, optou-se por representar os dados em gráficos separados.

Figura 21 Comparação das respostas de permeabilidade equivalente numérica e analítica nas direções de fluxo horizontal (A) e vertical (B) no cenário hipotético, desconsiderando as atualizações na porosidade e permeabilidade da rocha na solução analítica

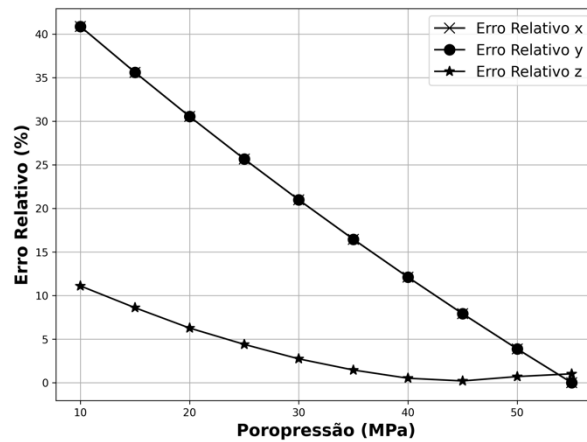


Fonte: o autor

Os resultados mostram que os valores de permeabilidade equivalente da solução analítica superestimam claramente os valores da permeabilidade equivalente da simulação numérica para ambas as direções de fluxo horizontal, “x” e “y”, enquanto para a direção de fluxo vertical, “z”, a aproximação foi maior. Isso se deve à baixa permeabilidade da rocha na direção vertical, 0,026 mD, que faz com que o fluxo ocorra quase exclusivamente através das fraturas.

Ao comparar ambos os resultados, a Figura 22 mostra que houve uma diferença entre as duas respostas, de 40% e 11% para as direções de fluxo horizontal e vertical respectivamente, a uma poropressão de 10 MPa. Para uma poropressão de 55 MPa, tanto nos cenários horizontais quanto vertical, revela-se uma concordância quase perfeita entre as respostas numérica e analítica, atribuída ao uso dos valores de referência.

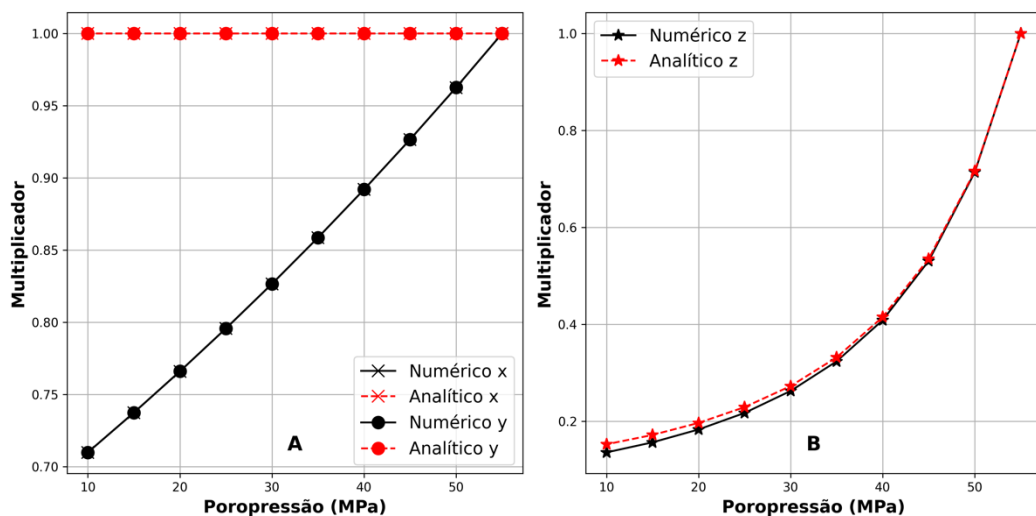
Figura 22 Erro relativo entre as respostas de permeabilidade equivalente numérica e analítica em cada direção de fluxo no cenário hipotético, desconsiderando as atualizações na porosidade e permeabilidade da rocha na solução analítica



Fonte: o autor

Este estudo visa elaborar tabelas de multiplicadores para pseudoacoplamento, e a Figura 23 apresenta os resultados obtidos pelos métodos numérico e analítico para os multiplicadores de permeabilidade equivalente. Nas direções de fluxo horizontal "x" e "y", os multiplicadores obtidos pela análise analítica mostraram-se notavelmente superiores aos da análise numérica. No entanto, na direção de fluxo vertical "z", as análises se aproximaram mais. Essa convergência de resultados pode ser atribuída à baixa permeabilidade da rocha nessa direção (0,026 mD), direcionando o fluxo quase exclusivamente pelas fraturas.

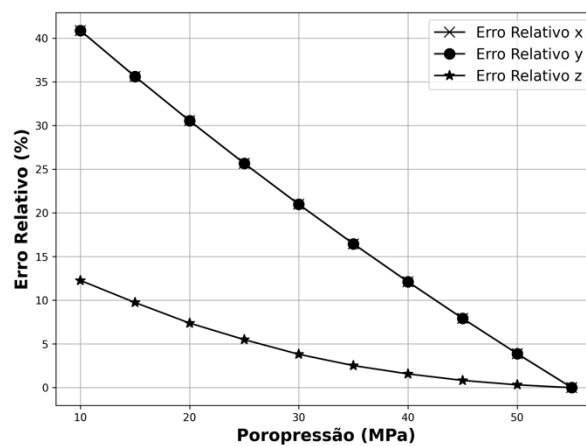
Figura 23 Comparação das respostas numérica e analítica dos multiplicadores de permeabilidade equivalente nas direções de fluxo horizontal (A) e vertical (B) no cenário hipotético, desconsiderando as atualizações na porosidade e permeabilidade da rocha na solução



Fonte: o autor

A Figura 24 destaca o erro relativo existentes entre os resultados derivados dos multiplicadores de permeabilidade equivalente para o cenário hipotético, desconsiderando os aspectos geomecânicos. Na poropressão de referência, estabelecida em 55 MPa nos cenários analisados, os multiplicadores serão consistentemente iguais a 1. Consequentemente, as discrepâncias entre os resultados derivados das soluções numérica e analítica serão inexistentes, marcando uma concordância total.

Figura 24 Erro relativo entre as respostas numérica e analítica dos multiplicadores de permeabilidade equivalente em cada direção de fluxo no cenário hipotético, desconsiderando as atualizações na porosidade e permeabilidade da rocha na solução analítica



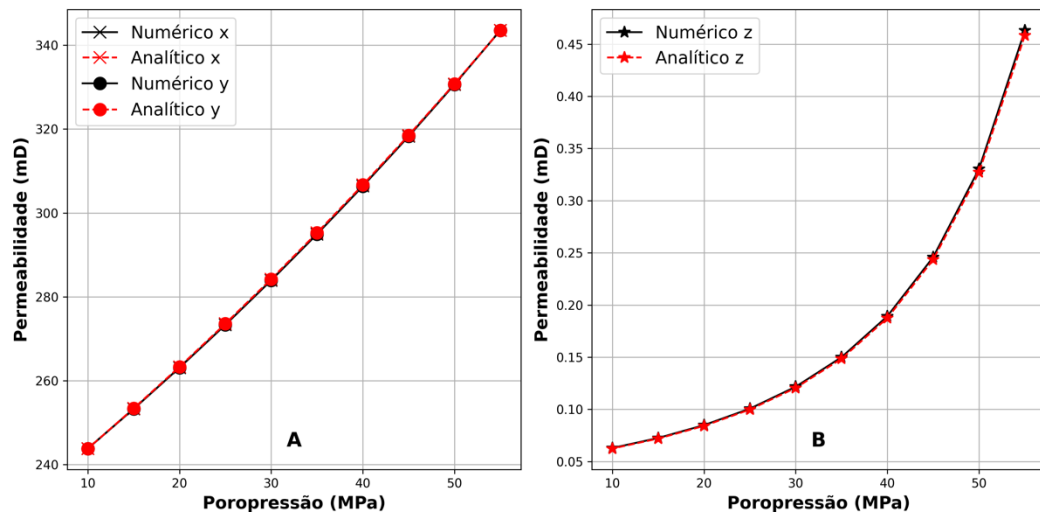
Fonte: o autor

Embora a discrepância entre as soluções numérica e analítica fosse esperada, percebeu-se que um fenômeno geomecânico de atualização da permeabilidade da rocha matriz foi considerado pela solução numérica, enquanto era desconsiderado pela abordagem analítica. Esse fenômeno ocorre devido à depleção da pressão e é calculado com base na lei geomecânica elástica, que leva em conta o novo estado de tensão e a consequente deformação volumétrica. Este cálculo proporciona uma atualização da porosidade, permitindo prever a nova permeabilidade da rocha.

Assim, foram incorporadas à abordagem analítica atualizações geomecânicas. Essa abordagem analítica reconfigurada se desenvolve em três fases: primeiramente, as aberturas de fratura são atualizadas; subsequentemente, esses valores atualizados são utilizados para determinar a permeabilidade equivalente da rede de fraturas; por fim, a permeabilidade equivalente da rede de fraturas é integrada com as atualizações de permeabilidade previamente calculadas para a matriz rochosa. Graças a essas modificações, a solução analítica se alinhou

de forma mais precisa com as respostas numéricas em todas as direções de fluxo, como evidenciado nos gráficos exibidos na Figura 25.

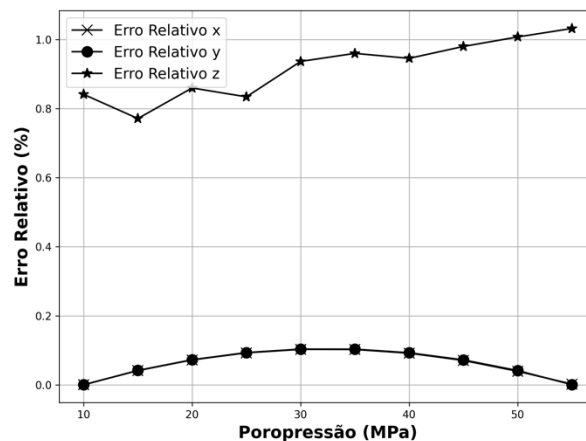
Figura 25 Comparação das respostas de permeabilidade equivalente numérica e analítica nas direções de fluxo horizontal (A) e vertical (B) no cenário hipotético, considerando as atualizações na porosidade e permeabilidade da rocha na solução analítica



Fonte: o autor

Na Figura 26, pode-se observar que o erro relativo entre as respostas numérica e analítica para a direção de fluxo vertical é notavelmente pequena, variando de 0,76% a 1,03%. Para as direções de fluxo horizontal, essa variação é ainda menor, abaixo de 0,14%.

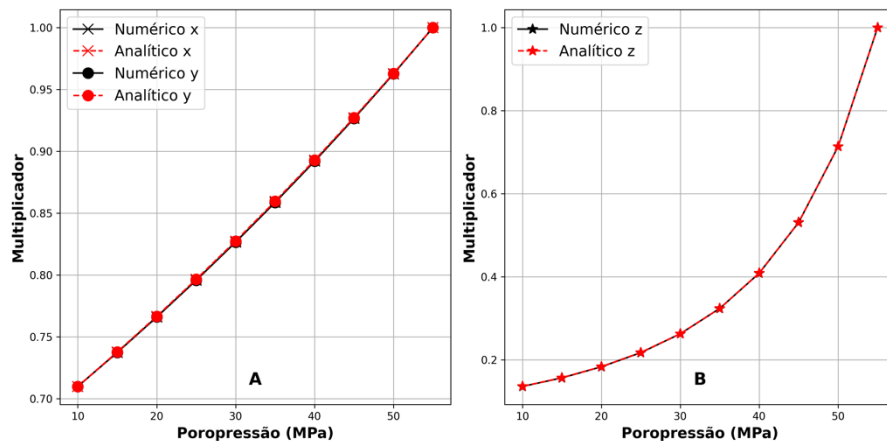
Figura 26 Erro relativo entre as respostas de permeabilidade equivalente numérica e analítica em cada direção de fluxo no cenário hipotético, considerando as atualizações na porosidade e permeabilidade da rocha na solução analítica



Fonte: o autor

A comparação gráfica das soluções numéricas e analíticas para os multiplicadores de permeabilidade equivalente revela uma grande similaridade, resultado das modificações implementadas, conforme ilustrado na Figura 27. Essa correspondência pode ser atribuída a um cenário hipotético que se alinha às premissas de Oda, caracterizado por fraturas que se estendem por toda a célula.

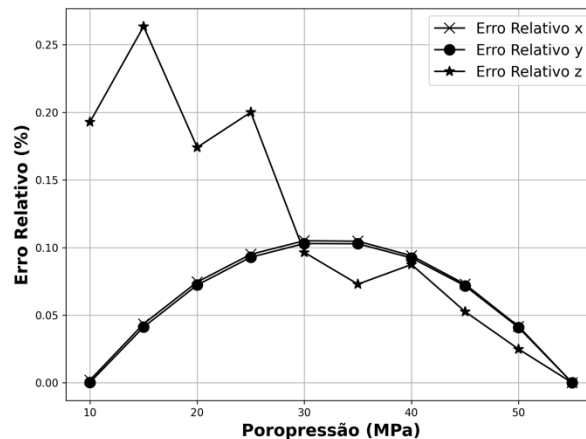
Figura 27 Comparação das respostas numérica e analítica dos multiplicadores de permeabilidade equivalente nas direções de fluxo horizontal (A) e vertical (B) no cenário hipotético, considerando as atualizações na porosidade e permeabilidade da rocha na solução analítica



Fonte: o autor

O erro relativo entre as soluções numéricas e analíticas referentes aos multiplicadores de permeabilidade equivalente para o cenário hipotético, foram mínimos, não ultrapassando 0,3%, conforme evidenciado na Figura 28.

Figura 28 Erro relativo entre as respostas numérica e analítica dos multiplicadores de permeabilidade equivalente em cada direção de fluxo no cenário hipotético, considerando as atualizações na porosidade e permeabilidade da rocha na solução analítica



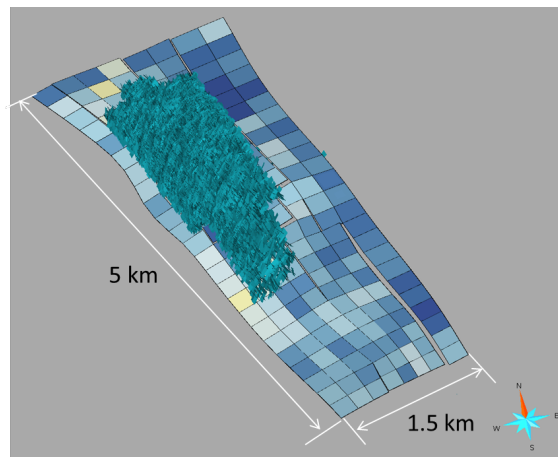
Fonte: o autor

A abordagem analítica, levando em consideração as variações de pressão do reservatório e atualizando tanto as aberturas das fraturas quanto a porosidade e a permeabilidade da matriz rochosa, conseguiu diminuir significativamente a discrepância entre os resultados analíticos e numéricos no cenário hipotético. Isso destaca a importância de integrar considerações geomecânicas nas análises.

4.2 CENÁRIOS DO RESERVATÓRIO CARBONÁTICO

Os cenários de reservatório carbonático analisados foram adaptados de (FALCÃO *et al.*, 2018), que desenvolveram vários modelos de DFN para um reservatório carbonático no intervalo pré-sal brasileiro, cujo modelo geológico construído com aproximadamente 12.000 fraturas em azul na vertical, ilustrado na Figura 29, foi usado para extrair as três células DFN analisadas nesse estudo.

Figura 29 Modelo geológico construído com aproximadamente 12.000 fraturas



Fonte: adaptado de Falcão *et al.*, (2018)

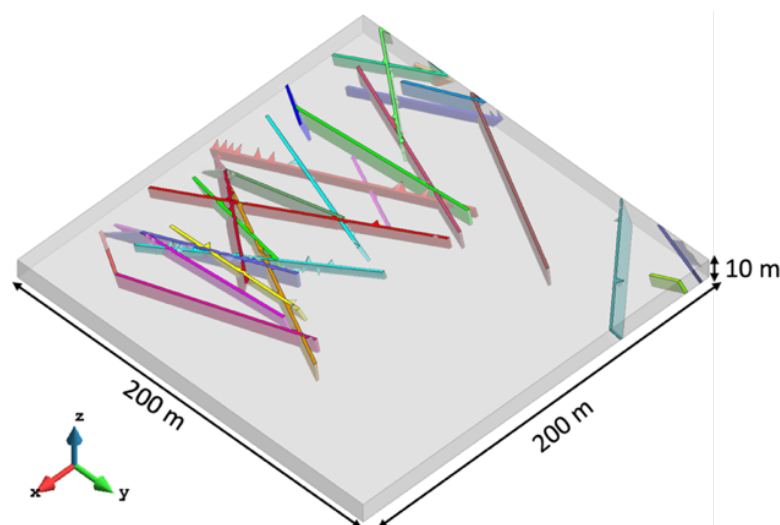
Três células DFN do modelo geológico, com dimensões de 200m x 200m x 10m cada, foram analisadas. Essas células representam três cenários distintos, caracterizados pela variação na frequência e intensidade das fraturas. Os cenários foram denominados como reservatório carbonático A, B e C. Onde existe um incremento no número de fraturas em cada cenário, sendo 26 fraturas no reservatório A, 54 no B e 115 no C. Estas análises também têm como objetivo avaliar a eficácia da técnica em células DFN que apresentam variadas frequência de fraturas (P30) e intensidade de fraturas (P32) e buscar identificar um método para agrupar as células, utilizando essas informações de frequência e intensidade de fraturas como base. Foi dada

preferência aos marcadores de frequência de fraturas (P30) e intensidade de fraturas (P32), excluindo-se a intensidade adimensional (P33). A razão para esta escolha reside no fato de que os valores de intensidade adimensional (P33) variam de acordo com as atualizações geomecânicas nas aberturas das fraturas.

4.2.1 Reservatório carbonático A

A Figura 30 ilustra a geometria que representa o primeiro volume extraído do modelo geológico. A malha contém 16.462 nós e 80.488 elementos, possui 26 fraturas, com orientação predominante ao longo do eixo y. Apresenta uma frequência de fraturas P30 de $6,50 \times 10^{-5}$ e uma intensidade P32 de $4,45 \times 10^{-2}$. As permeabilidades dessas fraturas estão no intervalo de 0,005 mD a 0,911 mD, enquanto as aberturas iniciais variam de 0,000022 mm a 0,682 mm. A rocha matriz possui permeabilidade vertical de 0,026 mD e horizontal de 343 mD. A visualização da Figura 30 mostra que as fraturas não se estendem por toda a extensão da célula nas direções x e y.

Figura 30 Geometria do reservatório carbonático A



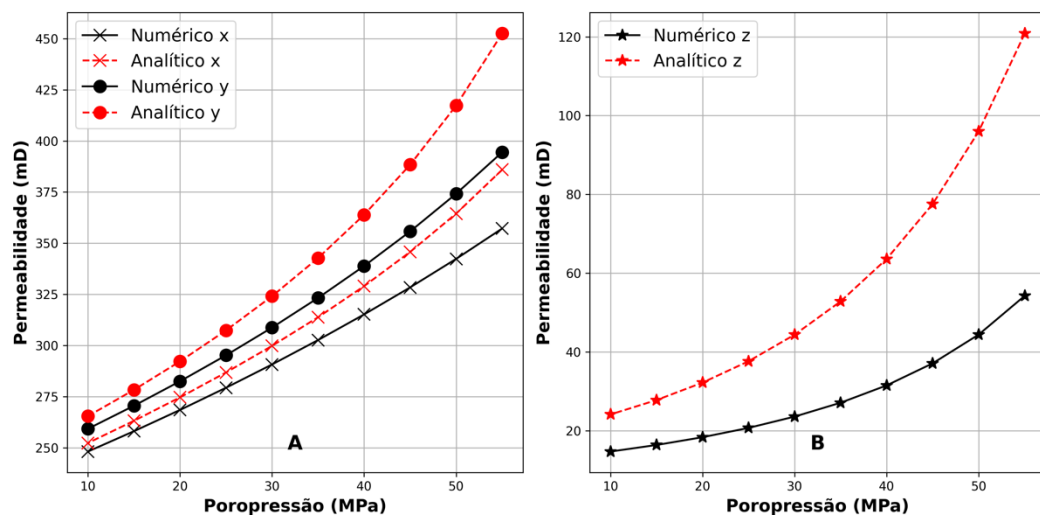
Fonte: o autor

Os detalhes de permeabilidade e as aberturas iniciais das fraturas para o cenário do reservatório carbonático A estão especificados no apêndice A, enquanto as condições iniciais e de contorno, bem como as características do reservatório, foram discutidas no capítulo de metodologia e estão resumidas na Tabela 1.

A Figura 31 apresenta os resultados numérico e analítico para a permeabilidade equivalente, para o reservatório carbonático A, levando em consideração as atualizações

geomecânicas em ambas as abordagens. Essas atualizações ocorrem na porosidade e permeabilidade da matriz, bem como nas mudanças nas aberturas das fraturas devido às variações de pressão. Foi considerado que a atualização da permeabilidade da rocha matriz foi consistente entre as duas abordagens. Assim, quaisquer discrepâncias entre os resultados surgem principalmente de como cada método aborda o fluxo nas fraturas. Diferente do que foi observado no cenário hipotético, no qual todas as fraturas cruzam toda a célula, nesta situação, as curvas de permeabilidade equivalente e seus multiplicadores já não exibem uma coincidência clara nos seus comportamentos.

Figura 31 Comparação das respostas de permeabilidade equivalente, numérica e analítica, nas direções de fluxo horizontal (A) e vertical (B) para o cenário carbonático A



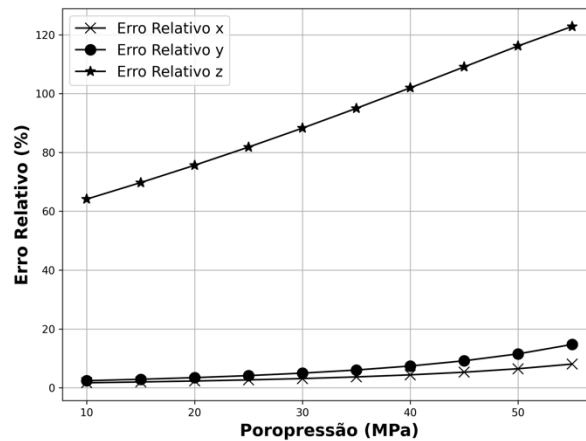
Fonte: o autor

A análise indica que à medida que a depleção avança e as fraturas se fecham ainda mais, o acordo entre as duas abordagens se intensifica. Isso reforça a ideia de que a permeabilidade equivalente é cada vez mais influenciada pela permeabilidade intrínseca da rocha matriz.

O erro relativo entre as soluções analíticas e numéricas tornam-se particularmente marcantes na direção de fluxo vertical, onde são mais evidentes, a uma poropressão de 10 MPa, a diferença foi de 64%. Esse efeito é atribuído à baixa permeabilidade da rocha matriz nessa direção, que é de apenas 0,026 mD, tornando o fluxo fortemente dependente das fraturas. De fato, nesta direção vertical, verifica-se que 22 fraturas cruzam a célula. Já nas direções de fluxo horizontais, x e y, essas diferenças foram bem menores. A Figura 32 explora mais profundamente essas observações, destacando as variações entre as abordagens analíticas e numéricas. Com uma poropressão de 55 MPa, o erro relativo nas soluções horizontais varia

entre 8% e 14% para as direções de fluxo x e y, respectivamente. No entanto, ao reduzir a poropressão para 10 MPa, à medida que as fraturas se fecham, a diferença nas direções horizontais diminui, alcançando cerca de 2% para ambas as direções x e y.

Figura 32 Erro relativo entre as respostas de permeabilidade equivalente, numérica e analítica, nas direções de fluxo x, y e z do reservatório carbonático A

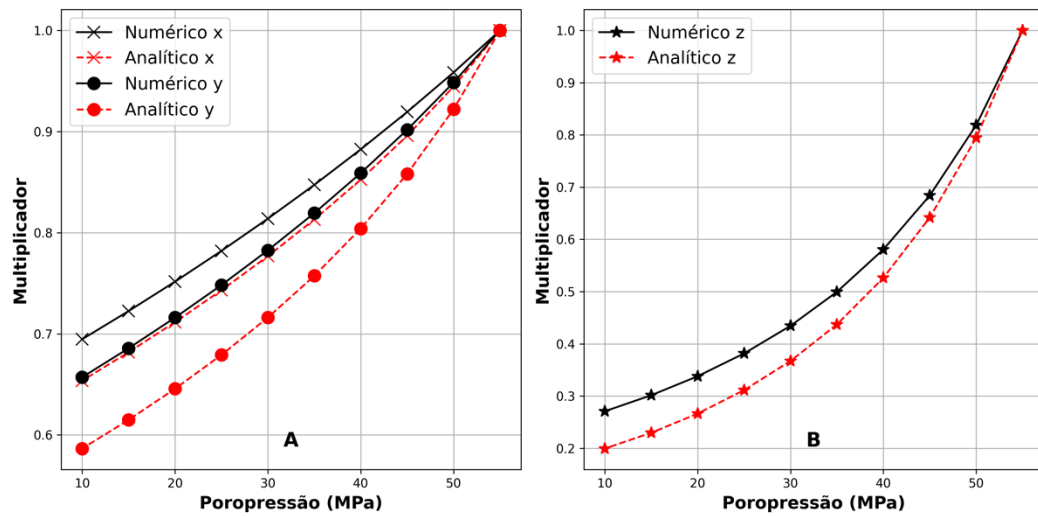


Fonte: o autor

A Figura 33 apresenta os resultados das análises numérica e analítica referentes aos multiplicadores de permeabilidade equivalente, levando em consideração os efeitos geomecânicos em ambas as análises. Isso marca uma divergência significativa do observado nas análises de permeabilidade equivalente, onde as estimativas analíticas tendem a superestimar a permeabilidade. Neste caso, observamos que as curvas resultantes da análise analítica acabam por subestimar a resposta numérica em todas as direções de fluxo.

Ao contrário dos resultados observados na análise da permeabilidade equivalente, onde as soluções analíticas e numéricas convergem à medida que a depleção aumenta, os dados referentes aos multiplicadores de permeabilidade equivalente apresentam uma tendência oposta. Com o aumento da depleção, as soluções analíticas e numéricas se distanciam. Isso ocorre devido à forma como os multiplicadores de porosidade e de permeabilidade horizontal e vertical são calculados, baseando-se no valor da pressão atual dividido pelo valor da pressão de referência, conforme apresentado nas equações 25, 26 e 27. Na pressão de referência de 55 MPa, o valor do multiplicador é sempre igual a 1, indicando total concordância entre os resultados dos multiplicadores nesse ponto. Esta dinâmica é claramente ilustrada na Figura 34, que destaca o erro relativo entre as respostas numéricas e analíticas dos multiplicadores de permeabilidade equivalente em cada direção de fluxo no cenário do reservatório carbonático A.

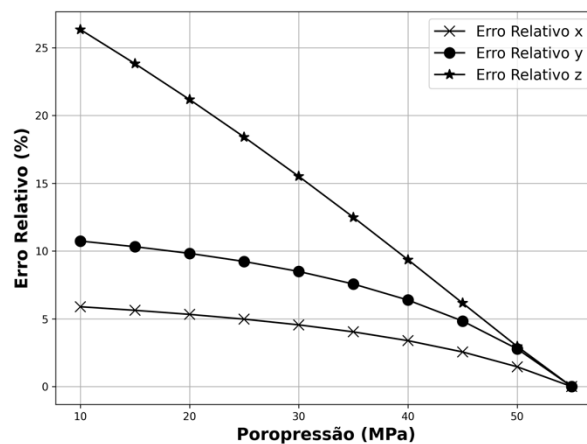
Figura 33 Comparação das respostas, numérica e analítica, dos multiplicadores de permeabilidade equivalente nas direções de fluxo horizontal (A) e vertical (B) para o cenário carbonático A



Fonte: o autor

A 55 MPa, as soluções analíticas e numéricas estão em total concordância, mas, à medida que a poropressão diminui, essas diferenças tornam-se mais evidentes. Notavelmente, a uma poropressão de 10 MPa, observam-se as maiores disparidades entre as soluções, atingindo cerca de 6% e 11% nas direções de fluxo x e y, respectivamente. Na direção de fluxo vertical onde as fraturas dominam o fluxo devido a baixa permeabilidade de matriz a diferença é ainda maior, com cerca de 26%.

Figura 34 Erro relativo entre as respostas, numérica e analítica, dos multiplicadores de permeabilidade equivalente nas direções de fluxo x, y e z do reservatório carbonático A

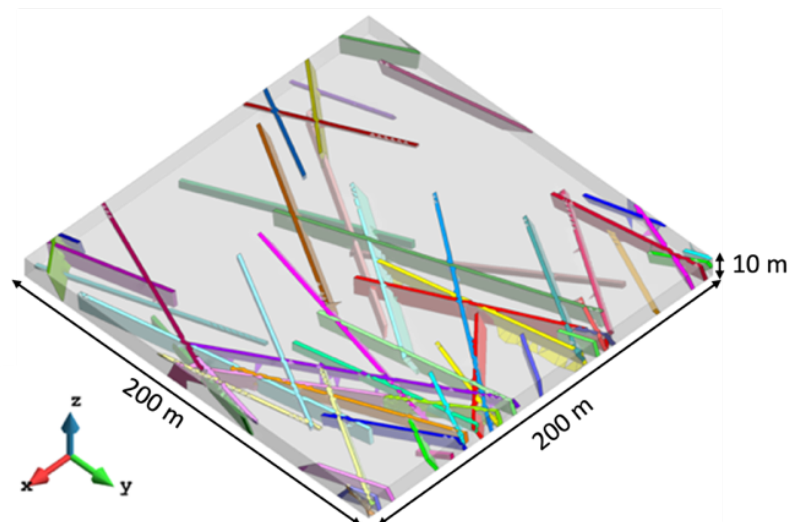


Fonte: o autor

4.2.2 Reservatório carbonático B

A Figura 35 apresenta a geometria correspondente ao segundo volume extraído do modelo geológico, identificado como reservatório carbonático B. Esta malha possui 16.591 nós e 83.272 elementos e contém 54 fraturas, com permeabilidades que oscilam de 0,000145 mD a 0,960 mD, e as aberturas iniciais que vão de 0,000000018 mm a 0,757 mm. As fraturas, apesar de não se estenderem por todo o comprimento da célula, demonstram conectividade acentuada, especialmente ao longo do eixo y, com uma frequência P30 de $1,35 \times 10^{-4}$ e uma intensidade de fraturas P32 de $7,35 \times 10^{-2}$. Informações detalhadas sobre a permeabilidade e as aberturas iniciais das fraturas deste cenário podem ser encontradas no apêndice A. A rocha matriz possui porosidade inicial de 7,58% e permeabilidade vertical de 0,026 mD e horizontal de 343 mD. As condições iniciais e de contorno, bem como as características do reservatório, foram apresentadas no capítulo de metodologia e podem ser encontradas na Tabela 1 e na Tabela 2.

Figura 35 Geometria do reservatório carbonático B

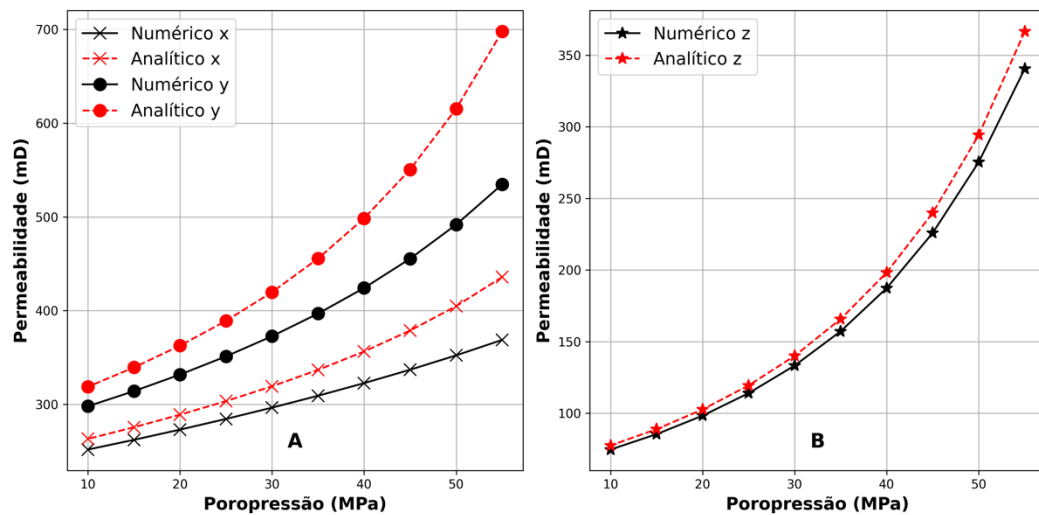


Fonte: o autor

A Figura 36 compara as respostas de permeabilidade equivalente obtidas pelos métodos numérico e analítico nas direções de fluxo x, y e z para o cenário do reservatório carbonático B. Nessa comparação, ambas as abordagens incluem as atualizações nas aberturas das fraturas. Similarmente ao observado para o reservatório carbonático A, percebe-se que com o avanço da depleção e o fechamento subsequente das fraturas, a influência das características da matriz rochosa se torna mais preponderante nas direções de fluxo horizontal x e y. Na direção vertical, a baixa permeabilidade da matriz rochosa é contrabalançada por um fluxo governado pelas

fraturas. A incorporação de atualizações geomecânicas na solução analítica resulta em uma concordância entre os métodos numérico e analítico, destacando a importância de tais atualizações para a precisão dos modelos de fluxo.

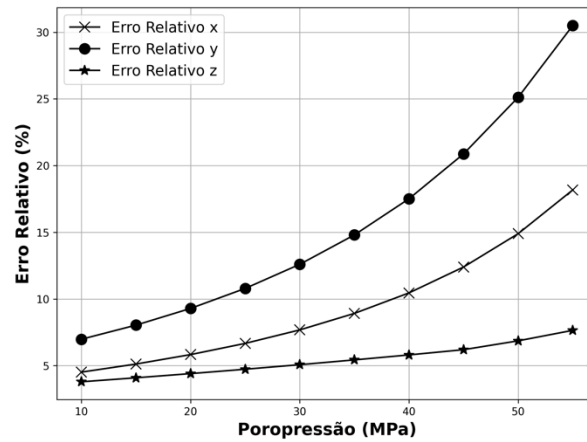
Figura 36 Comparação das respostas de permeabilidade equivalente, numérica e analítica, nas direções de fluxo horizontal (A) e vertical (B) para o cenário carbonático B



Fonte: o autor

À medida que o processo de depleção se intensifica, constata-se um alinhamento progressivo entre as soluções analíticas e numéricas. É notório que as diferenças são mais evidentes nas direções de fluxo horizontal x e y, se comparado a direção vertical, onde as diferenças são mínimas. Essa tendência é reforçada na Figura 37, que destaca o erro relativo entre as respostas de permeabilidade equivalente numéricas e analíticas nas direções x, y e z do reservatório carbonático B. Com a poropressão a 50 MPa, identifica-se uma variação entre as soluções de cerca de 15% na direção x, 25% na direção y e 6,8% na direção z. Por outro lado, a uma poropressão de 10 MPa, equivalente a uma depleção de 45 MPa, essas diferenças são atenuadas, atingindo aproximadamente 4,5% na direção x, 7% na direção y e 3,7% na direção z, indicando uma concordância aprimorada entre as metodologias sob condições de maior depleção.

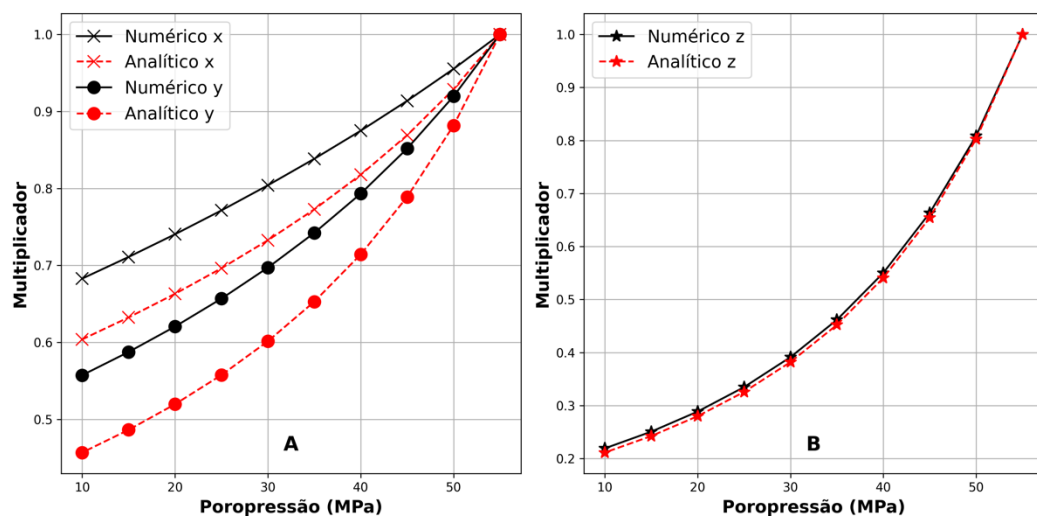
Figura 37 Erro relativo entre as respostas de permeabilidade equivalente, numérica e analítica, nas direções de fluxo x, y e z do reservatório carbonático B



Fonte: o autor

A Figura 38 apresenta uma comparação entre os multiplicadores de permeabilidade equivalente obtidos por métodos numéricos e analíticos nas direções de fluxo horizontal (A) e vertical (B) para o cenário do reservatório carbonático B. As respostas analíticas, em todas as direções de fluxo, mostram uma tendência a menores valores nos multiplicadores de permeabilidade equivalente em comparação com as numéricas, com essa tendência sendo mais pronunciada nas direções horizontais x e y, enquanto na direção vertical, a concordância entre as duas abordagens é quase exata.

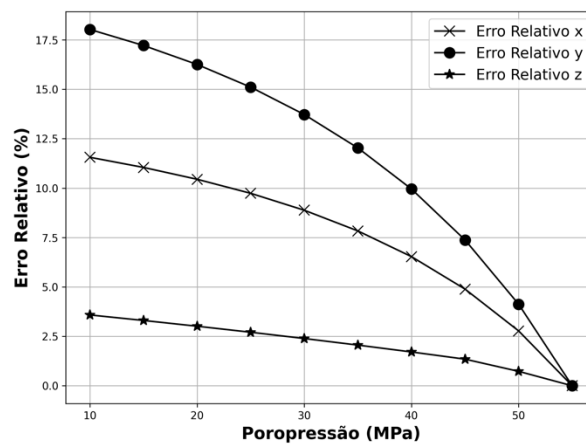
Figura 38 Comparação das respostas, numérica e analítica, dos multiplicadores de permeabilidade equivalente nas direções de fluxo horizontal (A) e vertical (B) para o cenário carbonático B



Fonte: o autor

Conforme a depleção progride, uma divergência crescente entre as soluções analíticas e numéricas dos multiplicadores de permeabilidade equivalente se manifesta. Esta divergência é mais acentuada a uma poropressão de 10 MPa, com as maiores diferenças sendo registradas nas direções de fluxo x, y e z, alcançando aproximadamente 12%, 18% e 4%, respectivamente. No entanto, essa tendência reverte à medida que a pressão se aproxima do valor de referência de 55 MPa adotado nos cenários analisados, ponto no qual as respostas dos multiplicadores se alinham completamente. A Figura 39 ilustra essas diferenças para o reservatório carbonático B.

Figura 39 Erro relativo entre as respostas, numérica e analítica, dos multiplicadores de permeabilidade equivalente nas direções de fluxo x, y e z do reservatório carbonático B

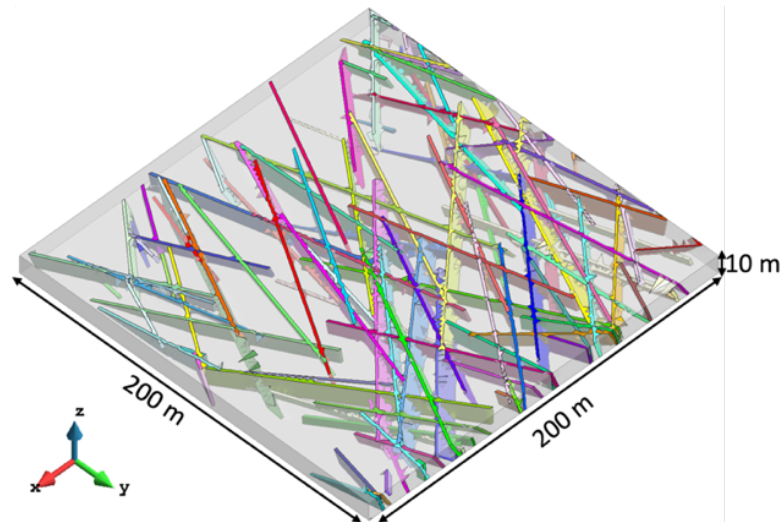


Fonte: o autor

4.2.3 Reservatório carbonático C

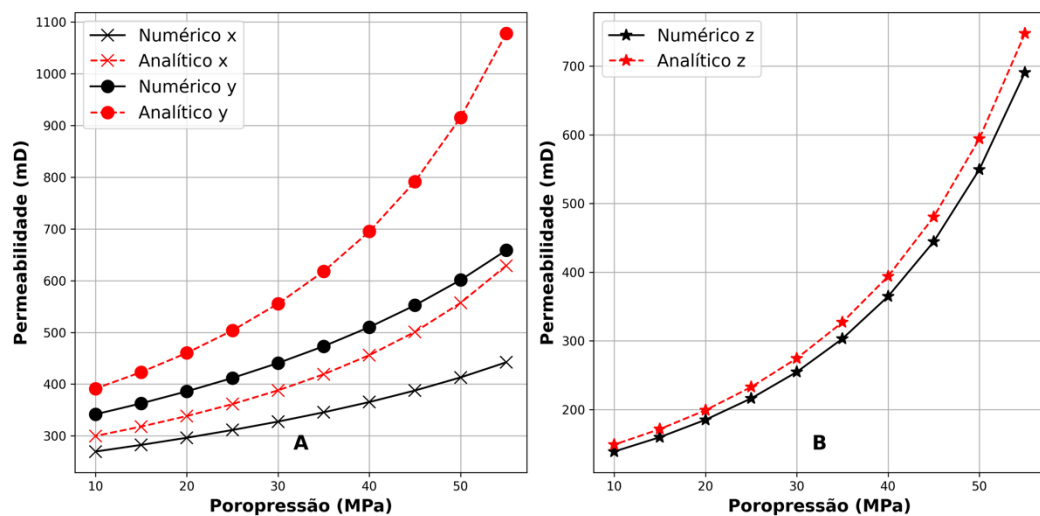
A Figura 40 ilustra a geometria do terceiro volume extraído do modelo geológico para o cenário do reservatório carbonático C. A malha em elementos finitos apresenta 34305 nós e 180486 elementos, contém 115 fraturas, demonstrando a eficiência da técnica em analisar cenários com a frequência e a intensidade de fraturas elevadas, que possuem P30 de $2,88 \times 10^{-4}$ e P32 de $1,75 \times 10^{-1}$. As permeabilidades das fraturas variam de $8,8 \times 10^{-11}$ mD a 0,0008 mD. Os detalhes sobre as fraturas são fornecidos no apêndice A.

Apesar de as fraturas não se estenderem completamente nas direções x e y, a visualização ressalta uma conectividade notável entre elas, sugerindo um potencial significativo para o fluxo de fluidos através da rede. As condições iniciais e de contorno, assim como as características do reservatório, foram detalhadas no capítulo de metodologia e estão disponíveis nas Tabelas 1 e 2.

Figura 40 Geometria do reservatório carbonático C

Fonte: o autor

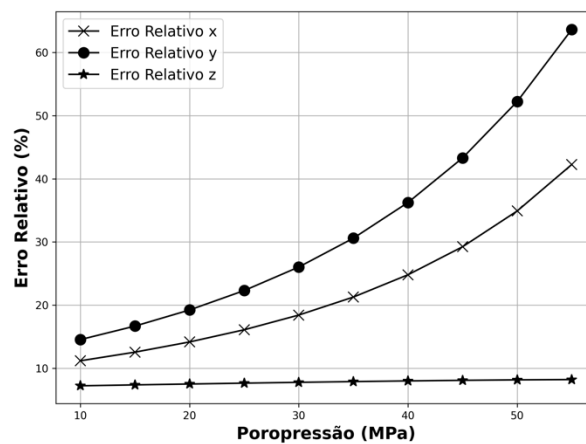
A Figura 41 exibe os resultados numéricos e analíticos da permeabilidade equivalente para o cenário do reservatório carbonático C. Ao considerar aspectos geomecânicos, tornam-se evidentes as atualizações nas aberturas das fraturas, bem como na permeabilidade e porosidade da rocha matriz. Os resultados sugerem que, à medida que a depleção se intensifica, as fraturas tendem a se fechar. Isso faz com que o fluxo se torne menos dependente delas, aproximando assim as soluções analítica e numérica.

Figura 41 Comparação das respostas de permeabilidade equivalente, numérica e analítica, nas direções de fluxo horizontal (A) e vertical (B) para o cenário carbonático C

Fonte: o autor

A Figura 42 exibe o erro relativo entre os resultados numéricos e analíticos da permeabilidade equivalente no reservatório carbonático C. Os resultados indicam discrepâncias mais pronunciadas nas direções de fluxo horizontal, notadamente na direção y, alinhada à orientação principal das fraturas. Com a poropressão em 10 MPa, a diferença nas soluções é de 11% na direção x e de 14% na direção y. Essas diferenças se acentuam na pressão de referência de 55 MPa, chegando a 42% na direção x e superando 63% na direção y. Na direção vertical, a variação se mantém consistente, variando entre 7% e 8%.

Figura 42 Erro relativo entre as respostas de permeabilidade equivalente, numérica e analítica, nas direções de fluxo x, y e z do reservatório carbonático C

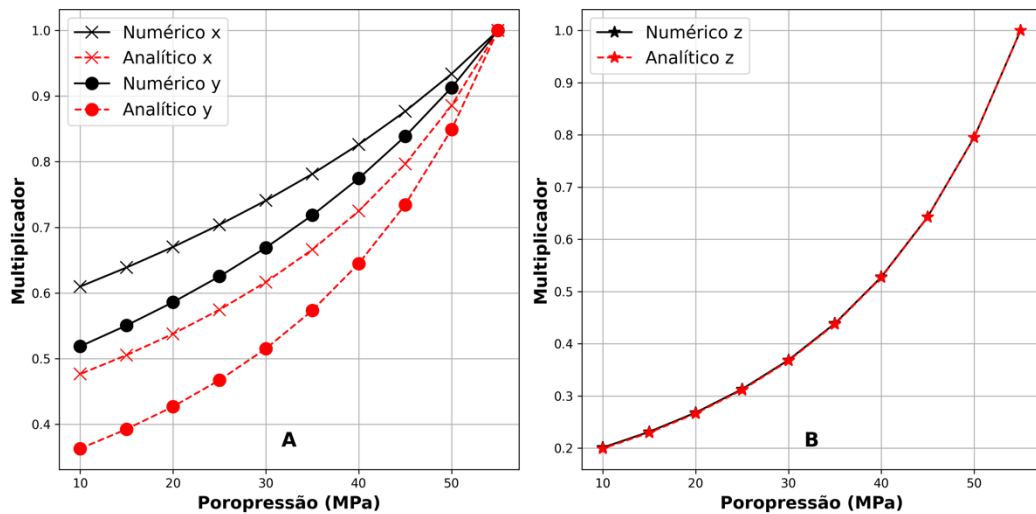


Fonte: o autor

A Figura 43 ilustra a comparação entre as respostas dos multiplicadores de permeabilidade equivalente nas direções de fluxo horizontal (a) e vertical (b) no cenário do reservatório carbonático C.

Conforme observado nos cenários iniciais, as estimativas analíticas tendem a ser inferiores às numéricas em todas as direções de fluxo, especialmente nas direções horizontais x e y. Na direção vertical, a permeabilidade equivalente é fortemente influenciada pela permeabilidade da rede de fraturas, em razão da menor permeabilidade da rocha nessa direção e do fato de a maioria das fraturas intersectarem a célula verticalmente, o que resulta em uma maior precisão entre as soluções analíticas e numéricas.

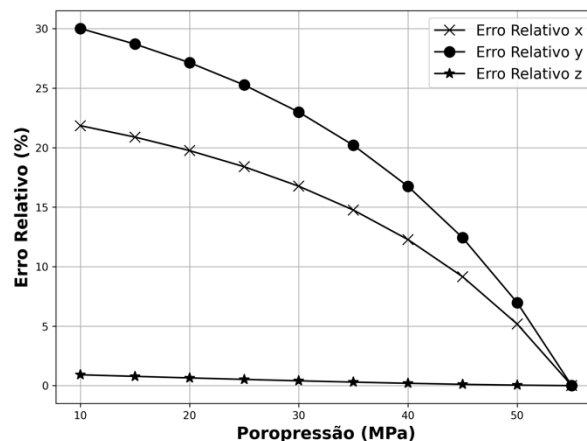
Figura 43 Comparação das respostas, numérica e analítica, dos multiplicadores de permeabilidade equivalente nas direções de fluxo horizontal (A) e vertical (B) para o cenário carbonático C



Fonte: o autor

A Figura 44 exibe o erro relativo entre as respostas numéricas e analíticas dos multiplicadores de permeabilidade equivalente no reservatório carbonático C. À medida que a depleção avança, as diferenças entre as soluções se acentuam, especialmente a uma pressão de poros de 10 MPa, onde as direções de fluxo horizontais x e y registram discrepâncias de aproximadamente 21% e 30%, respectivamente. Contudo, essa divergência diminui progressivamente até a pressão de referência de 55 MPa, onde ocorre uma convergência total das estimativas dos multiplicadores. Na direção vertical, dominada pela rede de fraturas, as diferenças são insignificantes, mantendo-se abaixo de 1% em todos os níveis de poropressão.

Figura 44 Divergências entre as respostas, numérica e analítica, dos multiplicadores de permeabilidade equivalente nas direções de fluxo x, y e z do reservatório carbonático C

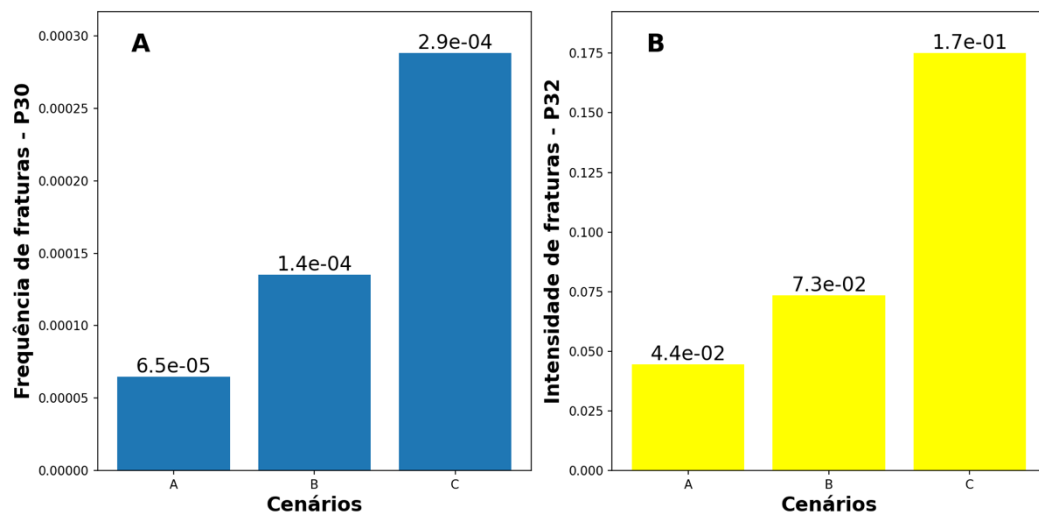


Fonte: o autor

4.2.4 Análise das Intensidades de Fratura nos Cenários do Reservatório Carbonático

Na análise dos cenários do reservatório carbonático, verifica-se uma tendência crescente tanto na frequência quanto na intensidade das fraturas, conforme ilustrado pelas Figuras 45(A) e 45(B). Os gráficos de barras indicam uma tendência nos três cenários estudados, reservatórios com maior frequência de fraturas (P30) apresentaram uma intensidade de fraturas (P32) mais acentuada. No entanto, essa aparente correlação não é uma constante e pode divergir em função das particularidades geológicas de cada reservatório. Ressalta-se que os cenários A, B e C originam-se do mesmo modelo geológico, o que pode explicar a concordância observada entre a frequência e a intensidade das fraturas. Esta observação sublinha a importância de analisar cada cenário de forma isolada, considerando que variações no modelo geológico podem alterar essa dinâmica.

Figura 45 Comparação da frequência (A) e intensidade (B) de fraturas em diferentes cenários estudados



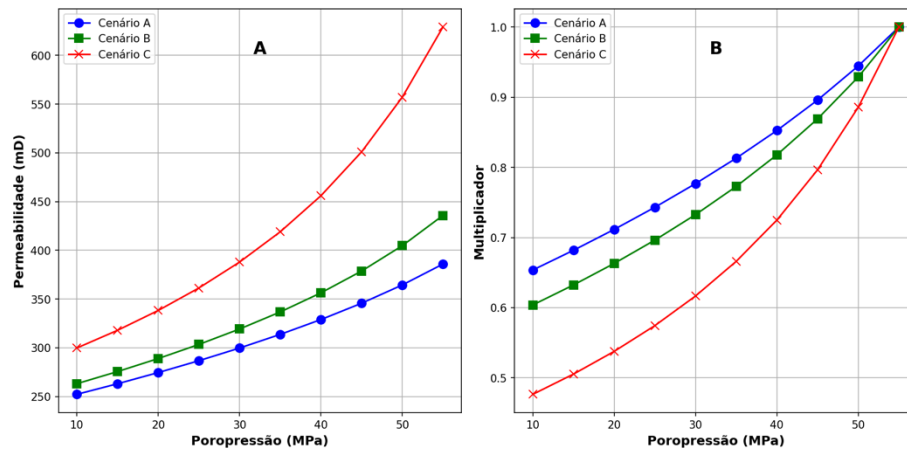
Fonte: o autor

Ao analisar a Figura 46, que ilustra os resultados analíticos da permeabilidade equivalente na direção de fluxo em X e os multiplicadores de permeabilidade correspondentes, são observadas distintas variações entre os cenários A, B e C.

O cenário C apresenta a permeabilidade mais elevada e multiplicadores de permeabilidade inferiores em toda a gama de poropressões examinada. Este cenário também manifesta a mais alta frequência e intensidade de fraturas, conforme indicado pelos valores de P30 e P32. Tal observação sugere que um incremento na frequência e na intensidade das fraturas pode estar relacionado ao aumento da permeabilidade observada no reservatório. No entanto, é

importante destacar que esse não é o único fator envolvido; aspectos geológicos adicionais, como a topologia do meio, que impactam a conectividade entre as fraturas e contribuem para a elevação da permeabilidade.

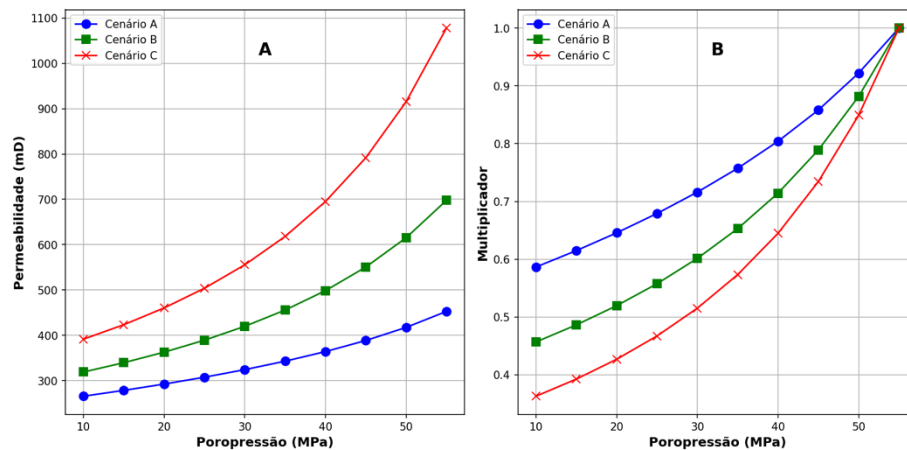
Figura 46 Variação da permeabilidade e seus multiplicadores na direção de fluxo em X para os cenários do reservatório carbonático A, B e C



Fonte: o autor

A Figura 47 exibe os resultados analíticos da permeabilidade equivalente e os multiplicadores associados, quando a direção de fluxo foi imposta em Y, para os cenários A, B e C. Em concordância com os resultados para a direção de fluxo imposta em X, nota-se que uma maior frequência e intensidade de fraturas podem estar relacionadas a um aumento na permeabilidade equivalente.

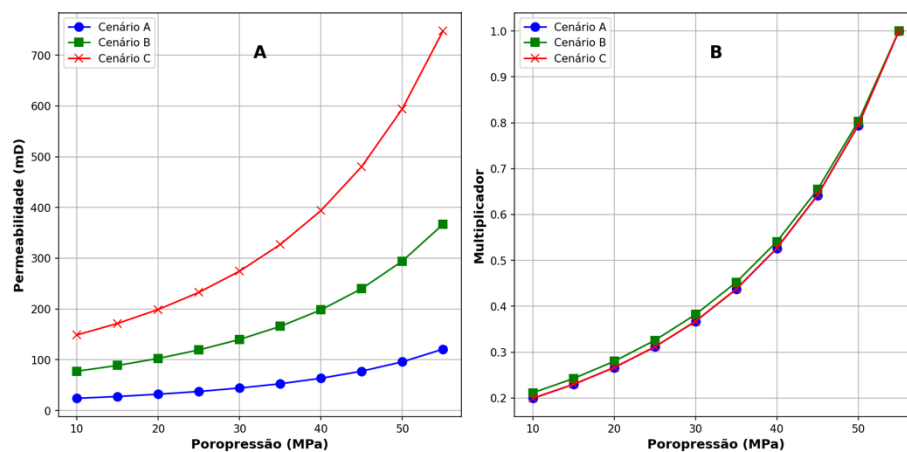
Figura 47 Variação da permeabilidade e seus multiplicadores na direção de fluxo em Y para os cenários do reservatório carbonático A, B e C



Fonte: o autor

A Figura 48 exibe os resultados analíticos para a permeabilidade equivalente e os multiplicadores na direção vertical dos cenários A, B e C. Nesta direção vertical, o fluxo é preponderantemente controlado pelas fraturas, dada a reduzida permeabilidade da matriz rochosa. É possível notar um padrão de permeabilidade equivalente semelhante ao das direções horizontais, em que uma maior frequência e intensidade de fraturas correspondem a uma permeabilidade aumentada, com o cenário C exibindo valores superiores aos cenários A e B. Em contraste, as curvas dos multiplicadores de permeabilidade mostram pouca variação entre os cenários, indicando um comportamento quase uniforme.

Figura 48 Variação da permeabilidade e seus multiplicadores na direção vertical para os cenários do reservatório carbonático A, B e C



Fonte: o autor

Nos cenários analisados, observa-se que, em condições com maior frequência e intensidade de fraturas, o fluxo de fluidos tende a ser favorecido, possivelmente devido a uma rede de fraturas mais desenvolvida. No entanto, essa relação não é fixa e pode variar dependendo das características geológicas de cada reservatório. A compreensão detalhada destas dinâmicas é fundamental para o desenvolvimento de estratégias de exploração eficazes e para a avaliação acurada do potencial produtivo dos reservatórios.

4.3 SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS COM E SEM PSEUDOACOPLAMENTO

Após a validação das formulações empregadas, avançou-se para a simulação de um cenário em escala de reservatório. Nessas simulações, o foco foi quantificar o impacto da utilização das tabelas de pseudoacoplamento na porosidade e permeabilidade, e as

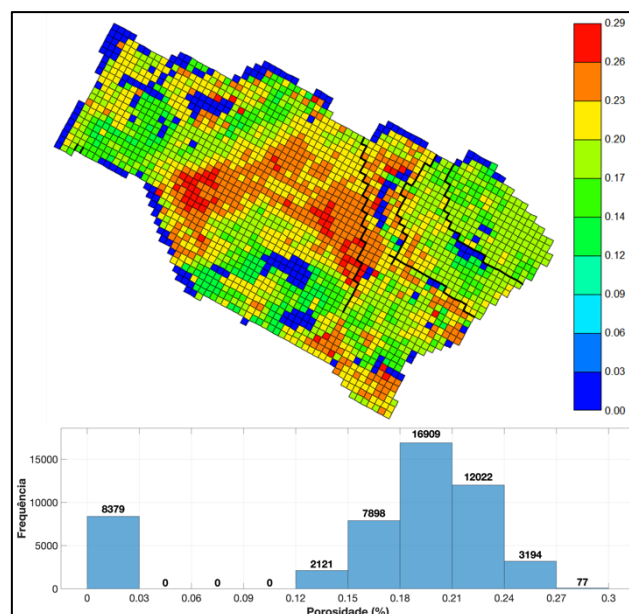
consequências resultantes na produção do reservatório. Para isso, foram realizadas simulações tanto com o uso das tabelas de pseudoacoplamento quanto sem elas, em modelos 1PHI1K e 2PHI2K. Em todas as simulações, foram utilizados os arquivos de permeabilidade atualizados pelo programa.

4.3.1 Resultados 1PHI1K

As primeiras simulações foram realizadas no modelo de porosidade e permeabilidade simples 1PHI1K. As propriedades petrofísicas apresentam uma distribuição heterogênea, com uma porosidade média de 18%, e permeabilidades médias de 272 mD na horizontal e 34,3 mD na vertical. A distribuição inicial dessas propriedades é idêntica em todas as simulações 1PHI1K, sendo que a diferença entre os resultados se deve ao uso das tabelas de pseudoacoplamento.

A Figura 49 exibe a distribuição de porosidade no modelo de reservatório, acompanhada por um histograma que quantifica a frequência dos valores de porosidade em diferentes intervalos. O mapa de distribuição de porosidade revela uma variação espacial significativa das propriedades petrofísicas ao longo do reservatório. Os valores de porosidade variam entre 0,1% e 29%. Observa-se que as regiões centrais do reservatório apresentam concentrações mais elevadas de porosidade, contrastando com as bordas, que apresentam menores valores.

Figura 49 Distribuição de porosidade no reservatório para o modelo 1PHI1K



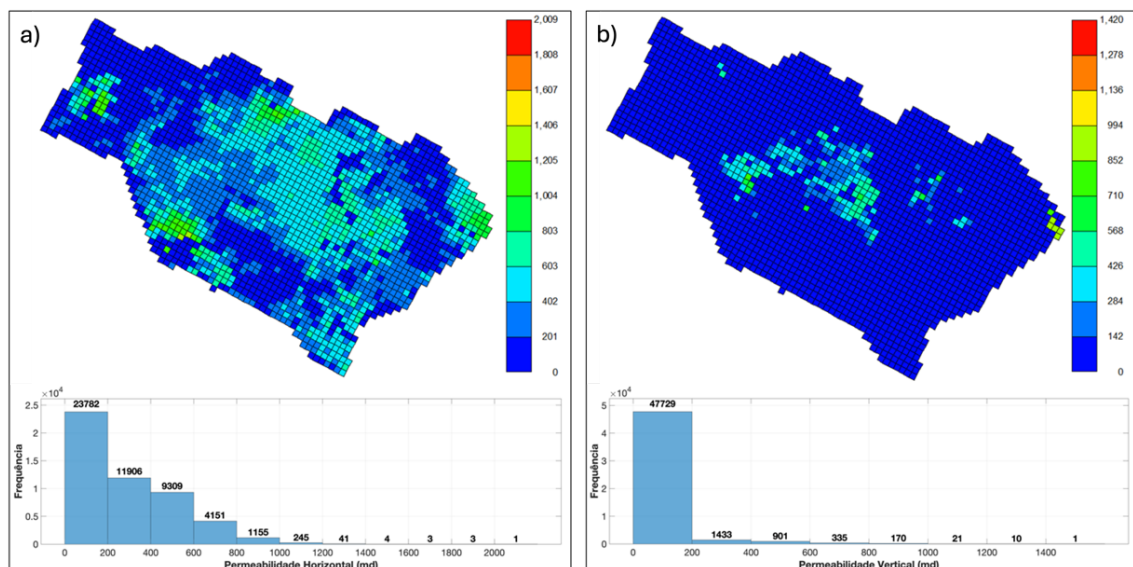
Fonte: o autor

O histograma fornece uma análise quantitativa da distribuição de porosidade ao longo do reservatório. O eixo horizontal do gráfico exibe intervalos de porosidade, enquanto o eixo vertical mostra a frequência de células dentro de cada intervalo. O histograma revela que a maioria das células do reservatório possui porosidade entre 18% e 21%, com um pico de 16.909 células nessa faixa. A segunda maior concentração ocorre entre 21% e 24%, com 12.022 células.

A Figura 50 mostra a distribuição da permeabilidade (a) horizontal e (b) vertical no modelo de reservatório, acompanhada por histogramas que quantificam a frequência dos valores de permeabilidade em diferentes intervalos.

O mapa de distribuição de permeabilidade horizontal revela uma variação espacial significativa ao longo do reservatório, com valores variando de 0,1 a 2009 mD. O histograma correspondente fornece uma análise quantitativa, mostrando que a maior concentração de células possui permeabilidade horizontal de até 200 mD, com 23.782 células nessa faixa. À medida que a permeabilidade aumenta, a frequência de células diminui significativamente, com poucas células apresentando permeabilidades superiores a 1400 mD.

Figura 50 Distribuição de permeabilidade do reservatório no modelo 1PHI1K: a) horizontal; b) vertical



Fonte: o autor

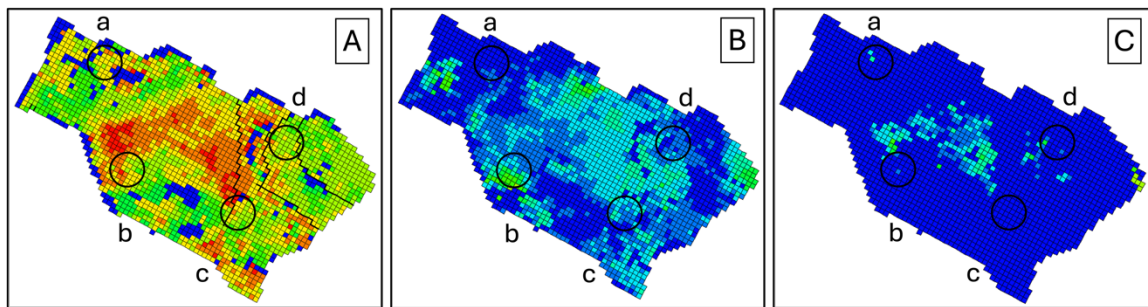
De maneira semelhante, o mapa de distribuição de permeabilidade vertical também exibe uma variação espacial, com valores que variam de 0,1 a 1420 mD. Pode-se notar que a maioria do reservatório apresenta baixa permeabilidade vertical, predominando as regiões em azul escuro, enquanto algumas áreas isoladas exibem permeabilidades mais elevadas, indicadas

pelas cores verde e amarela. O histograma de permeabilidade vertical revela que a maioria das células do reservatório (47.729 células) possui permeabilidade de até 200 mD, e, à medida que a permeabilidade aumenta, a frequência de células diminui drasticamente, com poucas células apresentando permeabilidades superiores a 1000 mD.

As imagens ilustram de forma clara a heterogeneidade do reservatório em termos de permeabilidade, destacando tanto as áreas de maior e menor capacidade de fluxo horizontal quanto as regiões com capacidade limitada de fluxo vertical.

A Figura 51 apresenta a distribuição da porosidade (A), da permeabilidade horizontal (B) e da permeabilidade vertical (C) no modelo de reservatório, destacando quatro áreas específicas, marcadas como a, b, c e d, onde foram selecionadas células para analisar a variação temporal das propriedades. Essas regiões foram escolhidas devido à presença de fraturas, o que leva a uma atualização das propriedades pelo uso das tabelas de pseudoacoplamento.

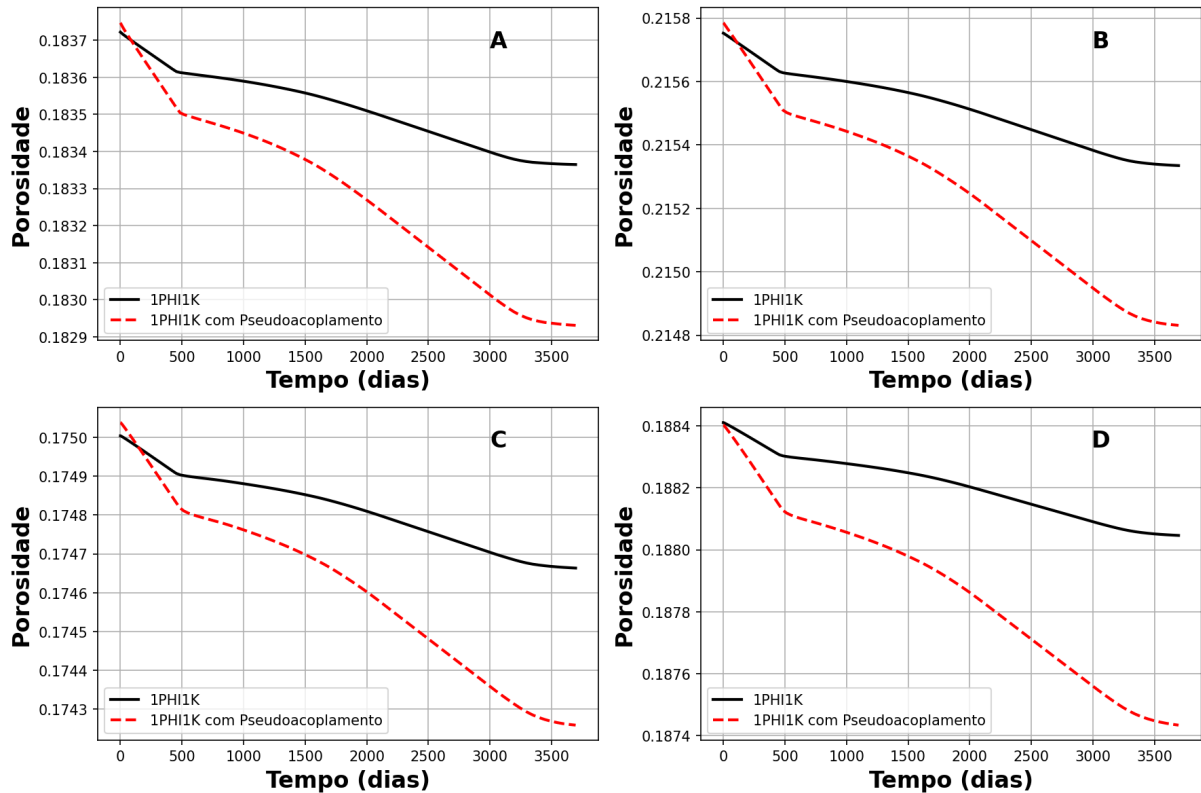
Figura 51 Distribuição da porosidade (A), permeabilidade horizontal (B) e permeabilidade vertical (C) no modelo de reservatório, destacando quatro pontos específicos: a, b, c e d no modelo 1PHI1K



Fonte: o autor

Na Figura 52, são apresentados quatro gráficos que ilustram a evolução da porosidade ao longo do tempo em para 4 células do modelo de reservatório. As 4 células foram selecionadas nas regiões a, b, c e d. Em cada gráfico, a linha preta representa a simulação utilizando o modelo 1PHI1K sem pseudoacoplamento, enquanto a linha vermelha pontilhada mostra os resultados da simulação com pseudoacoplamento. Os gráficos evidenciam uma tendência de diminuição progressiva da porosidade nas células analisadas ao longo do tempo em ambas as simulações. No entanto, essa redução, embora presente, é muito pequena, ficando abaixo de 1%. Mesmo assim, nas simulações que utilizam pseudoacoplamento, a diminuição é ligeiramente mais acentuada. Embora a diferença na porosidade seja sutil, esses resultados sugerem que a usa das tabelas de pseudoacoplamento pode intensificar a compactação do reservatório, o que, por sua vez, pode ter impactos diretos, ainda que modestos, na eficiência de recuperação de fluídos.

Figura 52 Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento da porosidade em diferentes células do reservatório ao longo do tempo no modelo 1PHI1K



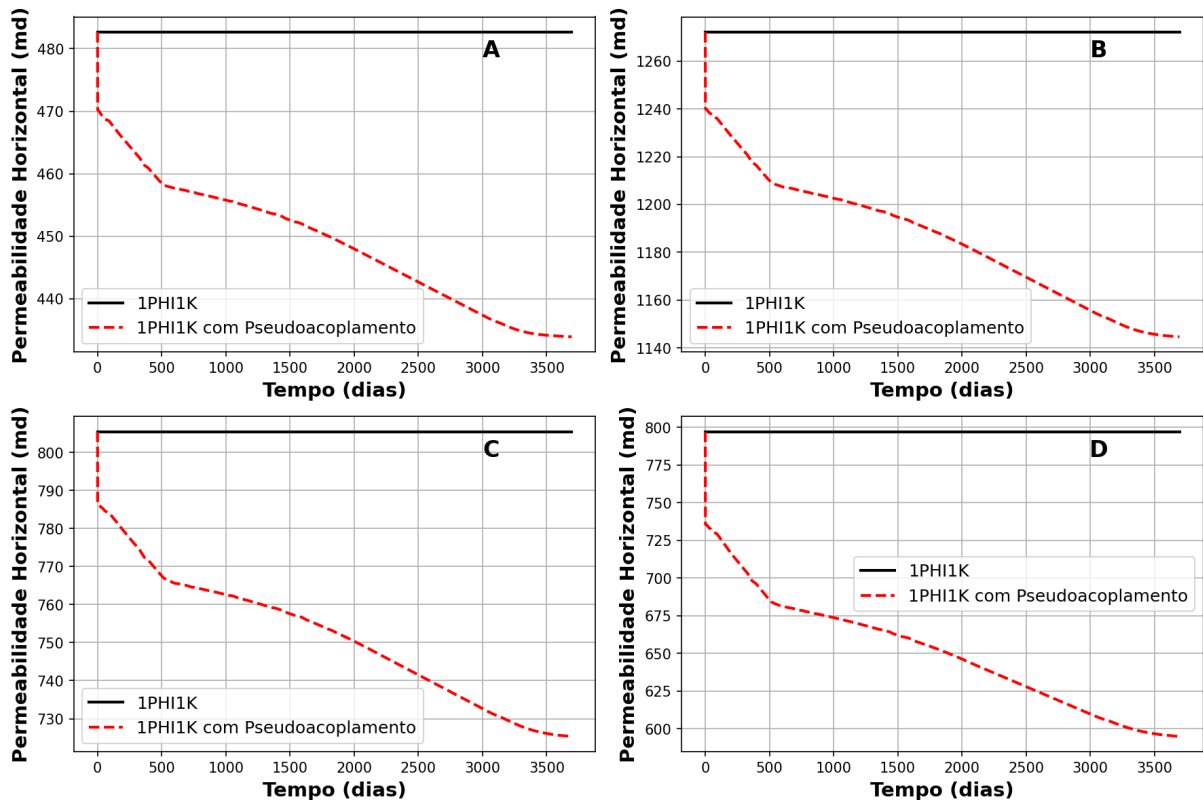
Fonte: o autor

A Figura 53 apresenta gráficos que mostram a evolução da permeabilidade horizontal ao longo do tempo nas células selecionadas do reservatório, utilizando o modelo 1PHI1K, comparando os resultados obtidos com e sem o uso das tabelas de pseudoacoplamento. Nas simulações sem o pseudoacoplamento, a permeabilidade é considerada constante durante todo o tempo de simulação.

Em contraste, nas simulações que utilizam as tabelas de pseudoacoplamento, a permeabilidade apresenta uma redução gradual ao longo dos 3700 dias analisados, devido a variação da pressão do reservatório. Especificamente, as permeabilidades iniciais são de aproximadamente 480 md, 1260 md, 800 md e 800 md para as células a, b, c e d, respectivamente. Ao final do período de simulação, essas permeabilidades foram reduzidas para aproximadamente 435 md, 1150 md, 725 md e 600 md para as mesmas células, respectivamente.

Esses resultados mostram uma diminuição notável nas permeabilidades horizontais, variando entre 45 md e 200 md, dependendo da célula analisada. Isso reflete o impacto direto das tabelas de pseudoacoplamento na modificação das propriedades petrofísicas do reservatório ao longo do tempo.

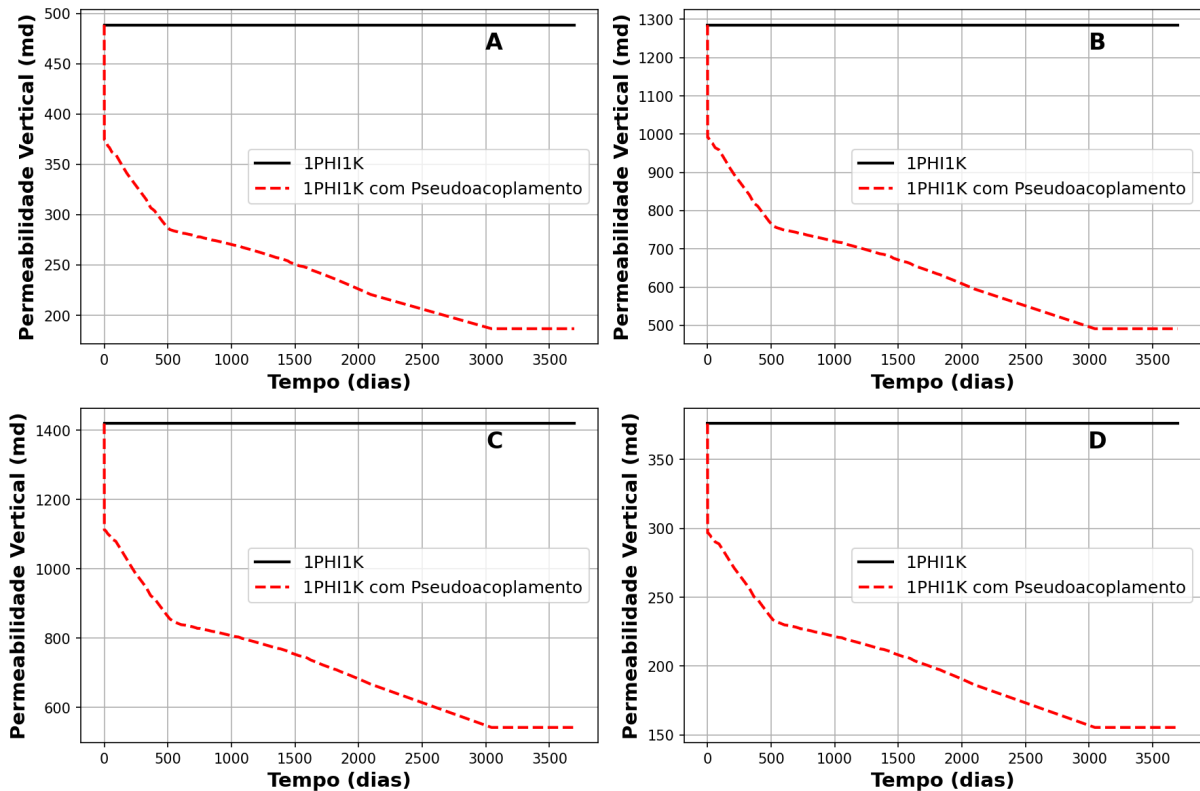
Figura 53 Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento da permeabilidade horizontal em diferentes células do reservatório ao longo do tempo no modelo 1PHI1K



Fonte: o autor

A Figura 54 ilustra a evolução temporal da permeabilidade vertical para as células a, b, c e d no modelo de reservatório 1PHI1K. Assim como observado nos gráficos de permeabilidade horizontal, nas simulações sem o uso das tabelas de pseudoacoplamento, a permeabilidade vertical mantém-se constante ao longo do tempo. Por outro lado, nas simulações que utilizam as tabelas de pseudoacoplamento, há uma redução gradual da permeabilidade vertical ao longo do tempo de simulação. As permeabilidades iniciais são de aproximadamente 500 md, 1260 md, 1419 md e 370 md para as células a, b, c e d, respectivamente. Com a aplicação do pseudoacoplamento, essas permeabilidades foram reduzidas para cerca de 200 md, 500 md, 600 md e 155 md nas mesmas células, respectivamente. Isso resulta em reduções entre 200 md e 819 md, destacando o impacto significativo das tabelas na modificação das permeabilidades verticais do reservatório.

Figura 54 Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento da permeabilidade vertical em diferentes células do reservatório ao longo do tempo no modelo 1PHI1K

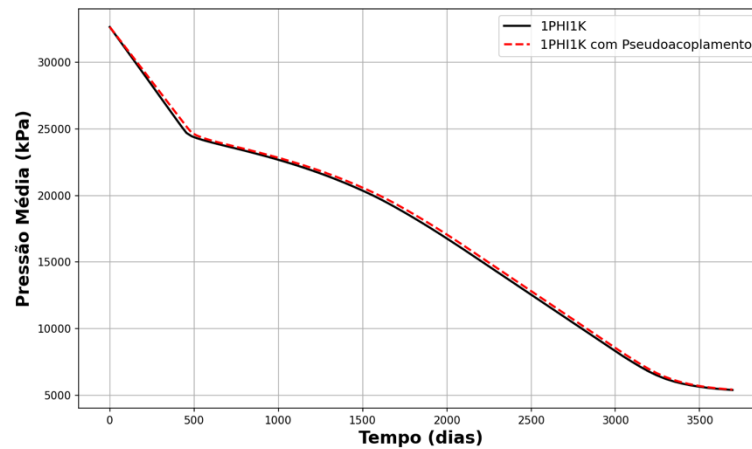


Fonte: o autor

O uso do pseudoacoplamento nas simulações do reservatório mostrou pequenos impactos na porosidade, que diminui gradualmente ao longo do tempo. Enquanto as permeabilidades horizontal e vertical permanecem constantes nas simulações sem o pseudoacoplamento, é evidente uma redução significativa dessas propriedades quando as tabelas de pseudoacoplamento foram aplicadas. Essa observação ressalta a importância de uma análise mais detalhada dos efeitos do pseudoacoplamento, considerando não apenas as permeabilidades, mas também o impacto sobre a pressão do reservatório, o volume poroso e as produções de óleo, gás e água ao longo do tempo.

O gráfico apresentado na Figura 55 mostra a evolução da pressão média no reservatório ao longo do tempo, comparando os resultados das simulações com e sem o uso das tabelas de pseudoacoplamento. Inicialmente, ambas as simulações seguem trajetórias muito próximas, com uma rápida queda na pressão média durante os primeiros 500 dias. Com o avanço do tempo, a pressão média continua a diminuir, mas a diferença entre as simulações permanece insignificante, sugerindo que o impacto do pseudoacoplamento na pressão média, para o cenário analisado, foi pequeno. No entanto, essa diferença pode ter implicações no desempenho do reservatório a longo prazo.

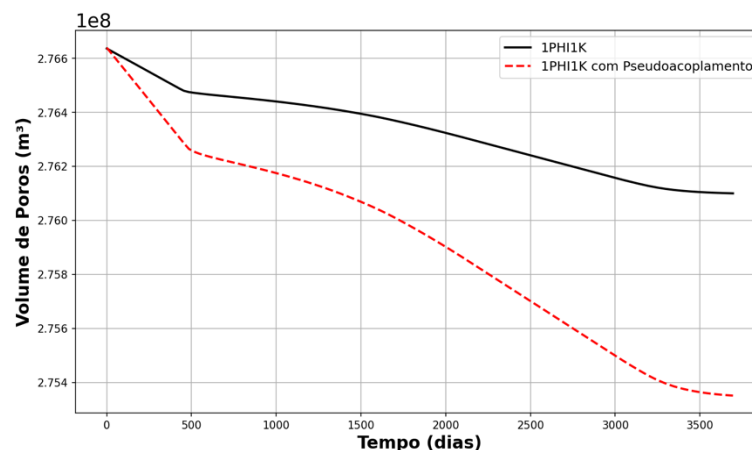
Figura 55 Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento da pressão média no reservatório ao longo do tempo no modelo 1PHI1K



Fonte: o autor

A análise das simulações realizadas com e sem o uso das tabelas de pseudoacoplamento no modelo 1PHI1K revela uma evolução distinta do volume de poros ao longo do tempo. Como ilustrado na Figura 56, o volume de poros diminui progressivamente em ambas as simulações, indicando a ocorrência de compactação do reservatório. Entretanto, essa redução é mais pronunciada na simulação que incorpora o pseudoacoplamento. A aceleração da compactação, resultante do uso do pseudoacoplamento, provoca uma diminuição maior do volume de poros ao longo do tempo, o que pode impactar a eficiência da recuperação de hidrocarbonetos.

Figura 56 Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento do volume de poros no reservatório ao longo do tempo no modelo 1PHI1K



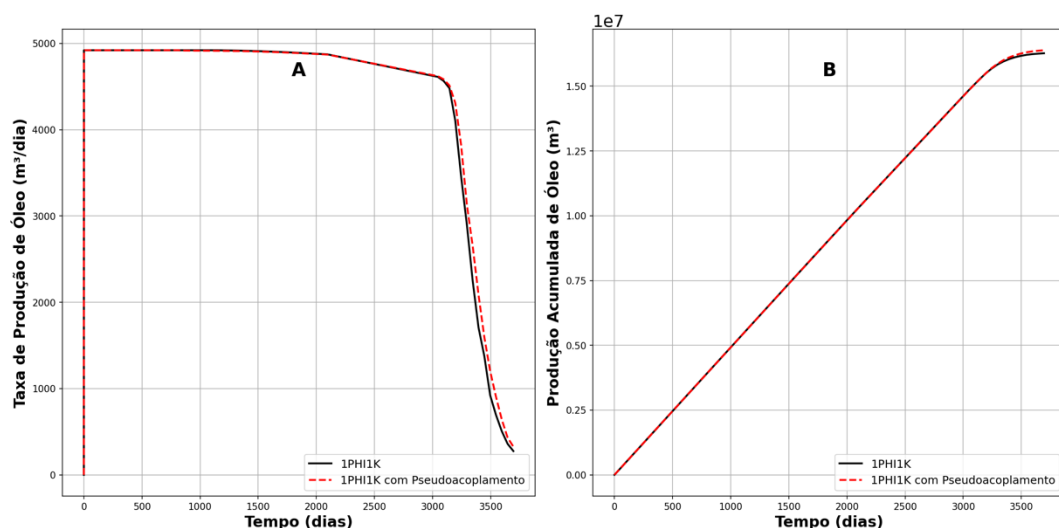
Fonte: o autor

A Figura 57 apresenta dois gráficos que comparam a evolução da produção de óleo ao longo do tempo nas simulações com e sem o uso das tabelas de pseudoacoplamento para o

modelo 1PHI1K. No gráfico A, à esquerda, que exibe a taxa de produção de óleo (em m³/dia) ao longo do tempo, fica claro que ambas as simulações começam com a mesma taxa de produção inicial, mantida constante em torno de 5000 m³/dia até aproximadamente 3200 dias. Após esse período, ocorre uma queda acentuada na taxa de produção em ambas as simulações. A linha preta, representando a simulação sem pseudoacoplamento, e a linha vermelha pontilhada, representando a simulação com pseudoacoplamento, permanecem quase sobrepostas durante todo o período, indicando que o impacto do pseudoacoplamento na taxa de produção de óleo é mínimo para esse cenário.

No gráfico B, à direita, que mostra a produção acumulada de óleo (em m³) ao longo do tempo, as duas curvas novamente apresentam comportamentos muito semelhantes. A produção acumulada aumenta de maneira linear até cerca de 2000 dias, quando a inclinação da curva começa a diminuir, refletindo a redução na taxa de produção. Embora a diferença entre as duas simulações seja pequena, é relevante notar que a produção acumulada com pseudoacoplamento atinge aproximadamente 16.387.000 m³ (103.071.000 barris), enquanto a produção sem pseudoacoplamento é de cerca de 16.273.000 m³ (102.347.000 barris). Isso resulta em uma diferença de aproximadamente 114.000 m³ (717.000 barris) a mais de óleo produzido na simulação com pseudoacoplamento. Portanto, apesar de o impacto do uso das tabelas de pseudoacoplamento parecer limitado, ele ainda pode proporcionar uma diferença significativa na recuperação acumulada de óleo.

Figura 57 Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento da taxa de produção (A) e produção acumulada (B) de óleo do reservatório ao longo do tempo no modelo 1PHI1K

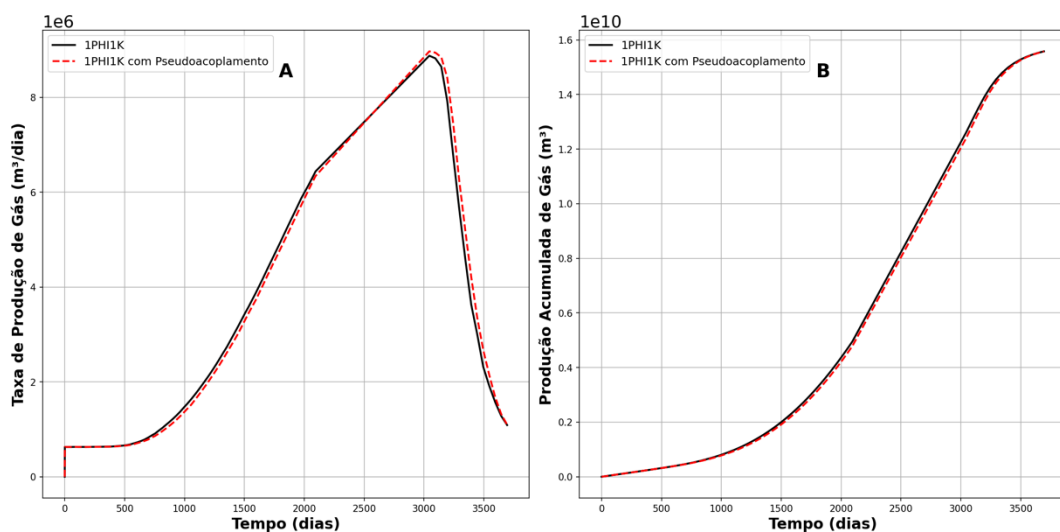


Fonte: o autor

Os gráficos que comparam a evolução da produção de gás ao longo do tempo nas simulações com e sem o uso das tabelas de pseudoacoplamento para o modelo 1PHI1K, são apresentados na Figura 58. No gráfico A, que exibe a taxa de produção de gás (em m^3/dia) ao longo do tempo, constata-se que ambas as simulações começam com taxas de produção semelhantes. À medida que o tempo avança, a taxa de produção de gás aumenta progressivamente em ambas as simulações, com um pico significativo por volta de 3200 dias. Após esse ponto, a taxa de produção diminui rapidamente. Assim como observado nas análises anteriores, a linha preta, representando a simulação sem pseudoacoplamento, e a linha vermelha pontilhada, representando a simulação com pseudoacoplamento, permanecem próximas ao longo de todo o período, sugerindo que o impacto do pseudoacoplamento na taxa de produção de gás é limitado.

No gráfico B, que mostra a produção acumulada de gás (em m^3) ao longo do tempo, as duas curvas novamente se comportam de forma muito semelhante. A produção acumulada de gás aumenta continuamente até o final do período de simulação. No entanto, ao comparar os valores finais, observa-se uma leve diferença: a simulação sem pseudoacoplamento atinge um valor máximo de aproximadamente $15.579.000.000 \text{ m}^3$ ($97.987.000.000$ barris), enquanto a simulação com pseudoacoplamento atinge aproximadamente $15.576.000.000 \text{ m}^3$ ($97.969.000.000$ barris). Essa diferença, de aproximadamente $3.000.000 \text{ m}^3$ ($18.000.000$ barris), indica que o uso das tabelas de pseudoacoplamento teve um impacto na produção acumulada de gás, resultando em uma ligeira redução na quantidade total produzida.

Figura 58 Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento da taxa de produção (A) e produção acumulada (B) de gás do reservatório ao longo do tempo no modelo 1PHI1K

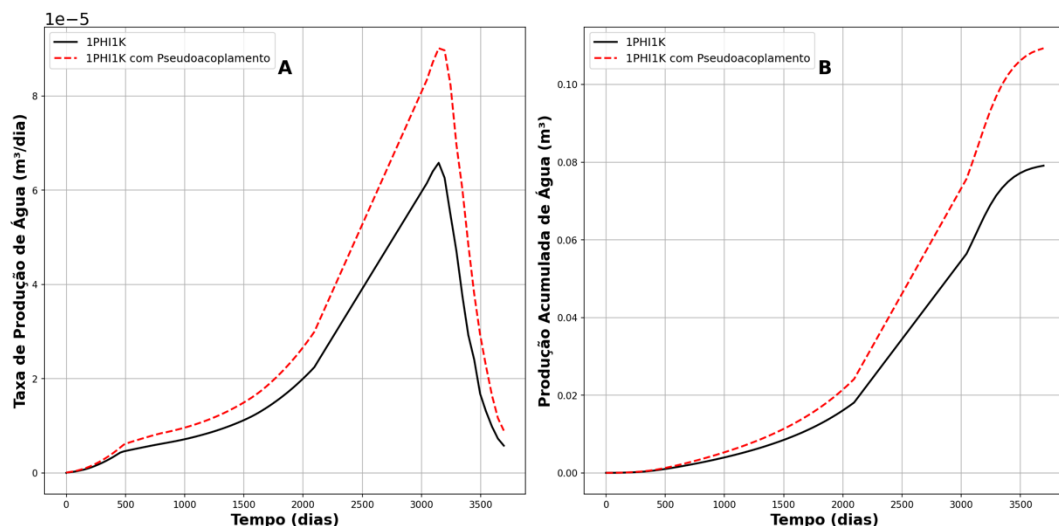


Fonte: o autor

A evolução da produção de água ao longo do tempo nas simulações com e sem o uso das tabelas de pseudoacoplamento para o modelo 1PHI1K, são exibidos nos gráficos da Figura 59. O gráfico A, exibe a taxa de produção de água (em m^3/dia) ao longo do tempo, percebe-se que ambas as simulações iniciam com taxas de produção de água muito baixas. À medida que o tempo avança, a taxa de produção de água aumenta gradualmente, com a simulação que utiliza pseudoacoplamento mostrando um aumento mais acentuado, atingindo um pico mais elevado contrastando com a simulação sem pseudoacoplamento. Após aproximadamente 3200 dias, ambas as simulações exibem uma diminuição na taxa de produção.

No gráfico B, que mostra a produção acumulada de água (em m^3) ao longo do tempo, a diferença entre as duas simulações, embora visível, representa um impacto muito pequeno em termos absolutos. A produção acumulada de água para a simulação com pseudoacoplamento atinge um valor máximo de aproximadamente $0,109 \text{ m}^3$ (0,69 barris), enquanto a simulação sem pseudoacoplamento atinge um valor máximo de aproximadamente $0,079 \text{ m}^3$ (0,50 barris). Essa diferença, apesar de parecer significativa no gráfico, representa apenas um aumento de $0,030 \text{ m}^3$ (0,19 barris) na produção de água devido ao uso das tabelas de pseudoacoplamento, o que pode ser considerado como um impacto limitado na performance geral do reservatório.

Figura 59 Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento da taxa de produção (A) e produção acumulada (B) de água do reservatório ao longo do tempo no modelo 1PHI1K



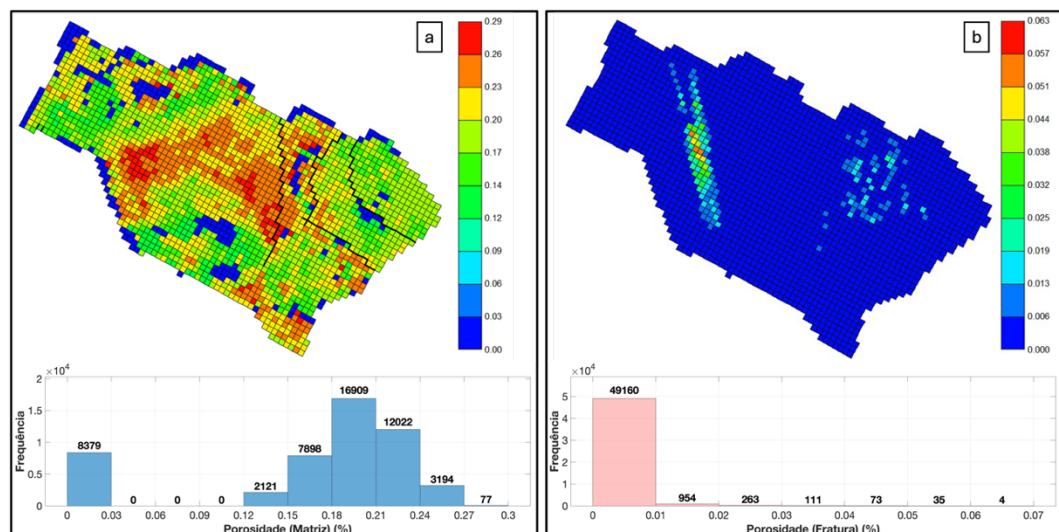
Fonte: o autor

4.3.2 Resultados 2PHI2K

Para finalizar, foram realizadas simulações utilizando o modelo de dupla porosidade e dupla permeabilidade (2PHI2K). A Figura 60(a) apresenta o mapa de porosidade da matriz para o modelo 2PHI2K, onde, verifica-se uma variação significativa da porosidade ao longo do reservatório, com uma média em torno de 18%. As áreas de maior porosidade estão concentradas nas regiões centrais e ao longo de faixas contínuas, indicando uma heterogeneidade no potencial de armazenamento da matriz.

Já a Figura 60(b) mostra o mapa de porosidade das fraturas para o modelo 2PHI2K, destacando as regiões onde as fraturas estão presentes. Os valores de porosidade das fraturas variam de 0 até 0,063%, com 1440 células exibindo uma influência significativa, apresentando valores superiores a 0,01%. Apesar de haver áreas com fraturas, constata-se que a maioria das células possui valores muito baixos de porosidade de fratura, com várias delas apresentando 0%, o que indica a ausência de fraturas nessas regiões.

Figura 60 Distribuição de porosidade do reservatório na matriz (a) e das fraturas (b) para o modelo 2PHI2K

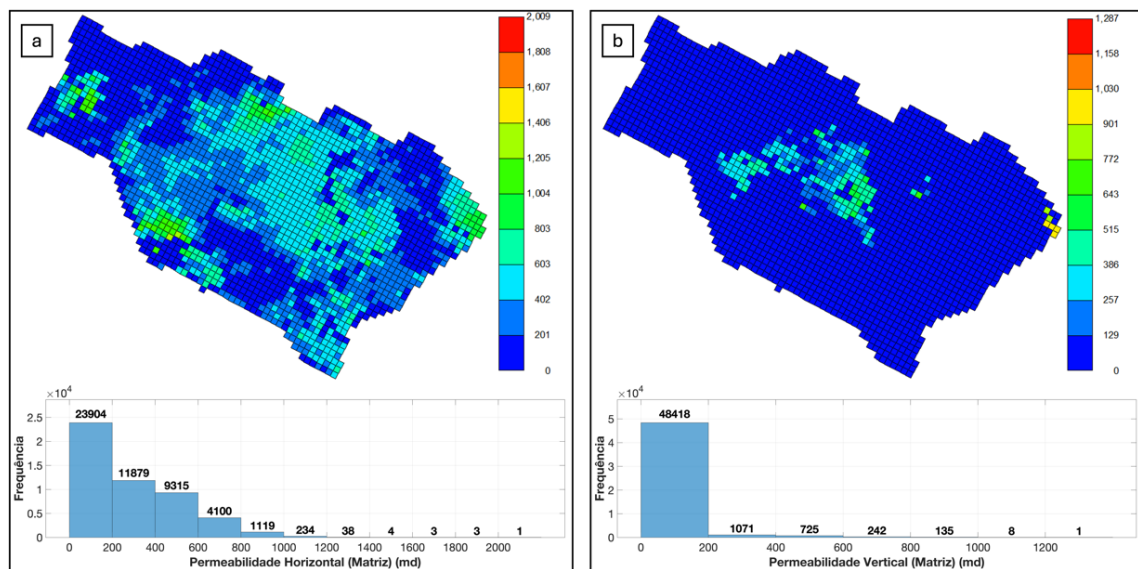


Fonte: o autor

A distribuição da permeabilidade no modelo 2PHI2K é composta pela permeabilidade da matriz e das fraturas. A Figura 61 ilustra a distribuição da permeabilidade da matriz no modelo 2PHI2K, com a permeabilidade horizontal representada em (a) e a vertical em (b), em uma vista de topo do reservatório. As permeabilidades médias na matriz são de 270,21 md na horizontal e 24,79 md na vertical. A permeabilidade horizontal na matriz apresenta variações significativas ao longo do reservatório, com as áreas de maior permeabilidade concentradas

principalmente nas regiões central e norte, e valores que variam entre 0 e 2009 md. O histograma correspondente revela que a maioria das células do reservatório possui permeabilidades horizontais na matriz entre 0 e 200 md, totalizando 23.904 células nessa faixa. Em relação à permeabilidade vertical, a distribuição espacial também apresenta variações ao longo do reservatório, com maior concentração nas regiões centrais. A permeabilidade vertical varia entre 0 e 1287 md, com o histograma indicando que a maior parte das células possui permeabilidades verticais entre 0 e 200 md, somando 48.418 células nessa faixa.

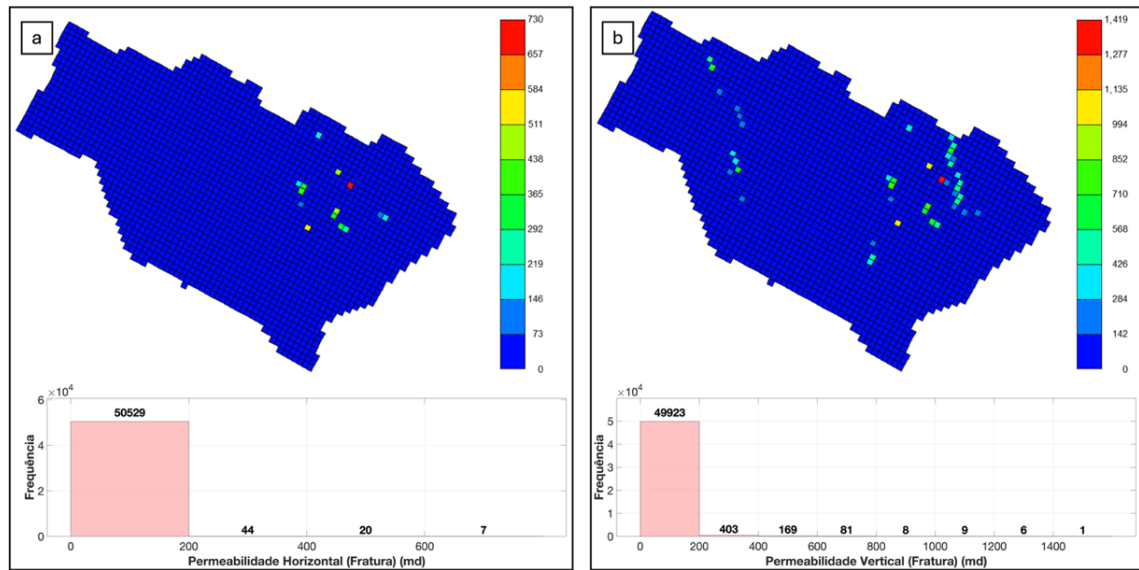
Figura 61 Distribuição da permeabilidade da matriz no modelo 2PHI2K, com a permeabilidade horizontal representada em (a) e a vertical em (b)



Fonte: o autor

A distribuição da permeabilidade das fraturas no modelo 2PHI2K é apresentada na Figura 62, com a permeabilidade horizontal exibida em (a) e a vertical em (b), em uma vista de topo do reservatório. As permeabilidades médias nas fraturas são de 1,78 md na horizontal e 9,54 md na vertical. A permeabilidade horizontal nas fraturas exibe uma variação limitada ao longo do reservatório, com as áreas de maior permeabilidade concentradas em pequenas regiões.

Figura 62 Distribuição da permeabilidade das fraturas no modelo 2PHI2K, com a permeabilidade horizontal representada em (a) e a vertical em (b)



Fonte: o autor

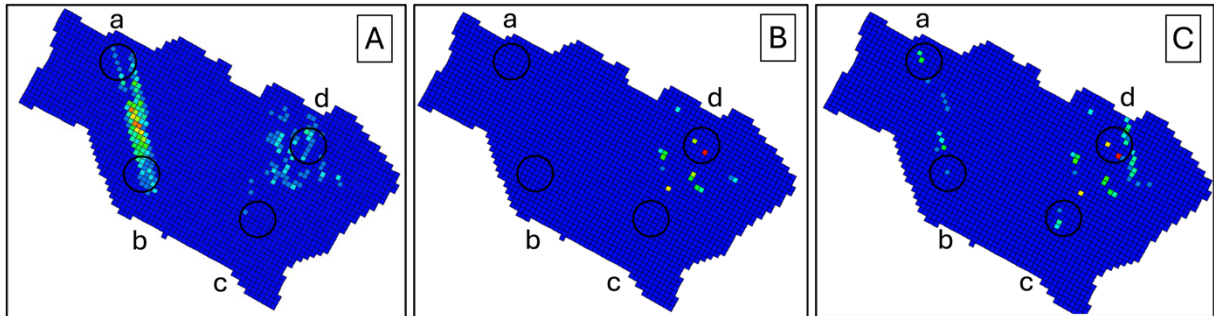
Os valores de permeabilidade horizontal nas fraturas variam de 0 a 730 md, sendo que a maioria das células apresenta valores inferiores a 200 md, conforme ilustrado no histograma, que contabiliza 50.529 células nessa faixa. Em relação à permeabilidade vertical nas fraturas, a distribuição espacial também exibe variação limitada, com as áreas de maior permeabilidade concentradas em regiões específicas que contêm fraturas. Os valores de permeabilidade vertical variam de 0 a 1419 md, com o histograma correspondente indicando que a maioria das células possui permeabilidades verticais abaixo de 200 md, totalizando 49.923 células nessa faixa.

As imagens destacam a heterogeneidade do reservatório em termos de permeabilidade, evidenciando as áreas com maior e menor capacidade de fluxo tanto na matriz quanto nas fraturas. Elas demonstram a eficácia do programa em calcular e atualizar as permeabilidades nas regiões específicas que contêm fraturas.

A Figura 63 mostra a distribuição da porosidade (A), da permeabilidade horizontal (B) e da permeabilidade vertical (C) no modelo de reservatório, com ênfase em quatro áreas marcadas como a, b, c e d, onde foram selecionadas células para analisar a variação temporal das propriedades. As células selecionadas foram as mesmas utilizadas no modelo 1PHI1K. As regiões foram escolhidas devido à presença de fraturas, o que leva a uma atualização das propriedades pelo uso das tabelas de pseudoacoplamento.

A variação da porosidade ao longo do tempo no reservatório, tanto da matriz quanto das fraturas, se mostrou insignificante.

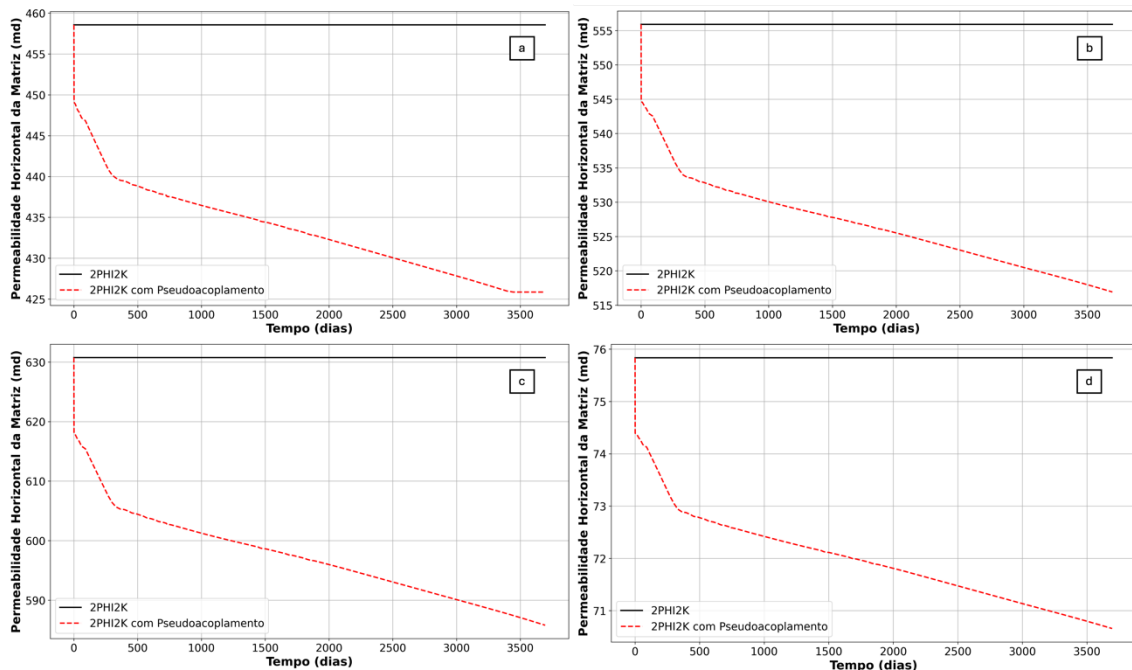
Figura 63 Distribuição da porosidade (A), permeabilidade horizontal (B) e permeabilidade vertical (C) no modelo de reservatório, destacando quatro pontos específicos: a, b, c e d no modelo 2PHI2K



Fonte: o autor

A evolução da permeabilidade horizontal na matriz ao longo do tempo é ilustrada nos gráficos da Figura 64, que comparam os resultados obtidos nas células selecionadas do modelo de reservatório 2PHI2K. Em cada gráfico, a linha preta representa a simulação utilizando o modelo 2PHI2K sem pseudoacoplamento, enquanto a linha vermelha pontilhada exibe os resultados da simulação do modelo 2PHI2K com pseudoacoplamento. Nas simulações sem o uso dessas tabelas, a permeabilidade horizontal permanece constante ao longo do tempo. Em contraste, nas simulações que utilizam as tabelas de pseudoacoplamento, observa-se uma redução gradual da permeabilidade ao longo dos 3700 dias analisados.

Figura 64 Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento da permeabilidade horizontal da matriz em diferentes células do reservatório ao longo do tempo no modelo 2PHI2K

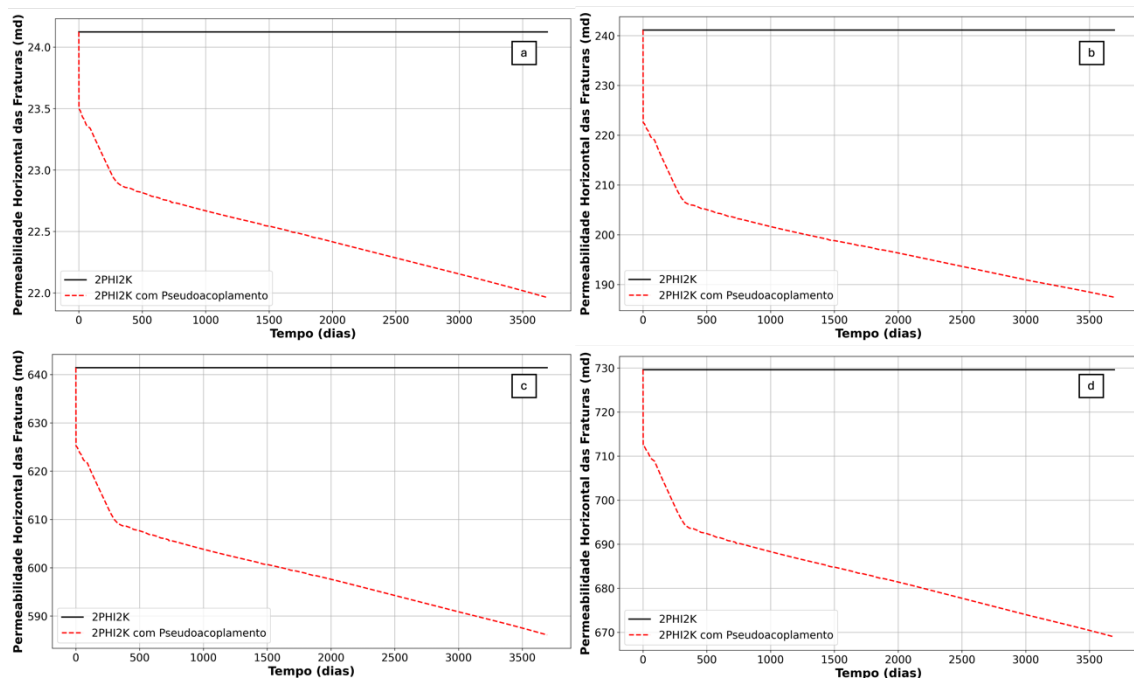


Fonte: o autor

Considerando os valores iniciais, as permeabilidades horizontais são de aproximadamente 460 md, 555 md, 630 md e 76 md para as células a, b, c e d, respectivamente. Ao final do período de simulação, essas permeabilidades são reduzidas para cerca de 425 md, 520 md, 590 md e 71 md nas simulações com pseudoacoplamento. Essa diminuição reflete uma redução de aproximadamente 35 md na célula a, 35 md na célula b, 40 md na célula c e 5 md na célula d. Esse comportamento evidencia o impacto direto das tabelas de pseudoacoplamento na modificação das permeabilidades horizontais na matriz do reservatório, resultando em uma diminuição moderada ao longo do tempo.

A evolução da permeabilidade horizontal nas fraturas ao longo do tempo é exibida nos gráficos da Figura 65, que comparam os resultados obtidos para as células selecionadas do modelo de reservatório 2PHI2K, com e sem o uso das tabelas de pseudoacoplamento. Nas simulações sem o uso dessas tabelas, a permeabilidade horizontal permanece constante durante toda a simulação. Já nas simulações que utilizam o pseudoacoplamento, observa-se uma redução gradual da permeabilidade ao longo do tempo.

Figura 65 Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento da permeabilidade horizontal das fraturas em diferentes células do reservatório ao longo do tempo no modelo 2PHI2K



Fonte: o autor

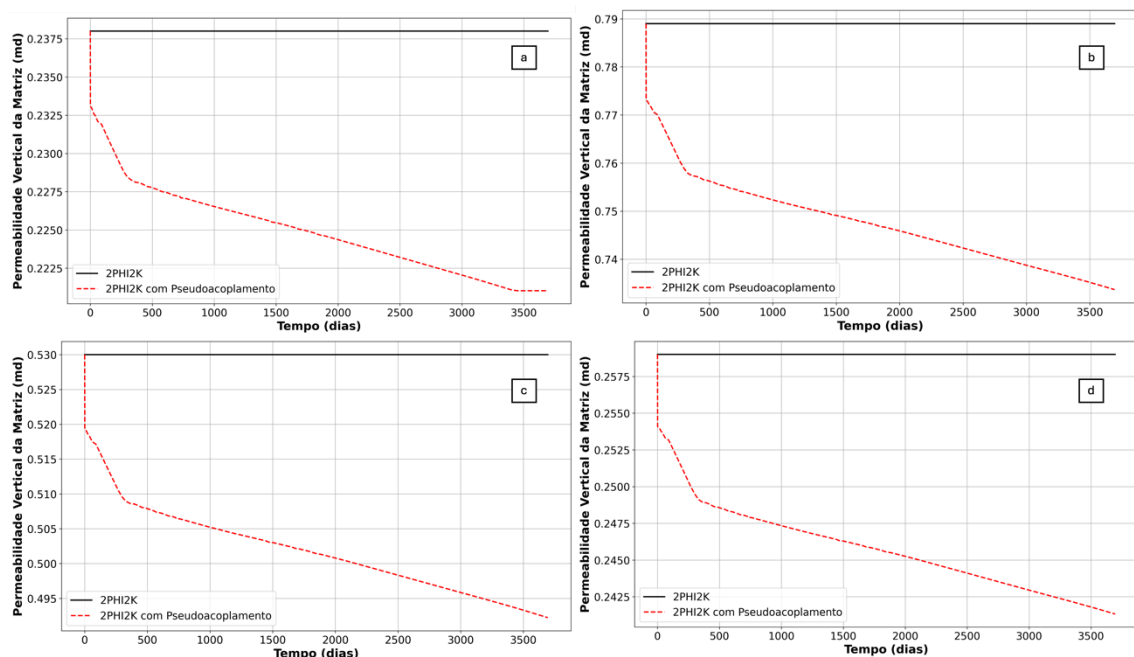
A célula (a) inicia com aproximadamente 24 md e reduz para 22 md; a célula (b) começa com cerca de 240 md e diminui para 190 md; a célula (c) inicia com 640 md e reduz para 590

md; e a célula (d) parte de 730 md, alcançando um valor final de 670 md, na simulação com pseudoacoplamento.

É importante destacar que, nas células a e b, a permeabilidade horizontal da matriz é maior do que a das fraturas, enquanto nas células c e d ocorre o inverso, com a permeabilidade das fraturas sendo superior à da matriz. Esse comportamento também é observado em outras células, evidenciando a variação espacial das propriedades petrofísicas no modelo e o impacto das tabelas de pseudoacoplamento na atualização dessas propriedades.

A evolução da permeabilidade vertical na matriz ao longo do tempo é mostrada nos gráficos da Figura 66, que comparam os resultados obtidos para as células selecionadas no modelo de reservatório 2PHI2K, com e sem o uso das tabelas de pseudoacoplamento. Nas simulações que utilizam essas tabelas, observa-se uma redução gradual da permeabilidade, enquanto nas simulações sem o uso delas, a permeabilidade vertical permanece constante.

Figura 66 Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento da permeabilidade vertical na matriz em diferentes células do reservatório ao longo do tempo no modelo 2PHI2K



Fonte: o autor

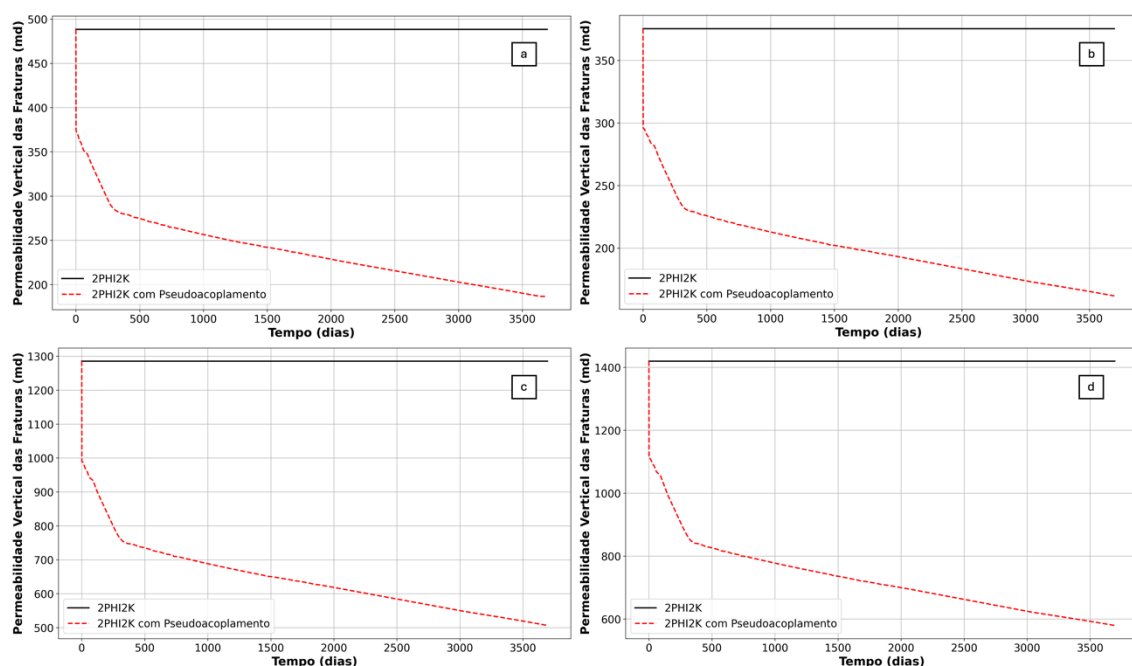
Inicialmente, as permeabilidades verticais das fraturas nas células analisadas variam de aproximadamente 0,2375md na célula (a), 0,79 md na célula (b), 0,53 md na célula (c) e 0,26 md na célula (d). Na simulação com as tabelas de pseudoacoplamento, esses valores são reduzidos para cerca de 0,2225 md na célula (a), 0,74 md na célula (b), 0,495 md na célula (c) e 0,24 md na célula (d).

Comparando essas permeabilidades verticais com as horizontais da matriz, percebe-se que as permeabilidades verticais são significativamente menores, refletindo a anisotropia do reservatório, onde a permeabilidade horizontal predomina em termos de capacidade de fluxo. Essa diferença é particularmente evidente nas células analisadas, como na célula (d), que exibe uma permeabilidade horizontal muito maior em comparação à sua permeabilidade vertical, sugerindo que o fluxo horizontal na matriz pode ser o principal responsável pelo movimento dos fluidos no reservatório.

A Figura 67 apresenta gráficos que ilustram a evolução da permeabilidade vertical nas fraturas ao longo do tempo para as células selecionadas no modelo 2PHI2K, comparando os resultados com e sem o uso das tabelas de pseudoacoplamento. Nas simulações sem o pseudoacoplamento, a permeabilidade vertical nas fraturas permanece constante. Por outro lado, nas simulações que utilizam as tabelas de pseudoacoplamento, é observado uma redução significativa e gradual da permeabilidade vertical ao longo do tempo.

No início da simulação, os valores de permeabilidade variam entre aproximadamente 480 md na célula (a), 370 md na célula (b), 1300 md na célula (c) e 1400 md na célula (d). Nas simulações que fazem uso das tabelas de pseudoacoplamento, esses valores são reduzidos para menos de 200 md na célula (a), 180 md na célula (b), 550 md na célula (c) e 600 md na célula (d) ao final do período analisado.

Figura 67 Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento da permeabilidade vertical das fraturas em diferentes células do reservatório ao longo do tempo no modelo 2PHI2K



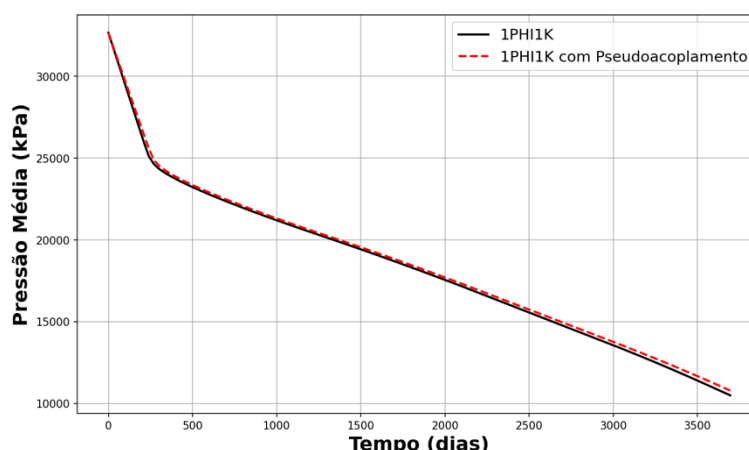
Fonte: o autor

Comparando essas permeabilidades verticais com as horizontais nas fraturas, cujos valores iniciais são de cerca de 24 md na célula (a), 240 md na célula (b), 640 md na célula (c) e 730 md na célula (d), nota-se que as permeabilidades verticais foram originalmente maiores. Essa diferença sugere que o impacto da presença de fraturas foi mais pronunciado nas permeabilidades verticais.

O uso do pseudoacoplamento nas simulações do reservatório para o modelo 2PHI2K mostrou impactos insignificantes na porosidade. No entanto, para as permeabilidades horizontais e verticais, tanto na matriz quanto nas fraturas, observou-se uma redução significativa quando as tabelas de pseudoacoplamento foram aplicadas. Além disso, ficou evidente que a presença de fraturas contribuiu consideravelmente para o aumento da permeabilidade vertical.

A Figura 68 ilustra a evolução temporal da pressão média no reservatório, comparando os resultados obtidos com e sem o uso das tabelas de pseudoacoplamento para o modelo 2PHI2K. Durante os primeiros 300 dias, ambas as simulações mostram uma rápida queda na pressão média, com as curvas seguindo trajetórias muito próximas ao longo de toda a simulação. Isso indica que o impacto do pseudoacoplamento na pressão média do reservatório é relativamente modesto para o cenário analisado, sugerindo que outros fatores também desempenham um papel significativo na evolução da pressão ao longo da vida útil do reservatório.

Figura 68 Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento da pressão média no reservatório ao longo do tempo no modelo 2PHI2K



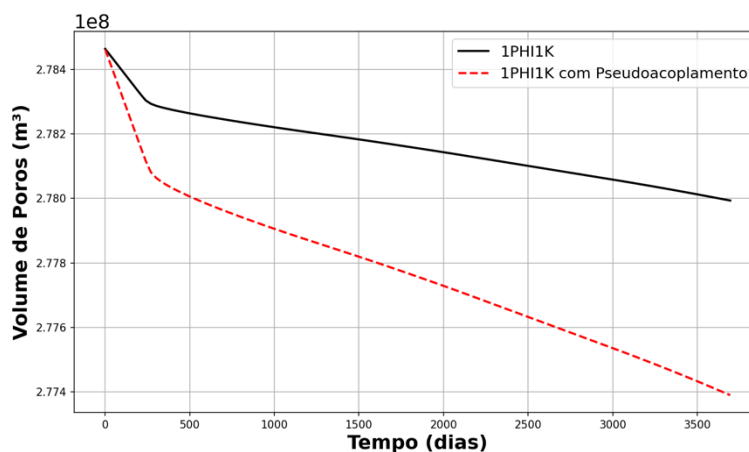
Fonte: o autor

A Figura 69 apresenta a evolução temporal do volume poroso no reservatório, comparando as simulações realizadas com e sem o uso das tabelas de pseudoacoplamento para

o modelo 2PHI2K. É fundamental notar que os volumes porosos iniciam do mesmo ponto nas duas simulações, o que assegura uma base comum para a comparação.

Ao longo do tempo, o volume poroso diminui em ambas as simulações, refletindo a compactação do reservatório. No entanto, a simulação que utiliza as tabelas de pseudoacoplamento apresenta uma taxa de diminuição do volume poroso mais acentuada em comparação com a simulação sem pseudoacoplamento. No início da simulação, o volume poroso é de aproximadamente $2,784 \times 10^8 \text{ m}^3$ em ambas as simulações. Entretanto, ao final do período analisado, o volume poroso na simulação com pseudoacoplamento reduz para cerca de $2,774 \times 10^8 \text{ m}^3$, enquanto na simulação sem pseudoacoplamento, o volume poroso final é de aproximadamente $2,781 \times 10^8 \text{ m}^3$. Essa diferença, evidente desde o início, persiste ao longo de toda a análise, indicando que o pseudoacoplamento intensifica a compactação do reservatório, levando a uma redução significativa do volume poroso ao longo do tempo. Essa diferença no comportamento do volume pode influenciar a capacidade de armazenamento e o fluxo de fluidos no reservatório, impactando diretamente a eficiência da produção de hidrocarbonetos.

Figura 69 Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento do volume poroso no reservatório ao longo do tempo no modelo 2PHI2K

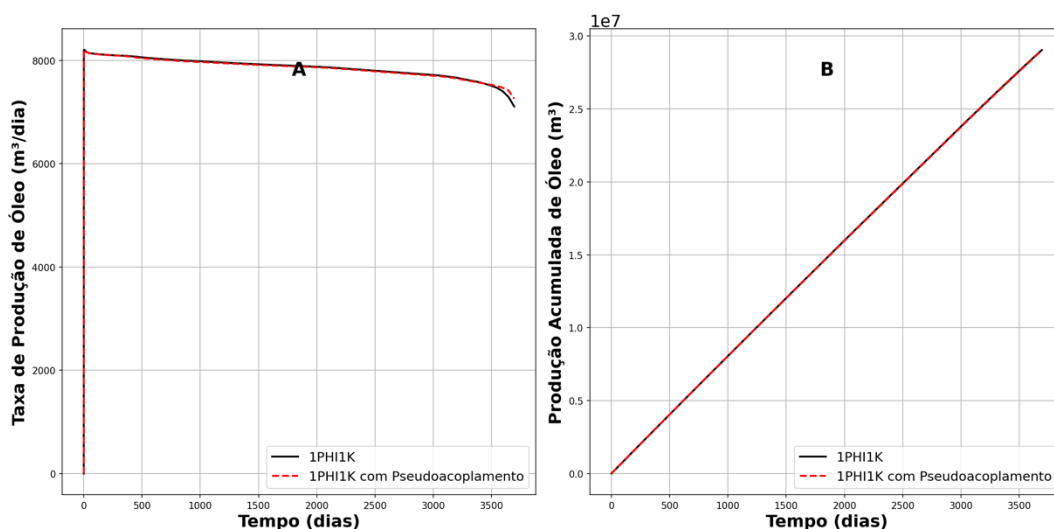


Fonte: o autor

Dois gráficos comparativos na Figura 70 mostram a evolução da produção de óleo ao longo do tempo nas simulações com e sem o uso das tabelas de pseudoacoplamento para o modelo 2PHI2K. No gráfico A, que exibe a taxa de produção de óleo (em m³/dia), é possível notar que ambas as simulações começam com a mesma taxa de produção inicial, atingindo um máximo de 8200 m³/dia (equivalente a 51.576,44 barris/dia). Durante os primeiros 2000 dias, a taxa de produção permanece praticamente constante em ambas as simulações. Após esse período, ocorre uma leve queda na taxa de produção, com a linha preta representando a

simulação sem pseudoacoplamento e a linha vermelha pontilhada representando a simulação com pseudoacoplamento, ambas seguindo trajetórias muito próximas ao longo de todo o período. No gráfico B, à direita, que mostra a produção acumulada de óleo (em m^3), apresentando uma diferença mínima entre as duas simulações ao final do período. A produção acumulada total foi de $29.041.536 \text{ m}^3$ ($182.665.743,55$ barris) na simulação sem pseudoacoplamento, enquanto na simulação com pseudoacoplamento o total foi de $29.021.184 \text{ m}^3$ ($182.537.733,34$ barris). Isso representa uma diferença de 20.352 m^3 ($128.010,21$ barris), indicando um leve impacto do pseudoacoplamento na produção acumulada de óleo ao longo do tempo.

Figura 70 Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento da taxa de produção (A) e produção acumulada (B) de óleo do reservatório ao longo do tempo no modelo 2PHI2K

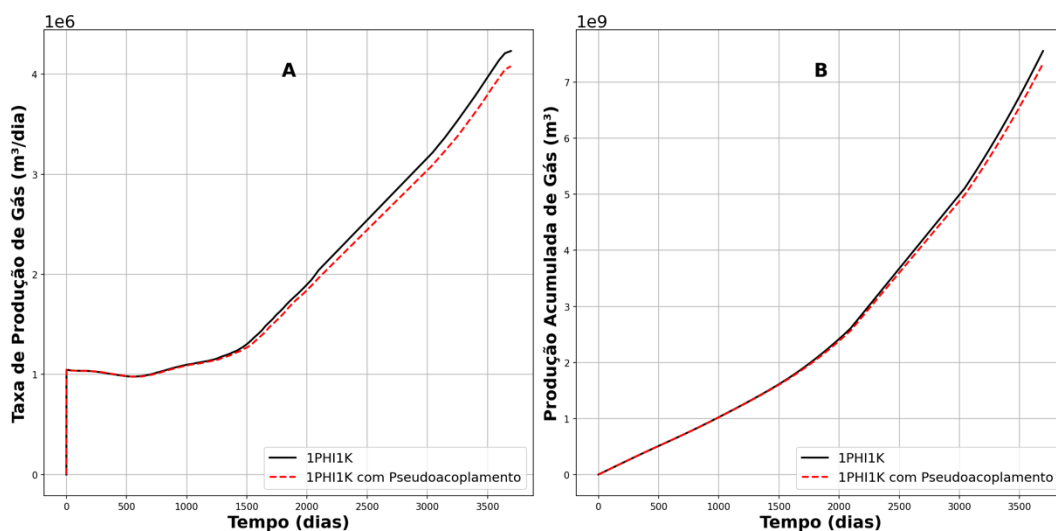


Fonte: o autor

Uma análise comparativa da produção de gás ao longo do tempo, destacando as diferenças entre as simulações com e sem o uso das tabelas de pseudoacoplamento para o modelo 2PHI2K é apresentada na Figura 71. O gráfico A, exibe a taxa de produção de gás (em m^3/dia), onde ambas as simulações iniciam com taxas semelhantes, em torno de $1.000.000 \text{ m}^3/\text{dia}$. Com o decorrer do tempo, as taxas de produção aumentam gradualmente, atingindo um pico de $4.230.906 \text{ m}^3/\text{dia}$ (equivalente a $26.611.594,87$ barris) na simulação sem pseudoacoplamento, enquanto a simulação com pseudoacoplamento atinge um máximo de $4.078.628 \text{ m}^3/\text{dia}$ (equivalente a $25.653.795,18$ barris). Por sua vez, o gráfico B, que apresenta a produção acumulada de gás (em m^3), revela uma diferença mais pronunciada ao final do período de simulação. A produção acumulada totaliza $7.556.332.544 \text{ m}^3$ ($47.527.895.998,58$ barris) na simulação sem pseudoacoplamento, contra $7.333.403.136 \text{ m}^3$ ($46.125.712.378,84$ barris) na simulação com pseudoacoplamento.

barris) na simulação com pseudoacoplamento. Essa diferença de 222.929.408 m³ (1.402.183.619,74 barris) evidencia que o uso do pseudoacoplamento resulta em uma leve redução na produção acumulada de gás.

Figura 71 Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento da taxa de produção (A) e produção acumulada (B) de gás do reservatório ao longo do tempo no modelo 2PHI2K

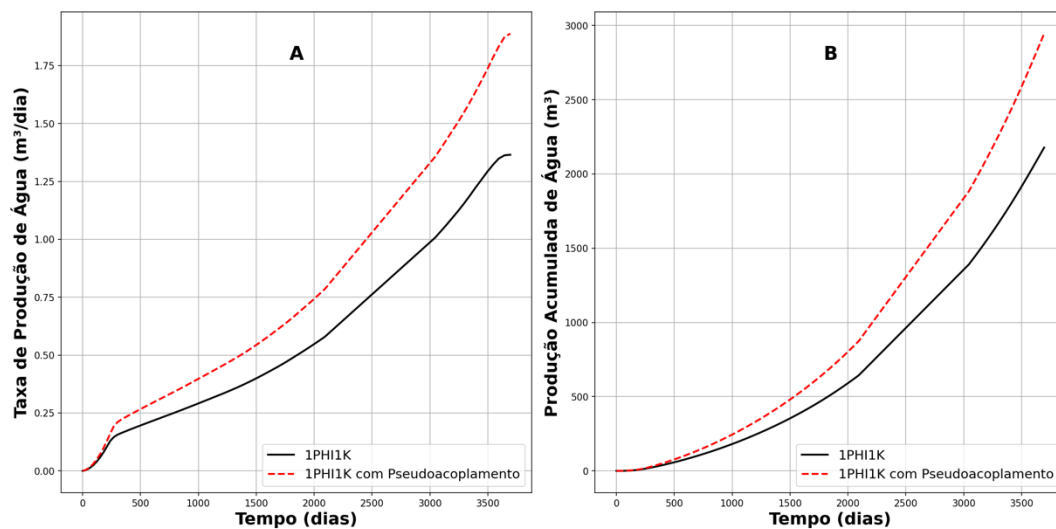


Fonte: o autor

A Figura 72 compara a produção de água ao longo do tempo nas simulações com e sem o uso das tabelas de pseudoacoplamento para o modelo 2PHI2K. No gráfico A, que exhibe a taxa de produção de água (em m³/dia), nota-se que as simulações começam com taxas de produção baixas, mas à medida que o tempo avança, a taxa de produção aumenta progressivamente em ambas as simulações. A simulação sem pseudoacoplamento atinge uma taxa máxima de 1,365 m³/dia (equivalente a 8,59 barris/dia), enquanto a simulação com pseudoacoplamento alcança um máximo de 1,888 m³/dia (equivalente a 11,88 barris/dia).

O gráfico B, apresenta a produção acumulada de água (em m³), onde se nota uma diferença entre as duas abordagens ao final do período de simulação. A produção acumulada total foi de 2.177,64 m³ (13.696,95 barris) na simulação sem pseudoacoplamento, comparado a 2.945,68 m³ (18.527,79 barris) na simulação com pseudoacoplamento. Isso representa uma diferença de 768,04 m³ (4.830,84 barris), ou aproximadamente 768.040 litros, indicando que o uso do pseudoacoplamento levou a uma maior produção acumulada de água ao longo do tempo.

Figura 72 Comparação entre as simulações com e sem pseudoacoplamento da taxa de produção (A) e produção acumulada (B) de água do reservatório ao longo do tempo no modelo 2PHI2K



Fonte: o autor

5 DISCUSSÃO

5.1 EFEITOS GEOMECÂNICOS NA PERMEABILIDADE EQUIVALENTE EM NFRS

O cenário inicial, onde as fraturas atravessam inteiramente a célula, foi projetado para minimizar as discrepâncias entre as soluções numéricas e analíticas. No entanto, uma disparidade entre os resultados se tornou aparente quando a solução analítica inicial ignorou as alterações geomecânicas nas propriedades da rocha, sugerindo a necessidade de refinamento da metodologia analítica.

A análise das causas deste desalinhamento revelou que a principal diferença entre as abordagens numérica e analítica estava no tratamento dos efeitos geomecânicos. A consideração desses efeitos resultou em uma diminuição notável das divergências.

A maior diferença observada entre as soluções, que era de 40% na direção de fluxo horizontal, foi reduzida para menos de 0,14%, e na vertical, de 11% para um máximo de 1%.

Adicionalmente, ao examinar os multiplicadores de permeabilidade equivalente, observou-se que as divergências entre as abordagens numérica e analítica no cenário hipotético eram ínfimas, não ultrapassando 0,3%, refletindo uma concordância significativa.

Estes resultados ressaltam a importância de integrar atualizações geomecânicas na porosidade e na permeabilidade da rocha, além das aberturas das fraturas, confirmando a eficácia da abordagem utilizada para calcular a permeabilidade equivalente e os seus multiplicadores em NFRs.

5.2 USO DA ABORDAGEM ANALÍTICA CONSIDERANDO OS EFEITOS GEOMECÂNICOS NA ANÁLISE DA PERMEABILIDADE EQUIVALENTE E CRIAÇÃO DE SEUS MULTIPLICADORES EM NFRS

Embora a eficácia da abordagem analítica considerando os efeitos geomecânicos como uma alternativa na análise da permeabilidade equivalente e criação de seus multiplicadores em NFRs, tenha sido demonstrada, ainda não estava claramente definido quais vantagens ou em que circunstâncias se poderia escolher a abordagem analítica em detrimento da numérica, especialmente ao considerar os efeitos geomecânicos. Isso se torna especialmente relevante quando a abordagem analítica demanda menos tempo computacional. Para determinar a permeabilidade de uma célula DFN, a abordagem analítica leva de frações de segundo a poucos

segundos, enquanto uma simulação numérica, incluindo o processo de geração de malha, pode levar de minutos a várias horas.

Diante deste cenário, para esclarecer essas incertezas, considerou-se realizar comparações utilizando configurações mais realistas, extraídas de um modelo geológico representativo de um reservatório carbonático *offshore* da camada pré-sal brasileira, investigado pela Petrobras. Neste contexto, as suposições de Oda a respeito de que todas as fraturas atravessam inteiramente a célula, não são atendidas.

Os resultados mostram que a abordagem analítica tende a superestimar a permeabilidade equivalente em comparação aos métodos numéricos, especialmente em cenários onde as fraturas não atravessam completamente a célula. Essa observação é consistente com estudos anteriores, onde vários pesquisadores indicaram que o método de Oda pode superestimar a permeabilidade das redes de fraturas, devido à suposição de que todas as fraturas estão conectadas e contribuem igualmente para o fluxo. Por exemplo, Dershowitz et al. (2000) destacaram que o método de Oda não considera adequadamente a conectividade das fraturas, o que pode levar a uma avaliação excessiva da permeabilidade em redes de fraturas complexas e menos conectadas.

Ghahfarokhi (2017) reforça que a orientação da malha pode afetar significativamente as simulações de fluxo em redes de fraturas discretas, mesmo ao utilizar o método corrigido de Oda, pois a orientação do bloco de malha impacta a projeção dos vetores normais das fraturas, influenciando diretamente o tensor de permeabilidade calculado e, consequentemente, a produção estimada. Decroux e Gosselin (2013) complementam essa visão ao comparar métodos analíticos e numéricos, concluindo que métodos baseados em simulação de fluxo produzem estimativas de permeabilidade mais confiáveis do que o método de Oda para redes complexas, uma vez que incorporam a conectividade e a distribuição real das fraturas no cálculo da permeabilidade efetiva.

Além disso, Haridy et al. (2019) demonstram que, para redes de fraturas onde a conectividade é limitada, o uso de abordagens baseadas em fluxo torna-se essencial para evitar a superestimação da permeabilidade. Esses estudos sugerem que, apesar da rapidez e simplicidade do método de Oda, ele pode levar a imprecisões em certos contextos de reservatórios naturalmente fraturados, especialmente quando a conectividade das fraturas é baixa ou quando a distribuição de orientação das fraturas é heterogênea.

No entanto, a análise das curvas de multiplicadores de permeabilidade equivalente indicou que a abordagem analítica tem uma tendência a subestimar os resultados derivados da técnica numérica. Apesar disso, as discrepâncias observadas entre as respostas não foram

significativas, quando as atualizações na porosidade e permeabilidade da matriz rochosa, bem como nas aberturas das fraturas, são consideradas, as diferenças entre as soluções numéricas e analíticas para os multiplicadores de permeabilidade equivalente tornam-se mínimas, evidenciando que a abordagem analítica se apresenta como uma alternativa promissora para análise de permeabilidade equivalente e para a elaboração dos respectivos multiplicadores em NFRs.

Observando os resultados dos cenários carbonáticos:

- No reservatório carbonático A, que conta com 26 fraturas localizadas majoritariamente em um dos lados, apresentando uma frequência de fraturas P30 de $6,50 \times 10^{-5}$ e uma intensidade de fraturas P32 de $4,45 \times 10^{-2}$, notou-se uma marcante superestimação da permeabilidade vertical. Esse fenômeno ocorre principalmente porque a maioria das fraturas cruzam a célula na direção vertical, exercendo uma influência significativa no fluxo, e devido à permeabilidade vertical reduzida da matriz rochosa.
- No reservatório carbonático B, as 54 fraturas estão uniformemente distribuídas pela célula, com uma frequência P30 de $1,35 \times 10^{-4}$ e uma intensidade de fraturas P32 de $7,35 \times 10^{-2}$. Neste cenário, as fraturas são essenciais para o fluxo vertical, principalmente devido à baixa permeabilidade da matriz rochosa nessa direção, onde as soluções numérica e analítica apresentam divergências mínimas. Contudo, na direção horizontal, e mais notavelmente na direção y, que se alinha à principal orientação das fraturas, a abordagem analítica tende a apresentar valores superiores aos da solução numérica.
- No reservatório carbonático C, que possui 115 fraturas bem distribuídas, embora não cruzem toda a célula, a eficácia da abordagem analítica em simular cenários com uma frequência P30 de $2,88 \times 10^{-4}$ e intensidade de fraturas P32 de $1,75 \times 10^{-1}$ foi realçada. Os resultados assemelham-se aos observados no reservatório B, onde as fraturas exercem influência predominante no fluxo vertical. Nota-se também uma tendência de superestimação pela solução analítica na direção horizontal, particularmente na direção y.

5.3 EFEITO DA FREQUÊNCIA E INTENSIDADE DE FRATURAS

A análise dos cenários do reservatório carbonático revelou uma correlação entre a frequência e a intensidade das fraturas, com cenários de maior frequência de fraturas exibindo também maior intensidade. Essa relação, observada de forma consistente nos cenários A, B e C, pode variar conforme as características geológicas específicas de cada reservatório, destacando a importância de análises detalhadas para cada contexto geológico.

A permeabilidade equivalente foi significativamente maior em cenários com maior frequência e intensidade de fraturas, sugerindo que uma rede de fraturas mais extensa contribui para uma maior permeabilidade, facilitando o fluxo de fluidos no reservatório. Esses resultados são consistentes com o estudo de Zhang *et al.*, (2021), que observou que a permeabilidade equivalente aumenta exponencialmente com o aumento do P32, em vez de uma relação linear.

O cenário C, que apresentou a maior frequência e intensidade de fraturas, também apresentou a permeabilidade mais elevada. Essa observação sugere que uma maior frequência e intensidade de fraturas podem estar associadas ao aumento da permeabilidade no reservatório. No entanto, é importante ressaltar que esse não é o único fator em jogo; outros aspectos geológicos, como a topologia do meio, afetam a conectividade entre as fraturas e influenciam na elevação da permeabilidade.

A topologia das fraturas tem um impacto significativo no comportamento do fluxo de fluidos em meios naturalmente fraturados. Estudos anteriores, como os de Jing e Stephansson (1997) e Sævik e Nixon (2017), destacaram como a geometria e a conectividade das fraturas influenciam o fluxo de fluidos. Jing e Stephansson (1997) enfatizam que a conectividade das fraturas define os padrões de fluxo, especialmente em sistemas próximos ao limiar de percolação, onde pequenas alterações na conectividade podem gerar mudanças drásticas nos caminhos de fluxo. Além disso, eles propõem o uso de métodos de topologia combinatória para caracterizar a conectividade e determinar o Volume Elementar Representativo (REV), essencial para análises de permeabilidade.

Complementando, Sævik e Nixon (2017) apresentaram um método analítico para estimar a permeabilidade efetiva de redes de fraturas com base em medidas topológicas. Eles demonstraram que o uso de parâmetros como o número de interseções e terminações de fraturas por área amostral fornece uma estimativa mais confiável da permeabilidade em redes de fraturas naturais, que tendem a ser mais conectadas do que modelos sintéticos com fraturas dispostas aleatoriamente. Este enfoque permite prever a conectividade hidráulica de redes complexas de

maneira mais precisa do que os métodos que dependem apenas do comprimento médio das fraturas.

Alvarez *et al.*, (2021) também contribuem para essa discussão ao analisar o impacto da conectividade hidráulica, que está diretamente relacionada à topologia das fraturas, no comportamento das propriedades de fluxo, como a permeabilidade. Esses estudos coletivamente reforçam a importância de considerar a conectividade e a disposição das fraturas para uma caracterização precisa das propriedades hidráulicas de reservatórios naturalmente fraturados.

5.4 SIMULAÇÃO COM PSEUDOACOPLAMENTO

As simulações dos modelos 1PHI1K e 2PHI2K, tanto com quanto sem o uso de tabelas de pseudoacoplamento, revelaram diferenças importantes, embora sutis, que destacam a relevância das considerações geomecânicas na simulação de reservatórios.

No modelo 1PHI1K, o uso do pseudoacoplamento demonstrou pequenos impactos na porosidade, que diminui gradualmente ao longo do tempo. Enquanto as permeabilidades horizontal e vertical permanecem constantes nas simulações sem o pseudoacoplamento, a aplicação das tabelas de pseudoacoplamento resultou em uma redução significativa dessas propriedades. Isso ressalta a influência das fraturas na redistribuição das propriedades petrofísicas ao longo do tempo.

No modelo 2PHI2K, o uso das tabelas de pseudoacoplamento provocou alterações nas permeabilidades horizontal e vertical, tanto na matriz quanto nas fraturas, que sofreram uma redução significativa. Além disso, ficou claro que a presença de fraturas contribuiu para o aumento da permeabilidade vertical, evidenciando a importância de atualizar os modelos de simulação com a presença das fraturas.

Nos valores de produção acumulada para todas as simulações dos modelos 1PHI1K e 2PHI2K, com e sem pseudoacoplamento, as diferenças foram pequenas, mas significativas, e não devem ser subestimadas. Essas variações, embora discretas, reforçam a necessidade de incorporar os efeitos geomecânicos na simulação de reservatórios.

Por fim, é importante destacar que os valores iniciais de porosidade e de permeabilidade horizontal e vertical foram atualizados com base na influência das fraturas, conforme calculado pelo programa. Essas atualizações desempenham um papel essencial na modelagem mais precisa das condições do reservatório.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

6.1 CONCLUSÕES

Foi desenvolvida uma ferramenta computacional para integrar os efeitos geomecânicos na simulação de reservatórios naturalmente fraturados (NFRs) por meio de tabelas de pseudoacoplamento. Essa abordagem permite que os engenheiros de reservatório incorporem rotineiramente a geomecânica nas simulações de fluxo, capturando com maior precisão o comportamento hidromecânico desses reservatórios a um baixo custo computacional.

O estudo aprimorou o cálculo do tensor de permeabilidade da rede de fraturas, combinando-o com o modelo de fechamento de fraturas e incorporando atualizações na porosidade e permeabilidade do meio poroso. A metodologia resultante provou ser uma ferramenta robusta para a simulação de reservatórios naturalmente fraturados, integrando de forma eficaz os efeitos geomecânicos na simulação.

Para possibilitar uma comparação eficaz entre a metodologia proposta e a simulação numérica, foi desenvolvida uma rotina em MATLAB. Essa rotina, organizada em três etapas principais, permitiu calcular as atualizações nas aberturas das fraturas e nas propriedades da rocha matriz para diferentes níveis de pressão, determinar a permeabilidade equivalente da rede de fraturas e combinar esses valores com as atualizações na porosidade e permeabilidade da rocha matriz. Os resultados demonstraram que a abordagem proposta é capaz de representar com maior precisão o comportamento hidromecânico de reservatórios naturalmente fraturados, considerando os efeitos geomecânicos de maneira mais integrada e precisa.

Além disso, o estudo analisou cenários em reservatórios carbonáticos, a análise indicou que a permeabilidade equivalente é maior em cenários com maior frequência e intensidade de fraturas, sugerindo que uma rede de fraturas mais extensa contribui para uma permeabilidade superior, facilitando o fluxo de fluidos no reservatório. Essa relação, embora consistente nos três cenários analisados, pode variar conforme as características geológicas específicas de cada reservatório.

Após a validação das formulações empregadas, foram realizadas simulações em escala de reservatório com o objetivo de quantificar o impacto da utilização das tabelas de pseudoacoplamento na porosidade, permeabilidade e, consequentemente, na produção do reservatório. As simulações, conduzidas em modelos 1PHI1K e 2PHI2K, utilizaram arquivos de permeabilidade atualizados pelo programa, tanto com quanto sem o uso das tabelas de pseudoacoplamento.

Os resultados mostraram que o programa desenvolvido foi altamente eficiente na geração das tabelas de pseudoacoplamento e na atualização das porosidades e permeabilidades das células que contêm fraturas. Embora as diferenças observadas nos cenários analisados tenham sido pequenas, elas sublinham a importância de incorporar a geomecânica na simulação de reservatórios. As variações na produção acumulada entre os diferentes modelos foram pequenas, mas suficientemente significativas para não serem ignoradas.

Em termos gerais, o programa desenvolvido demonstrou grande eficiência, assim como a metodologia proposta. Considerar a presença de fraturas e os impactos geomecânicos na simulação é crucial para obter resultados mais precisos e realistas.

6.2 SUGESTÕES PARA ESTUDOS FUTUROS

Para dar continuidade ao estudo sobre pseudoacoplamento, apresentam-se a seguir algumas sugestões para pesquisas futuras:

- **Expandir as análises para diferentes modelos geológicos:** Investigar o desempenho do pseudoacoplamento em uma variedade maior de contextos geológicos, considerando diferentes tipos de rochas e estruturas de fraturas.
- **Aprimorar o sistema de agrupamento das células:** Realizar mais comparações entre soluções analíticas e simulações numéricas, especialmente em cenários com uma maior amplitude de frequência e intensidade de fraturas, para refinar o agrupamento de células e melhorar a precisão dos resultados.
- **Buscar continuamente melhorias para a solução analítica:** Manter-se atualizado com as inovações no campo, especialmente em relação ao fator de percolação. Esforçar-se para desenvolver novas maneiras de quantificar esse valor, de forma a representar mais fielmente a distribuição das fraturas dentro das células.
- **Integrar a simulação numérica com o método de descontinuidades fortes embebidas:** Considerar a utilização do método de descontinuidades fortes embebidas como uma alternativa para a geração das tabelas de pseudoacoplamento. Dado que o esquema de agrupamento de células pode reduzir o número de simulações necessárias, essa integração poderia oferecer uma abordagem mais eficiente e precisa.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ahmed M (2014) **Improved upscaling and reservoir simulation of enhanced oil recovery processes in naturally fractured reservoirs**. Tese de doutorado, Heriot-Watt University.
- Alvarez L, Beserra L, Guimarães L, Maciel B, Manzoli O (2020). **Modeling of near-wellbore permeability reduction due to depletion of a naturally fractured reservoir**. *54th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*, Golden, Colorado, USA.
- Alvarez L, Guimarães L, Gomes I, Beserra L, Pereira L, Miranda T, Maciel B, Barbosa A (2021) **Impact of fracture topology on the fluid flow behavior of naturally fractured reservoirs**. *Energies*. <https://doi.org/10.3390/en14175488>
- Baghbanan A, Jing L (2007) **Hydraulic properties of fractured rock masses with correlated fracture length and aperture**. *International journal of rock mechanics & mining sciences*. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2006.11.001>
- Barton N, Bandis S, Bakhtar K (1985) **Strength, deformation and conductivity coupling of rock joints**. *International journal of rock mechanics and mining sciences & geomechanics abstracts*. [https://doi.org/10.1016/0148-9062\(85\)93227-9](https://doi.org/10.1016/0148-9062(85)93227-9)
- Bear J, Tsang CF, de Marsily G (1993) **Flow and contaminant transport in fractured rock**. Academic Press. <https://doi.org/10.1016/C2009-0-29127-6>
- Berkowitz B, Balberg I (1993) **Percolation theory and its application to groundwater hydrology**. *Water Resources Research*. <https://doi.org/10.1029/92WR02707>
- Berkowitz B (2002) **Characterizing flow and transport in fractured geological media: A review**. *Advances in Water Resources*. [https://doi.org/10.1016/S0309-1708\(02\)00042-8](https://doi.org/10.1016/S0309-1708(02)00042-8)
- Beserra L (2015) **Análise Hidromecânica do Fraturamento Hidráulico via Elementos Finitos com Descontinuidades Fortes Incorporadas**. Tese de doutorado, UFPE.
- Beserra L, Guimarães L, Manzoli O (2016) **Hydromechanical simulation of hydraulic fracturing in naturally fractured reservoir using strong discontinuity approach**. *78th EAGE Conference & Exhibition*. <https://doi.org/10.1190/sbgf2017-024>
- Beserra L, Guimarães L, Manzoli O, Alvarez L (2018) **Finite element with embedded discontinuities analysis of well production decline due to fracture closure in naturally fractured reservoirs**. *ECMOR XVI - 16th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201802156>
- Bonnet E, Bour O, Odling N, Davy P, Main I, Cowie P, Berkowitz B (2001) **Scaling of fracture systems in geological media**. *Reviews of geophysics*. <https://doi.org/10.1029/1999RG000074>
- Cello A, Walker D, Valocchi A (2009) **Flow dimension and anomalous diffusion of aquifer tests in fracture networks**. *Vadose Zone Journal*. <https://doi.org/10.2136/vzj2008.0040>
- Charlaix E, Guyon E, Roux S (1987) **Permeability of a random array of fractures of widely varying apertures**. *Transport in Porous Media*. <https://doi.org/10.1007/BF00208535>

Charlier R, Fourmaintraux D, Samier P, Radu J, Guiducci C (2002) **Numerical Simulation of the Coupled behavior of Faults during the depletion of a HP-HT Reservoir.** SPE 78199. <https://doi.org/10.2118/78199-MS>

Chen HY e Teufel LW (2001) **Reservoir Stress Changes Induced by Production/Injection.** Paper SPE 71087. <https://doi.org/10.2118/71087-MS>

Chen Z, Huan G, Ma Y (2006) **Computational Methods for Multiphase Flows in Porous Media.** Computational Science & Engineering. <https://doi.org/10.1137/1.9780898718942>

Couples G (2014) **Geomechanical impacts on flow in fractured reservoirs.** Geological Society, London, Special Publications. <https://doi.org/10.1144/sp374.17>

Davy P, Bour O, Dreuzy J, Darcel C (2006) **Flow in multiscale fractal fracture networks.** Geological Society, London, Special Publications. <https://doi.org/10.1144/gsl.sp.2006.261.01.03>

Davy P, Le Goc R, Darcel C, Bour O, Dreuzy J, Munier R (2010) **A likely universal model of fracture scaling and its consequence for crustal hydromechanics.** Journal of Geophysical Research. <https://doi.org/10.1029/2009JB007043>

Decroux B, Gosselin O (2013) **Computation of effective dynamic properties of naturally fractured reservoirs: comparison and validation of methods.** EAGE Annual Conference & Exhibition Incorporating SPE Europec. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20130860>

Dershowitz B, LaPointe P, Eiben T, Wei L (2000) **Integration of discrete feature network methods with conventional simulator approaches.** SPE Reservoir Evaluation & Engineering. <https://doi.org/10.2118/62498-PA>

Dershowitz W, Herda H (1992) **Interpretation of fracture spacing and intensity.** Proceedings of the 33rd U.S. Symposium on Rock Mechanics, Sante Fe, New Mexico. [https://doi.org/10.1016/0148-9062\(93\)91769-F](https://doi.org/10.1016/0148-9062(93)91769-F)

Dershowitz W, Fidelibus C (1999) **Derivation of equivalent pipe network analogues for three-dimensional discrete fracture networks by the boundary element method.** Water Resources Research. <https://doi.org/10.1029/1999WR900118>

Dershowitz W, LaPointe P, Doe T (2004) **Advances in discrete fracture network modeling.**

Dreuzy J, Davy P, Berkowitz B (2001) **Advective transport in the percolation backbone in two dimensions.** Physical Review E. <https://doi.org/10.1103/PhysRevE.64.056305>

Dreuzy J, Boiry P, Pichot G, Davy P (2010) **Use of power averaging for quantifying the influence of structure organization on permeability upscaling in on-lattice networks under mean parallel flow.** Water Resources Research. <https://doi.org/10.1029/2009WR008769>

Dreuzy J, Méheust Y, Pichot G (2012) **Influence of fracture scale heterogeneity on the flow properties of three-dimensional discrete fracture networks (DFN).** Journal of Geophysical Research Atmospheres. <https://doi.org/10.1029/2012JB009461>

Elfeel M (2014) **Improved upscaling and reservoir simulation of enhanced oil recovery processes in naturally fractured reservoirs**. Tese de doutorado, Heriot-Watt University.

Erhel J, Dreuzy J, Bresciani E (2011) **Multi-parametric intensive stochastic simulations for hydrogeology on a computational grid**. Parallel Computational Fluid Dynamics. https://doi.org/10.1007/978-3-642-14438-7_41

Evans D, Nicholson T, Rasmussen T (2001) **Flow and transport through unsaturated fractured rock**. AGU Geophysical Monograph Series. <https://doi.org/10.1029/GM042p0001>

Falcão F (2013) **Simulação hidromecânica de reservatório carbonático de petróleo através de pseudoacoplamento**. Tese de Doutorado, PUC-Rio.

Falcão F, Barroso J, Murad M et al (2018) **Synthetic benchmark for the computation of equivalent properties in coupled flow-geomechanical scenarios for a fractured carbonate rock**.

Frampton A, Cvetkovic V (2007) **Upscaling particle transport in discrete fracture networks: 1. Nonreactive tracers**. Water Resources Research. <https://doi.org/10.1029/2006WR005334>

Frampton A, Cvetkovic V (2009) **Significance of injection modes and heterogeneity on spatial and temporal dispersion of advecting particles in two-dimensional discrete fracture networks**. Advances in Water Resources. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2008.07.010>

Ghahfarokhi P, Wilson T (2015) **Fracture intensity attribute for the Tensleep reservoir at Teapot Dome**. Effective interpretation for conventional and unconventional reservoirs. 2015. <https://doi.org/10.1190/INT-2014-0258.1>

Ghahfarokhi P (2017) **The structured gridding implications for upscaling model discrete fracture networks (DFN) using corrected Oda's method**. Journal of Petroleum Science and Engineering. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.03.027>

Golf-Racht TD (1982) **Fundamentals of fractured reservoir engineering**. Elsevier Science.

Guimarães L, Gens A, Olivella S (2007) **Coupled thermo-hydro-mechanical and chemical analysis of expansive clay subjected to heating and hydration**. Transport in Porous Media. <https://doi.org/10.1007/s11242-006-0014-z>

Gupta A, Penuela G, Avila R (2001) **An integrated approach to the determination of permeability tensors for naturally fractured reservoirs**. Journal of Canadian Petroleum Technology. <https://doi.org/10.2118/01-12-02>

Gutierrez M, Youn DJ (2015) **Effects of fracture distribution and length scale on the equivalent continuum elastic compliance of fractured rock masses**. Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering. <https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2015.07.006>

Haridy M, Sedighi F, Ghahri P, Ussenova K, Zhiyenkulov M (2019) **Comprehensive study of the Oda corrected permeability upscaling method**. SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. SPE-196399-MS. <https://doi.org/10.2118/196399-MS>

Ji SH, Park YJ, Lee KK (2011) **Influence of fracture connectivity and characterization level on the uncertainty of the equivalent permeability in statistically conceptualized fracture networks.** Transport in Porous Media. <https://doi.org/10.1007/s11242-010-9690-9>

Jing L, Stephansson O (1997) **Network topology and homogenization of fractured rocks.** Fluid Flow and Transport in Rocks. https://doi.org/10.1007/978-94-009-1533-6_11

Jourde H, Fenart P, Vinches M, Pistre S, Vayssade B (2007) **Relationship between the geometrical and structural properties of layered fractured rocks and their effective permeability tensor.** Journal of Hydrology. <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2007.01.027>

Kalbacher T, Mettier R, McDermott C et al (2006) **Geometric modelling and object-oriented software concepts applied to a heterogeneous fractured network from the Grimsel rock laboratory.** Computational Geosciences. <https://doi.org/10.1007/s10596-006-9032-8>

Lang P, Paluszny A, Zimmerman R (2014) **Permeability tensor of three-dimensional fractured porous rock and a comparison to trace map predictions.** Journal of Geophysical Research. <https://doi.org/10.1002/2014JB011027>

Le Goc R, Dreuz J, Davy P (2010) **Statistical characteristics of flow as indicators of channeling in heterogeneous porous and fractured media.** Advances in Water Resources. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2009.12.002>

Leung C, Zimmerman R (2010) **Estimating the hydraulic conductivity of two-dimensional fracture networks using effective medium theory and power-law averaging.** ISRM International Symposium.

Li J, Lei Z, Qin G, Gong B (2015) **Effective local-global upscaling of fractured reservoirs under discrete fractured discretization.** Energies. <https://doi.org/10.3390/en80910178>

Lima R (2019) **Avaliação de técnicas de acoplamento parcial entre simuladores geomecânico e de fluxo.** Dissertação de Mestrado, UFPE. <https://repositorio.ufpe.br/handle/123456789/34505>

Long J, Remer J, Wilson C, Witherspoon P (1982) **Porous media equivalents for networks of discontinuous fractures.** Water Resources Research. <https://doi.org/10.1029/WR018i003p00645>

Long J, Gilmour P, Witherspoon P (1985) **A model for steady fluid flow in random three-dimensional networks of disc-shaped fractures.** Water Resources Research. <https://doi.org/10.1029/WR021i008p01105>

Maciel B, Alvarez L, Belfort N, Guimarães L, Beserra L (2024) **Effectiveness of embedded discontinuities technique in capturing geomechanical behavior in naturally fractured reservoirs.** J Petrol Explor Prod Technol 14, <https://doi.org/10.1007/s13202-023-01735-x>

Mainguy M, Longuemare P (2002) **Coupling fluid flow and rock mechanics: formulation of the partial coupling between reservoir and geomechanical simulators.** Oil and Gas Science and Technology - La Revue de l'IFP. <https://doi.org/10.2516/ogst:2002023>

Manzoli O, Borges L F A, Rodrigues E A, Cleto P R, Maedo M A, Bitencourt Jr L A G (2021). **A new discrete fracture approach based on the use of coupling finite elements for modeling fluid transport in naturally fractured porous media.** *Computational Methods in Applied Mechanics and Engineering*. <https://doi.org/10.1016/j.cma.2021.114112>

Manzoli O, Shing P (2006) **A general technique to embed non-uniform discontinuities into standard solid finite elements.** *Computers & Structures*. <https://doi.org/10.1016/j.compstruc.2005.10.009>

Maryška J, Severýn O, Vohralík M (2004) **Numerical simulation of fracture flow with a mixed-hybrid FEM stochastic discrete fracture network model.** *Computational Geosciences*. <https://doi.org/10.1007/s10596-005-0152-3>

Mejia C, Roehl D, Rueda J, Fonseca F (2022) **Geomechanical effects of natural fractures on fluid flow in a pre-salt field.** *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2022.104772>

Narr W, Schechter D, Thompson L (2006) **Naturally fractured reservoir characterization.** Society of Petroleum Engineers. ISBN: 978-1-55563-112-3

National Research Council (1996) **Rock Fractures and Fluid Flow: Contemporary Understanding and Applications.** Washington, DC: The National Academies Press. <https://doi.org/10.17226/2309>

National Research Council (2001) **Conceptual Models of Flow and Transport in the Fractured Vadose Zone.** Washington, DC: The National Academies Press. <https://doi.org/10.17226/10102>

Nelson RA (2001) **Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs.** Gulf Professional Publishing. ISBN 978-0-88415-317-7

Niven E, Deutsch C (2009) **A sensitivity analysis for equivalent permeability tensors calculated from 2d discrete fracture networks.** CCG Annual Report.

Nordqvist A, Tsang Y, Tsang C, Dverstorp B, Andersson J (1996) **Effects of high variance of fracture transmissivity on transport and sorption at different scales in a discrete model for fractured rocks.** *Journal of Contaminant Hydrology*. [https://doi.org/10.1016/0169-7722\(95\)00064-X](https://doi.org/10.1016/0169-7722(95)00064-X)

Oda M (1985) **Permeability tensor for discontinuous rock masses.** *Géotechnique*. <https://doi.org/10.1680/geot.1985.35.4.483>

Oda M, Saito T, Kamemura K (1989) **Permeability of rock masses at great depth.** ISRM International Symposium. ISRM-IS-1989-057

Olivella S, Carrera J, Gens A, Alonso E (1994) **Nonisothermal multiphase flow of brine and gas through saline media.** *Transport in Porous Media*. <https://doi.org/10.1007/BF00613282>.

Olivella S, Gens A, Carrera J, Alonso E (1995) **Numerical formulation for a simulator (CODE_BRIGHT) for the coupled analysis of saline media.** *Engineering Computations*. <https://doi.org/10.1108/02644409610151575>

Onaisi A, Samier P, Koutsabeloulis N, Longuemare P (2002) **Management of stress sensitive reservoirs using two coupled stress-reservoir simulation tools.** SPE 78512. <https://doi.org/10.2118/78512-MS>

Pan JB, Lee CC, Lee CH, Yeh HF, Lin H (2010) **Application of fracture network model with crack permeability tensor on flow and transport in fractured rock.** Engineering Geology. <https://doi.org/10.1016/j.enggeo.2010.08.007>

Prajapati CR, Donga AP, Patel AD, Babariya PR (2023) **A Review of Numerical Simulation and Analytical Calculation Methods for the Study of Flow over a Wedge.** International Journal for Research in Applied Science and Engineering Technology. <https://doi.org/10.22214/ijraset.2023.55353>

Pichot G, Erhel J, Dreuz J (2010) **A mixed hybrid Mortar method for solving flow in discrete fracture networks.** Applicable Analysis. <https://doi.org/10.1080/00036811.2010.495333>

Rubin Y, Hubbard S (2005) **Hydrogeophysics** (Water science and Technology Library). Springer.

Sahimi M (1993) **Flow phenomena in rocks: from continuum models to fractals, percolation, cellular automata, and simulated annealing.** American Physical Society. <https://doi.org/10.1103/RevModPhys.65.1393>

Sahimi M (1995) **Flow and transport in porous media and fractured rock: from classical methods to modern approaches.** <http://dx.doi.org/10.1002/9783527636693>

Samier P, Onaisi A e Fontaine G (2003) **Coupled analysis of geomechanics and fluid flow in reservoir simulation.** Paper SPE 79698. <https://doi.org/10.2118/79698-MS>

Sarma P, Aziz K (2006) **New transfer functions for simulation of naturally fractured reservoirs with dual-porosity models.** SPE Journal. <https://doi.org/10.2118/90231-PA>

Sayers CM (1990) **Stress-induced fluid flow anisotropy in fractured rock.** Transport in Porous Media. <https://doi.org/10.1007/BF00140017>

Sen V, Settari T (2005) **Coupled geomechanical and flow modeling of compacting reservoirs.** The Leading Edge. <https://doi.org/10.1190/1.2149657>

Sævik P, Nixon C (2017) **Inclusion of topological measurements into analytic estimates of effective permeability in fractured media.** Water Resources Research. <https://doi.org/10.1002/2017WR020943>

Shin H, Santamarina C (2019) **An implicit joint-continuum model for the hydro-mechanical analysis of fractured rock masses.** International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2019.04.006>

Spence G, Couples G, Bevan T et al (2014) **Advances in the study of naturally fractured hydrocarbon reservoirs: a broad integrated interdisciplinary applied topic.** Geological Society, London. <https://doi.org/10.1144/sp374.19>

Tran D, Settari A e Nghiem L (2002) **New iterative coupling between a reservoir simulator and a geomechanics module.** Paper SPE 78192. <https://doi.org/10.2118/88989-PA>

Tran D, Nghiem L e Buchanan L (2009) **Aspect of coupling between petroleum reservoir flow and geomechanics.** 43rd US Rock Mechanics Symposium.

Wellman T, Shapiro A, Hill M (2009) **Effects of simplifying fracture network representation on inert chemical migration in fracture-controlled aquifers.** Water Resources Research. <https://doi.org/10.1029/2008WR007025>

Yan X, Huang Z, Yao J, Li Y, Fan D, Zhang K (2018) **An efficient hydro-mechanical model for coupled multi-porosity and discrete fracture porous media.** Computational Mechanics. <https://doi.org/10.1007/s00466-018-1541-5>

Yeh T, Liu S (2000) **Hydraulic tomography: Development of a new aquifer test method.** Water Resources Research. <https://doi.org/10.1029/2000WR900114>

Zareidarmiyani A, Salarirad H, Vilarrasa V, Simone S, Olivella S (2018) **Geomechanical response of fractured reservoirs.** Fluids. <https://doi.org/10.3390/fluids3040070>

Zhang J, Liu R, Yu L, Liu D (2021) **Impact of fracture length distribution on seepage characteristics of fractured rock masses.** IOP Conf. Ser.: Earth Environ. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/861/4/042103>

Zoback, M (2007) **Reservoir Geomechanics.** Cambridge: Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511586477>

Zuleta, Aura Maria. (2017) **Modelagem do fraturamento hidráulico e fechamento de fraturas por depleção em meios naturalmente fraturados via método dos elementos finitos com descontinuidades.** Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Pernambuco, Recife.

APÊNDICE A - DETALHES DAS FRATURAS PARA OS CENÁRIOS CARBONÁTICOS

As tabelas a seguir apresentam todas as informações das fraturas nos cenários dos reservatórios carbonáticos A, B e C. Na primeira coluna encontram-se os IDs das fraturas, seguidos pelas coordenadas X, Y e Z nas colunas 2, 3 e 4, respectivamente. A abertura das fraturas está na quinta coluna, e a permeabilidade das fraturas é apresentada na sexta coluna.

Tabela 8 Informações das fraturas para o cenário do reservatório carbonático A

PART_ID	X_COORD(m)	Y_COORD(m)	Z_COORD(m)	Abertura(m)	Permeabilidade(m2)
1	50,80029	6,42041	10,00000	1,10E-04	1,00E-09
1	54,89160	20,98047	0,00000	1,10E-04	1,00E-09
1	59,51563	28,71167	0,00000	1,10E-04	1,00E-09
1	62,91602	26,67822	10,00000	1,10E-04	1,00E-09
2	52,81592	45,23340	0,00000	2,40E-05	4,69E-11
2	73,69141	90,91064	0,00000	2,40E-05	4,69E-11
2	76,57861	89,59131	8,44775	2,40E-05	4,69E-11
3	68,95947	13,13696	10,00000	6,60E-05	3,54E-10
3	71,47266	35,75708	0,00000	6,60E-05	3,54E-10
3	91,47949	94,99048	0,00000	6,60E-05	3,54E-10
3	96,08203	93,43628	10,00000	6,60E-05	3,54E-10
4	93,83057	7,94775	0,00000	7,70E-05	4,89E-10
4	103,16699	23,22827	10,00000	7,70E-05	4,89E-10
4	143,14063	75,64478	10,00000	7,70E-05	4,89E-10
4	144,60547	74,52734	0,00000	7,70E-05	4,89E-10
5	114,46875	28,66895	0,00000	2,60E-05	5,62E-11
5	115,34814	17,10034	10,00000	2,60E-05	5,62E-11
5	121,99854	75,20581	0,00000	2,60E-05	5,62E-11
5	124,67969	74,77173	10,00000	2,60E-05	5,62E-11
6	105,73047	27,80591	0,00000	6,00E-06	2,81E-12
6	106,58838	27,38550	10,00000	6,00E-06	2,81E-12
6	122,13721	59,05884	10,00000	6,00E-06	2,81E-12
6	129,82959	74,72827	10,00000	6,00E-06	2,81E-12
6	134,52588	86,46240	0,00000	6,00E-06	2,81E-12
6	155,41260	129,00903	0,00000	6,00E-06	2,81E-12
6	156,27051	128,58862	10,00000	6,00E-06	2,81E-12
7	21,12842	20,03271	0,00000	1,00E-05	8,34E-12
7	22,62305	19,44897	10,00000	1,00E-05	8,34E-12
7	25,05811	30,08496	0,00000	1,00E-05	8,34E-12
7	50,71826	91,32080	10,00000	1,00E-05	8,34E-12
7	59,07422	117,10303	0,00000	1,00E-05	8,34E-12
7	60,56885	116,51929	10,00000	1,00E-05	8,34E-12
8	0,00000	62,65649	10,00000	3,30E-05	9,05E-11
8	0,00000	64,33813	0,00000	3,30E-05	9,05E-11

8	49,37305	157,26514	0,00000	3,30E-05	9,05E-11
8	50,06982	156,89502	10,00000	3,30E-05	9,05E-11
9	0,00000	149,60718	10,00000	5,00E-06	2,22E-12
9	0,00000	155,13550	0,00000	5,00E-06	2,22E-12
9	50,55713	200,00000	0,00000	5,00E-06	2,22E-12
9	56,78711	200,00000	10,00000	5,00E-06	2,22E-12
10	0,00000	170,87305	10,00000	7,20E-05	4,29E-10
10	0,00000	186,03320	0,00000	7,20E-05	4,29E-10
10	4,39600	200,00000	0,00000	7,20E-05	4,29E-10
10	9,16797	200,00000	10,00000	7,20E-05	4,29E-10
11	157,28369	5,17285	0,00000	9,11E-04	6,82E-08
11	169,69287	21,61597	10,00000	9,11E-04	6,82E-08
11	174,26074	33,55273	0,00000	9,11E-04	6,82E-08
11	177,21387	34,18872	10,00000	9,11E-04	6,82E-08
12	0,00000	9,78076	10,00000	2,00E-05	3,28E-11
12	0,00000	12,86597	0,00000	2,00E-05	3,28E-11
12	40,04004	64,59912	0,00000	2,00E-05	3,28E-11
12	41,53320	63,44336	10,00000	2,00E-05	3,28E-11
13	122,31592	85,49658	0,00000	3,85E-04	1,22E-08
13	124,49902	86,48682	10,00000	3,85E-04	1,22E-08
13	152,78809	24,08374	10,00000	3,85E-04	1,22E-08
13	158,10596	6,54712	0,00000	3,85E-04	1,22E-08
14	85,55664	76,31812	0,00000	1,46E-04	1,75E-09
14	88,54980	77,12988	10,00000	1,46E-04	1,75E-09
14	103,16699	23,22827	10,00000	1,46E-04	1,75E-09
14	103,39014	10,55640	0,00000	1,46E-04	1,75E-09
15	42,48682	108,29614	0,00000	7,16E-04	4,22E-08
15	45,55371	109,86475	8,16113	7,16E-04	4,22E-08
15	48,40918	96,72046	0,00000	7,16E-04	4,22E-08
15	94,07031	7,47900	0,00000	7,16E-04	4,22E-08
15	97,13721	9,04834	8,16113	7,16E-04	4,22E-08
16	134,12744	101,11206	0,00000	9,70E-05	7,73E-10
16	136,17822	49,42212	0,00000	9,70E-05	7,73E-10
16	138,92285	101,30225	10,00000	9,70E-05	7,73E-10
16	141,74170	30,24121	10,00000	9,70E-05	7,73E-10
17	47,28467	109,86108	0,00000	1,03E-04	8,68E-10
17	49,11816	110,01807	10,00000	1,03E-04	8,68E-10
17	54,89160	20,98047	0,00000	1,03E-04	8,68E-10
17	57,08545	16,92969	10,00000	1,03E-04	8,68E-10
18	143,35889	117,72681	0,00000	8,00E-06	5,82E-12
18	146,16748	118,75830	10,00000	8,00E-06	5,82E-12
18	174,26074	33,55273	0,00000	8,00E-06	5,82E-12
18	177,21387	34,18872	10,00000	8,00E-06	5,82E-12
19	94,12354	106,97632	0,00000	1,40E-05	1,68E-11
19	98,97461	110,52075	10,00000	1,40E-05	1,68E-11
19	99,55029	99,55005	0,00000	1,40E-05	1,68E-11

19	133,59961	63,13428	10,00000	1,40E-05	1,68E-11
19	136,17822	49,42212	0,00000	1,40E-05	1,68E-11
19	154,80859	23,92554	0,00000	1,40E-05	1,68E-11
19	159,65967	27,46997	10,00000	1,40E-05	1,68E-11
20	0,00000	43,39038	0,00000	8,00E-06	5,56E-12
20	0,00000	52,52612	8,89160	8,00E-06	5,56E-12
20	2,14209	33,46948	0,00000	8,00E-06	5,56E-12
20	4,02637	33,87646	8,89160	8,00E-06	5,56E-12
21	0,00000	76,35083	0,00000	2,75E-04	6,20E-09
21	0,00000	81,12061	7,09473	2,75E-04	6,20E-09
21	29,88232	21,17749	0,00000	2,75E-04	6,20E-09
21	31,87988	22,25928	7,09473	2,75E-04	6,20E-09
22	12,90771	200,00000	0,00000	3,80E-05	1,18E-10
22	17,24658	200,00000	10,00000	3,80E-05	1,18E-10
22	19,44434	187,19287	0,00000	3,80E-05	1,18E-10
22	22,88672	188,94922	10,00000	3,80E-05	1,18E-10
23	142,47803	100,00952	0,00000	2,20E-05	4,13E-11
23	146,29980	100,33423	10,00000	2,20E-05	4,13E-11
23	150,43164	6,54150	0,00000	2,20E-05	4,13E-11
23	152,78809	24,08374	10,00000	2,20E-05	4,13E-11
24	0,00000	40,53613	0,00000	1,00E-05	7,55E-12
24	0,00000	49,15942	10,00000	1,00E-05	7,55E-12
24	21,04346	5,08765	0,00000	1,00E-05	7,55E-12
24	24,82813	7,33447	10,00000	1,00E-05	7,55E-12
25	62,64551	113,32666	0,00000	2,84E-04	6,65E-09
25	66,50488	115,68896	10,00000	2,84E-04	6,65E-09
25	85,76074	75,56616	0,00000	2,84E-04	6,65E-09
25	112,80664	40,05225	10,00000	2,84E-04	6,65E-09
25	128,33252	6,02222	0,00000	2,84E-04	6,65E-09
25	132,19189	8,38525	10,00000	2,84E-04	6,65E-09
26	0,00000	64,45410	0,00000	1,49E-04	1,84E-09
26	0,00000	71,04663	10,00000	1,49E-04	1,84E-09
26	13,27686	36,85596	0,00000	1,49E-04	1,84E-09
26	15,85205	38,09497	10,00000	1,49E-04	1,84E-09

Fonte: o autor

Tabela 9 Informações das fraturas para o cenário do reservatório carbonático B

PART_ID	X_COORD(m)	Y_COORD(m)	Z_COORD(m)	Abertura(m)	Permeabilidade(m2)
1	0,00000	150,79248	0,00000	1,00E-06	1,07E-13
1	0,00000	173,12549	10,00000	1,00E-06	1,07E-13
1	4,93750	134,35718	0,00000	1,00E-06	1,07E-13
1	11,09082	136,20557	10,00000	1,00E-06	1,07E-13
2	0,00000	155,10840	10,00000	8,00E-05	5,21E-10
2	0,00000	165,83594	0,00000	8,00E-05	5,21E-10
2	11,20264	200,00000	0,00000	8,00E-05	5,21E-10
2	14,72070	200,00000	10,00000	8,00E-05	5,21E-10
3	0,00000	190,39014	0,00000	7,80E-05	4,97E-10
3	0,00000	199,94385	10,00000	7,80E-05	4,97E-10
3	1,42236	186,96289	0,00000	7,80E-05	4,97E-10
3	4,80469	188,36572	10,00000	7,80E-05	4,97E-10
4	3,75391	200,00000	0,00000	1,28E-04	1,36E-09
4	6,77490	200,00000	10,00000	1,28E-04	1,36E-09
4	16,77490	125,86450	0,00000	1,28E-04	1,36E-09
4	19,70508	126,37915	10,00000	1,28E-04	1,36E-09
5	0,00000	195,97070	0,00000	2,00E-06	3,45E-13
5	0,00000	200,00000	4,59863	2,00E-06	3,45E-13
5	2,93457	200,00000	10,00000	2,00E-06	3,45E-13
5	12,10547	176,44775	0,00000	2,00E-06	3,45E-13
5	16,02979	178,88037	10,00000	2,00E-06	3,45E-13
6	11,51270	153,44507	0,00000	2,00E-06	2,98E-13
6	13,53320	152,58203	3,76514	2,00E-06	2,98E-13
6	31,39990	200,00000	0,00000	2,00E-06	2,98E-13
6	33,78906	200,00000	3,76514	2,00E-06	2,98E-13
7	13,90186	129,10938	7,06738	4,50E-05	1,65E-10
7	15,44336	128,14722	10,00000	4,50E-05	1,65E-10
7	58,16162	200,00000	7,06738	4,50E-05	1,65E-10
7	60,30371	200,00000	10,00000	4,50E-05	1,65E-10
8	30,46826	179,20752	0,00000	1,79E-04	2,63E-09
8	30,88086	179,50391	3,36230	1,79E-04	2,63E-09
8	96,81885	86,77783	0,00000	1,79E-04	2,63E-09
8	97,23145	87,07422	3,36230	1,79E-04	2,63E-09
9	34,58008	129,59766	3,35352	4,69E-04	1,81E-08
9	37,40332	127,98267	10,00000	4,69E-04	1,81E-08
9	74,85303	200,00000	3,35352	4,69E-04	1,81E-08
9	78,60010	200,00000	10,00000	4,69E-04	1,81E-08
10	57,15039	200,00000	0,00000	8,80E-05	6,41E-10
10	62,59082	200,00000	10,00000	8,80E-05	6,41E-10
10	64,75244	186,54639	0,00000	8,80E-05	6,41E-10
10	68,87598	188,87695	10,00000	8,80E-05	6,41E-10
11	51,87695	179,27979	0,00000	6,00E-05	2,93E-10
11	54,89551	177,82275	10,00000	6,00E-05	2,93E-10
11	61,87256	200,00000	0,00000	6,00E-05	2,93E-10

11	65,59375	200,00000	10,00000	6,00E-05	2,93E-10
12	66,48438	200,00000	0,00000	5,30E-04	2,31E-08
12	68,72705	200,00000	10,00000	5,30E-04	2,31E-08
12	72,46191	184,04688	0,00000	5,30E-04	2,31E-08
12	74,42822	184,78320	10,00000	5,30E-04	2,31E-08
13	85,78711	176,38672	0,00000	6,40E-05	3,38E-10
13	86,82764	175,78271	10,00000	6,40E-05	3,38E-10
13	99,50635	200,00000	0,00000	6,40E-05	3,38E-10
13	100,89795	200,00000	10,00000	6,40E-05	3,38E-10
14	52,61523	189,35303	0,00000	4,09E-04	1,37E-08
14	54,06104	189,91504	10,00000	4,09E-04	1,37E-08
14	106,03809	51,93115	0,00000	4,09E-04	1,37E-08
14	107,48389	52,49292	10,00000	4,09E-04	1,37E-08
15	61,04492	200,00000	0,00000	2,00E-05	3,18E-11
15	61,96338	200,00000	10,00000	2,00E-05	3,18E-11
15	110,77002	103,27783	0,00000	2,00E-05	3,18E-11
15	111,49609	103,65137	10,00000	2,00E-05	3,18E-11
16	73,95605	200,00000	0,58008	7,00E-06	4,47E-12
16	76,91309	200,00000	10,00000	7,00E-06	4,47E-12
16	95,05225	102,96094	0,58008	7,00E-06	4,47E-12
16	97,87598	103,57495	10,00000	7,00E-06	4,47E-12
17	148,83643	178,40283	0,00000	4,60E-05	1,73E-10
17	153,30811	176,05127	10,00000	4,60E-05	1,73E-10
17	160,19580	200,00000	0,00000	4,60E-05	1,73E-10
17	165,90430	200,00000	10,00000	4,60E-05	1,73E-10
18	151,24756	200,00000	0,00000	1,45E-07	1,76E-15
18	151,81299	200,00000	3,32422	1,45E-07	1,76E-15
18	159,91406	188,17188	0,00000	1,45E-07	1,76E-15
18	160,28174	188,44141	3,32422	1,45E-07	1,76E-15
19	127,26367	165,69141	3,39697	9,14E-04	6,87E-08
19	129,08447	164,78516	10,00000	9,14E-04	6,87E-08
19	144,34473	200,00000	3,39697	9,14E-04	6,87E-08
19	146,61670	200,00000	10,00000	9,14E-04	6,87E-08
20	142,90430	200,00000	3,84912	6,00E-05	3,00E-10
20	143,78369	200,00000	10,00000	6,00E-05	3,00E-10
20	183,84424	104,67969	3,84912	6,00E-05	3,00E-10
20	184,58643	104,99878	10,00000	6,00E-05	3,00E-10
21	143,54053	200,00000	0,00000	1,70E-05	2,41E-11
21	148,43164	200,00000	10,00000	1,70E-05	2,41E-11
21	174,22412	148,67676	0,00000	1,70E-05	2,41E-11
21	177,82715	150,83154	10,00000	1,70E-05	2,41E-11
22	122,82178	200,00000	0,00000	1,99E-04	3,25E-09
22	125,51611	200,00000	10,00000	1,99E-04	3,25E-09
22	150,66113	160,41064	0,00000	1,99E-04	3,25E-09
22	152,46436	161,67773	10,00000	1,99E-04	3,25E-09
23	115,63330	59,07617	0,00000	1,00E-06	1,40E-13

23	121,54541	57,71533	10,00000	1,00E-06	1,40E-13
23	142,70215	176,72998	0,00000	1,00E-06	1,40E-13
23	148,61426	175,36963	10,00000	1,00E-06	1,40E-13
24	136,89990	200,00000	10,00000	2,70E-05	5,99E-11
24	136,99609	200,00000	5,78369	2,70E-05	5,99E-11
24	156,07422	112,55005	10,00000	2,70E-05	5,99E-11
24	156,16602	112,57031	5,78369	2,70E-05	5,99E-11
25	88,75098	156,52051	0,00000	6,00E-06	2,57E-12
25	91,21826	153,94922	10,00000	6,00E-06	2,57E-12
25	134,05762	200,00000	0,00000	6,00E-06	2,57E-12
25	139,20459	200,00000	10,00000	6,00E-06	2,57E-12
26	52,38232	93,14795	0,00000	9,30E-05	7,08E-10
26	53,90576	92,06250	10,00000	9,30E-05	7,08E-10
26	128,49268	200,00000	0,00000	9,30E-05	7,08E-10
26	130,78906	200,00000	10,00000	9,30E-05	7,08E-10
27	110,14893	155,93359	0,00000	2,00E-06	2,45E-13
27	114,99023	154,41162	10,00000	2,00E-06	2,45E-13
27	124,00098	200,00000	0,00000	2,00E-06	2,45E-13
27	129,32031	200,00000	10,00000	2,00E-06	2,45E-13
28	112,70801	200,00000	2,84277	1,51E-04	1,87E-09
28	116,57959	200,00000	10,00000	1,51E-04	1,87E-09
28	185,55713	79,59375	2,84277	1,51E-04	1,87E-09
28	188,39111	81,30835	10,00000	1,51E-04	1,87E-09
29	114,86035	200,00000	0,00000	7,02E-04	4,06E-08
29	117,43164	200,00000	10,00000	7,02E-04	4,06E-08
29	134,06396	106,69238	0,00000	7,02E-04	4,06E-08
29	136,53076	107,19995	10,00000	7,02E-04	4,06E-08
30	143,92920	169,09619	0,00000	1,00E-06	1,02E-13
30	145,79541	170,30859	10,00000	1,00E-06	1,02E-13
30	200,00000	82,79395	0,00000	1,00E-06	1,02E-13
30	200,00000	86,87866	10,00000	1,00E-06	1,02E-13
31	168,42920	170,32178	0,00000	1,00E-06	5,38E-14
31	169,75049	170,59180	10,00000	1,00E-06	5,38E-14
31	197,15869	29,72827	0,00000	1,00E-06	5,38E-14
31	198,47998	29,99854	10,00000	1,00E-06	5,38E-14
32	193,33496	189,01025	0,00000	4,00E-06	1,30E-12
32	197,19678	200,00000	0,00000	4,00E-06	1,30E-12
32	200,00000	186,66895	9,84277	4,00E-06	1,30E-12
32	200,00000	200,00000	3,68506	4,00E-06	1,30E-12
33	193,53271	200,00000	0,00000	2,00E-06	2,10E-13
33	196,03564	200,00000	10,00000	2,00E-06	2,10E-13
33	200,00000	181,47314	0,00000	2,00E-06	2,10E-13
33	200,00000	188,64355	10,00000	2,00E-06	2,10E-13
34	156,08984	129,86328	5,75195	1,19E-04	1,16E-09
34	157,88525	128,81006	10,00000	1,19E-04	1,16E-09
34	197,23486	200,00000	5,75195	1,19E-04	1,16E-09

34	199,64795	200,00000	10,00000	1,19E-04	1,16E-09
35	185,63086	200,00000	0,00000	2,16E-04	3,84E-09
35	189,48291	200,00000	10,00000	2,16E-04	3,84E-09
35	200,00000	158,65576	0,00000	2,16E-04	3,84E-09
35	200,00000	169,73877	10,00000	2,16E-04	3,84E-09
36	69,20654	67,32227	0,00000	2,80E-05	6,26E-11
36	74,17139	64,10596	10,00000	2,80E-05	6,26E-11
36	125,94141	154,89063	0,00000	2,80E-05	6,26E-11
36	130,90625	151,67358	10,00000	2,80E-05	6,26E-11
37	54,68262	19,42188	7,12695	4,80E-05	1,86E-10
37	54,94434	19,26685	0,00000	4,80E-05	1,86E-10
37	120,63818	130,66406	7,12695	4,80E-05	1,86E-10
37	120,89990	130,50903	0,00000	4,80E-05	1,86E-10
38	136,16260	60,51855	10,00000	3,93E-04	1,27E-08
38	136,25488	60,46875	8,02930	3,93E-04	1,27E-08
38	185,81543	152,87793	10,00000	3,93E-04	1,27E-08
38	185,90771	152,82813	8,02930	3,93E-04	1,27E-08
39	183,48389	155,78516	8,63916	1,23E-04	1,24E-09
39	184,09961	155,91357	10,00000	1,23E-04	1,24E-09
39	200,00000	76,72681	8,63916	1,23E-04	1,24E-09
39	200,00000	79,80298	10,00000	1,23E-04	1,24E-09
40	190,68311	90,89063	8,52930	1,70E-05	2,46E-11
40	190,78613	90,86890	10,00000	1,70E-05	2,46E-11
40	200,00000	134,56372	10,00000	1,70E-05	2,46E-11
40	200,00000	135,07397	8,52930	1,70E-05	2,46E-11
41	183,61572	58,89673	0,00000	4,40E-05	1,59E-10
41	184,53564	58,69141	6,92236	4,40E-05	1,59E-10
41	200,00000	127,91064	6,92236	4,40E-05	1,59E-10
41	200,00000	132,23291	0,00000	4,40E-05	1,59E-10
42	150,94092	0,00000	0,00000	9,60E-04	7,57E-08
42	154,66211	0,00000	10,00000	9,60E-04	7,57E-08
42	191,66406	99,07690	0,00000	9,60E-04	7,57E-08
42	194,84717	97,76807	10,00000	9,60E-04	7,57E-08
43	158,33740	99,01196	0,00000	1,65E-04	2,23E-09
43	158,97217	99,23438	2,24561	1,65E-04	2,23E-09
43	193,03613	0,00000	0,00000	1,65E-04	2,23E-09
43	193,74902	0,00000	2,24561	1,65E-04	2,23E-09
44	72,71826	14,65503	0,00000	5,14E-04	2,17E-08
44	76,77979	12,32642	10,00000	5,14E-04	2,17E-08
44	127,01904	109,36987	0,00000	5,14E-04	2,17E-08
44	131,08057	107,04126	10,00000	5,14E-04	2,17E-08
45	173,97998	8,19458	0,00000	1,43E-04	1,68E-09
45	176,18115	0,00000	0,00000	1,43E-04	1,68E-09
45	177,60010	9,16724	10,00000	1,43E-04	1,68E-09
45	180,06299	0,00000	10,00000	1,43E-04	1,68E-09
46	172,52832	0,00000	0,00000	2,20E-05	3,89E-11

46	183,02490	0,00000	10,00000	2,20E-05	3,89E-11
46	200,00000	13,33569	10,00000	2,20E-05	3,89E-11
46	200,00000	21,58154	0,00000	2,20E-05	3,89E-11
47	168,83447	56,56396	0,00000	1,80E-05	2,76E-11
47	170,42822	57,00879	10,00000	1,80E-05	2,76E-11
47	184,62500	0,00000	0,00000	1,80E-05	2,76E-11
47	186,34277	0,00000	10,00000	1,80E-05	2,76E-11
48	75,70264	101,76465	0,00000	2,50E-05	5,17E-11
48	76,04688	101,92188	4,60547	2,50E-05	5,17E-11
48	118,19678	8,65137	0,00000	2,50E-05	5,17E-11
48	118,54102	8,80859	4,60547	2,50E-05	5,17E-11
49	38,69238	67,16016	8,38428	1,80E-05	2,72E-11
49	39,07617	67,34888	10,00000	1,80E-05	2,72E-11
49	71,71240	0,00000	8,38428	1,80E-05	2,72E-11
49	72,18945	0,00000	10,00000	1,80E-05	2,72E-11
50	60,01514	0,00000	7,71191	2,40E-05	4,76E-11
50	60,27393	0,00000	10,00000	2,40E-05	4,76E-11
50	84,31152	47,16797	7,71191	2,40E-05	4,76E-11
50	84,51611	47,06274	10,00000	2,40E-05	4,76E-11
51	31,97266	0,00000	0,00000	1,33E-04	1,46E-09
51	36,04102	0,00000	10,00000	1,33E-04	1,46E-09
51	68,10010	44,57739	0,00000	1,33E-04	1,46E-09
51	70,55518	42,58740	10,00000	1,33E-04	1,46E-09
52	27,80029	43,15381	0,00000	5,50E-05	2,53E-10
52	30,54541	44,08984	4,30420	5,50E-05	2,53E-10
52	42,50928	0,00000	0,00000	5,50E-05	2,53E-10
52	45,57373	0,00000	4,30420	5,50E-05	2,53E-10
53	0,00000	28,72144	0,00000	6,80E-05	3,76E-10
53	0,00000	30,21777	10,00000	6,80E-05	3,76E-10
53	15,59277	0,00000	0,00000	6,80E-05	3,76E-10
53	16,40527	0,00000	10,00000	6,80E-05	3,76E-10
54	0,00000	78,69409	0,00000	4,00E-06	1,11E-12
54	0,00000	95,62891	10,00000	4,00E-06	1,11E-12
54	11,89941	20,89453	0,00000	4,00E-06	1,11E-12
54	15,24414	21,58276	10,00000	4,00E-06	1,11E-12

Fonte: o autor

Tabela 10 Informações das fraturas para o cenário do reservatório carbonático C

PART_ID	X_COORD(m)	Y_COORD(m)	Z_COORD(m)	Abertura(m)	Permeabilidade(m2)
1	0,00000	18,40137	1,75342	6,60E-05	3,57E-10
1	0,00000	19,09717	0,00000	6,60E-05	3,57E-10
1	5,15820	23,57422	0,00000	6,60E-05	3,57E-10
1	5,50244	23,17725	1,75342	6,60E-05	3,57E-10
2	154,43945	158,64893	0,00000	3,25E-07	8,80E-15
2	156,94727	157,25537	8,55176	3,25E-07	8,80E-15
2	177,41406	200,00000	0,00000	3,25E-07	8,80E-15
2	180,69580	200,00000	8,55176	3,25E-07	8,80E-15
3	0,00000	91,02637	4,28076	1,00E-06	2,32E-14
3	0,00000	95,10596	0,00000	1,00E-06	2,32E-14
3	32,87109	144,97900	0,00000	1,00E-06	2,32E-14
3	34,74561	143,74365	4,28076	1,00E-06	2,32E-14
4	7,85010	32,24170	0,00000	1,24E-04	1,26E-09
4	8,44482	32,00537	3,82373	1,24E-04	1,26E-09
4	28,64209	84,52100	0,00000	1,24E-04	1,26E-09
4	46,31641	128,96094	0,00000	1,24E-04	1,26E-09
4	46,91113	128,72412	3,82373	1,24E-04	1,26E-09
5	12,10205	65,27002	0,00000	1,80E-05	2,65E-11
5	13,29590	64,45459	3,56543	1,80E-05	2,65E-11
5	29,02490	90,03711	0,00000	1,80E-05	2,65E-11
5	75,03369	157,37158	0,00000	1,80E-05	2,65E-11
5	76,22754	156,55615	3,56543	1,80E-05	2,65E-11
6	9,30518	44,73389	0,00000	1,22E-04	1,22E-09
6	10,75244	43,77881	6,52539	1,22E-04	1,22E-09
6	30,42041	76,73535	0,00000	1,22E-04	1,22E-09
6	73,05371	141,35059	0,00000	1,22E-04	1,22E-09
6	74,50098	140,39600	6,52539	1,22E-04	1,22E-09
7	0,00000	92,95361	6,63232	2,50E-05	5,03E-11
7	0,00000	99,57178	0,00000	2,50E-05	5,03E-11
7	67,49414	178,31592	0,00000	2,50E-05	5,03E-11
7	70,76416	175,51318	6,63232	2,50E-05	5,03E-11
8	28,18408	176,57617	0,00000	6,55E-04	3,53E-08
8	31,09863	175,29883	10,00000	6,55E-04	3,53E-08
8	38,45166	200,00000	0,00000	6,55E-04	3,53E-08
8	41,92529	200,00000	10,00000	6,55E-04	3,53E-08
9	50,84180	140,78223	0,00000	1,10E-05	1,02E-11
9	52,52100	140,17920	10,00000	1,10E-05	1,02E-11
9	72,12061	200,00000	0,00000	1,10E-05	1,02E-11
9	74,01660	200,00000	10,00000	1,10E-05	1,02E-11
10	184,95703	168,90039	0,00000	2,00E-06	5,01E-13
10	187,70801	168,31006	10,00000	2,00E-06	5,01E-13
10	191,62891	200,00000	0,00000	2,00E-06	5,01E-13
10	194,50635	200,00000	10,00000	2,00E-06	5,01E-13
11	102,28857	11,14893	0,00000	1,80E-05	2,78E-11

11	104,88770	10,63037	5,73926	1,80E-05	2,78E-11
11	110,82227	53,90234	0,00000	1,80E-05	2,78E-11
11	122,98193	114,82080	0,00000	1,80E-05	2,78E-11
11	125,58105	114,30225	5,73926	1,80E-05	2,78E-11
12	178,41846	17,01270	0,00000	3,00E-06	9,32E-13
12	181,44678	39,13281	0,00000	3,00E-06	9,32E-13
12	182,15039	39,03662	1,92236	3,00E-06	9,32E-13
13	144,13672	7,32178	0,00000	1,00E-06	3,84E-14
13	158,97852	25,52100	10,00000	1,00E-06	3,84E-14
13	160,66504	34,47705	0,00000	1,00E-06	3,84E-14
13	163,41211	32,80469	10,00000	1,00E-06	3,84E-14
14	131,23730	25,61377	0,00000	1,20E-05	1,26E-11
14	136,53662	23,05225	8,60645	1,20E-05	1,26E-11
14	137,36816	38,29834	0,00000	1,20E-05	1,26E-11
14	183,53662	133,81689	0,00000	1,20E-05	1,26E-11
14	188,83594	131,25537	8,60645	1,20E-05	1,26E-11
15	91,88477	30,13184	0,00000	1,59E-04	2,07E-09
15	94,10010	28,79443	10,00000	1,59E-04	2,07E-09
15	101,79932	41,54980	10,00000	1,59E-04	2,07E-09
15	109,61865	59,51172	0,00000	1,59E-04	2,07E-09
15	156,94238	137,91260	0,00000	1,59E-04	2,07E-09
15	159,15771	136,57520	10,00000	1,59E-04	2,07E-09
16	151,95654	40,12354	0,00000	4,00E-06	1,39E-12
16	153,63818	39,00049	10,00000	4,00E-06	1,39E-12
16	190,93018	98,48877	0,00000	4,00E-06	1,39E-12
16	193,11523	98,11914	10,00000	4,00E-06	1,39E-12
17	95,23779	96,76758	0,00000	8,63E-04	6,12E-08
17	99,29395	94,69336	10,00000	8,63E-04	6,12E-08
17	148,02588	200,00000	0,00000	8,63E-04	6,12E-08
17	153,14258	200,00000	10,00000	8,63E-04	6,12E-08
18	167,49707	200,00000	0,00000	5,00E-06	2,07E-12
18	167,90674	196,21924	0,00000	5,00E-06	2,07E-12
18	168,52197	200,00000	10,00000	5,00E-06	2,07E-12
18	168,91943	196,32910	10,00000	5,00E-06	2,07E-12
19	7,43213	13,02100	0,00000	9,00E-06	7,02E-12
19	9,78223	24,39160	0,00000	9,00E-06	7,02E-12
19	14,65674	11,52783	10,00000	9,00E-06	7,02E-12
19	28,57422	78,87158	10,00000	9,00E-06	7,02E-12
19	30,99854	127,05225	0,00000	9,00E-06	7,02E-12
19	38,22314	125,55908	10,00000	9,00E-06	7,02E-12
20	0,00000	28,35107	10,00000	4,00E-06	1,24E-12
20	0,00000	35,15479	0,00000	4,00E-06	1,24E-12
20	19,24365	71,81250	0,00000	4,00E-06	1,24E-12
20	22,04346	70,34326	10,00000	4,00E-06	1,24E-12
21	77,14697	35,76025	0,00000	5,59E-04	2,57E-08
21	78,29590	35,06885	10,00000	5,59E-04	2,57E-08

21	89,96240	57,05273	0,00000	5,59E-04	2,57E-08
21	108,49854	85,25049	10,00000	5,59E-04	2,57E-08
21	130,43359	124,29639	0,00000	5,59E-04	2,57E-08
21	131,58252	123,60449	10,00000	5,59E-04	2,57E-08
22	57,24658	132,71387	0,00000	5,22E-04	2,24E-08
22	57,64160	132,40039	10,00000	5,22E-04	2,24E-08
22	110,57568	200,00000	0,00000	5,22E-04	2,24E-08
22	111,21875	200,00000	10,00000	5,22E-04	2,24E-08
23	20,84277	112,81787	0,00000	6,25E-04	3,21E-08
23	24,15527	109,96289	10,00000	6,25E-04	3,21E-08
23	35,39795	123,00732	10,00000	6,25E-04	3,21E-08
23	42,77930	138,27002	0,00000	6,25E-04	3,21E-08
23	90,81738	194,00537	0,00000	6,25E-04	3,21E-08
23	94,13037	191,15039	10,00000	6,25E-04	3,21E-08
24	76,08105	90,12109	0,00000	1,43E-04	1,68E-09
24	80,61182	87,87500	10,00000	1,43E-04	1,68E-09
24	89,63867	106,08691	10,00000	1,43E-04	1,68E-09
24	94,90137	128,09229	0,00000	1,43E-04	1,68E-09
24	123,35742	185,50635	0,00000	1,43E-04	1,68E-09
24	127,88770	183,26123	10,00000	1,43E-04	1,68E-09
25	132,94385	3,77881	0,00000	4,50E-05	1,63E-10
25	136,42285	6,51367	10,00000	4,50E-05	1,63E-10
25	153,35107	33,78662	0,00000	4,50E-05	1,63E-10
25	154,45801	33,03369	10,00000	4,50E-05	1,63E-10
26	106,98730	58,27246	0,00000	1,81E-04	2,68E-09
26	108,30615	57,85742	10,00000	1,81E-04	2,68E-09
26	117,56104	87,22949	10,00000	1,81E-04	2,68E-09
26	125,62891	117,43311	0,00000	1,81E-04	2,68E-09
26	139,35059	160,98145	0,00000	1,81E-04	2,68E-09
26	140,66943	160,56543	10,00000	1,81E-04	2,68E-09
27	15,91504	1,80322	0,00000	5,62E-04	2,60E-08
27	29,50586	12,80908	10,00000	5,62E-04	2,60E-08
27	67,32617	64,15918	0,00000	5,62E-04	2,60E-08
27	70,01514	61,94238	10,00000	5,62E-04	2,60E-08
28	57,99414	1,32227	10,00000	1,60E-05	2,21E-11
28	64,78174	21,16016	0,00000	1,60E-05	2,21E-11
28	99,20947	89,90918	0,00000	1,60E-05	2,21E-11
28	101,72559	88,64893	10,00000	1,60E-05	2,21E-11
29	130,96484	7,42090	0,00000	2,30E-05	4,20E-11
29	146,24707	60,21338	0,00000	2,30E-05	4,20E-11
29	146,81787	42,42383	10,00000	2,30E-05	4,20E-11
29	151,52539	58,68555	10,00000	2,30E-05	4,20E-11
30	124,75391	11,89893	0,00000	2,30E-05	4,39E-11
30	127,64941	10,22119	10,00000	2,30E-05	4,39E-11
30	166,58350	96,13477	0,00000	2,30E-05	4,39E-11
30	169,57471	94,64893	10,00000	2,30E-05	4,39E-11

31	0,00000	142,79346	10,00000	6,00E-06	3,29E-12
31	0,00000	146,33154	0,00000	6,00E-06	3,29E-12
31	56,82910	200,00000	0,00000	6,00E-06	3,29E-12
31	60,57520	200,00000	10,00000	6,00E-06	3,29E-12
32	0,00000	68,66895	0,86182	5,00E-06	1,93E-12
32	0,00000	70,23486	0,00000	5,00E-06	1,93E-12
32	6,33740	65,72998	10,00000	5,00E-06	1,93E-12
32	29,99463	116,73779	10,00000	5,00E-06	1,93E-12
32	59,58691	198,71387	0,00000	5,00E-06	1,93E-12
32	66,52197	195,49756	10,00000	5,00E-06	1,93E-12
33	58,47607	46,59326	0,00000	3,00E-06	7,96E-13
33	60,19727	45,24365	10,00000	3,00E-06	7,96E-13
33	79,19824	69,47607	10,00000	3,00E-06	7,96E-13
33	99,89941	95,87744	10,00000	3,00E-06	7,96E-13
33	101,62988	101,62988	0,00000	3,00E-06	7,96E-13
33	104,86035	102,20459	10,00000	3,00E-06	7,96E-13
33	123,16113	129,09082	0,00000	3,00E-06	7,96E-13
33	124,88232	127,74072	10,00000	3,00E-06	7,96E-13
34	105,72119	186,39648	0,00000	3,80E-05	1,17E-10
34	108,21582	185,08545	10,00000	3,80E-05	1,17E-10
34	112,87207	200,00000	0,00000	3,80E-05	1,17E-10
34	116,05518	200,00000	10,00000	3,80E-05	1,17E-10
35	122,99805	22,08301	0,00000	2,09E-04	3,58E-09
35	125,93604	16,53125	10,00000	2,09E-04	3,58E-09
35	151,45752	131,51563	0,00000	2,09E-04	3,58E-09
35	155,56152	130,44824	10,00000	2,09E-04	3,58E-09
36	39,64648	200,00000	0,00000	1,20E-04	1,18E-09
36	43,20313	129,91797	0,00000	1,20E-04	1,18E-09
36	47,78955	200,00000	10,00000	1,20E-04	1,18E-09
36	51,32520	130,32959	10,00000	1,20E-04	1,18E-09
37	14,87744	138,02783	0,00000	2,54E-04	5,30E-09
37	16,73730	136,45313	10,00000	2,54E-04	5,30E-09
37	67,33594	200,00000	0,00000	2,54E-04	5,30E-09
37	70,52881	200,00000	10,00000	2,54E-04	5,30E-09
38	161,40088	161,49561	0,00000	2,92E-04	7,01E-09
38	165,73730	160,97998	10,00000	2,92E-04	7,01E-09
38	165,97363	200,00000	0,00000	2,92E-04	7,01E-09
38	170,37158	200,00000	10,00000	2,92E-04	7,01E-09
39	90,27832	100,98877	0,00000	7,50E-05	4,61E-10
39	92,83154	98,81201	10,00000	7,50E-05	4,61E-10
39	145,70947	166,00879	0,00000	7,50E-05	4,61E-10
39	160,37109	178,03516	10,00000	7,50E-05	4,61E-10
39	165,02051	188,66064	0,00000	7,50E-05	4,61E-10
39	167,57373	186,48389	10,00000	7,50E-05	4,61E-10
40	73,85645	111,58350	0,00000	9,30E-05	7,09E-10
40	77,53076	107,28223	10,00000	9,30E-05	7,09E-10

40	96,16113	130,63281	0,00000	9,30E-05	7,09E-10
40	127,59766	150,04346	10,00000	9,30E-05	7,09E-10
40	166,14697	190,40771	0,00000	9,30E-05	7,09E-10
40	169,82129	186,10645	10,00000	9,30E-05	7,09E-10
41	80,67090	129,93164	0,00000	2,00E-06	4,60E-13
41	85,59180	124,96143	10,00000	2,00E-06	4,60E-13
41	151,44336	200,00000	0,00000	2,00E-06	4,60E-13
41	161,38477	200,00000	10,00000	2,00E-06	4,60E-13
42	180,43750	192,83740	5,77832	6,65E-04	3,63E-08
42	181,78760	191,48584	10,00000	6,65E-04	3,63E-08
42	187,60742	200,00000	5,77832	6,65E-04	3,63E-08
42	190,31006	200,00000	10,00000	6,65E-04	3,63E-08
43	187,99170	89,54932	0,00000	2,00E-05	3,40E-11
43	189,25537	88,90039	10,00000	2,00E-05	3,40E-11
43	193,64307	97,44775	10,00000	2,00E-05	3,40E-11
43	198,06836	109,17822	0,00000	2,00E-05	3,40E-11
44	64,49951	74,22021	0,00000	3,60E-05	1,05E-10
44	68,07373	70,73047	10,00000	3,60E-05	1,05E-10
44	98,90039	109,45752	0,00000	3,60E-05	1,05E-10
44	125,87939	137,09180	0,00000	3,60E-05	1,05E-10
44	133,47021	137,71680	10,00000	3,60E-05	1,05E-10
44	168,83398	181,09131	0,00000	3,60E-05	1,05E-10
44	172,40771	177,60156	10,00000	3,60E-05	1,05E-10
45	86,82910	19,52441	0,00000	4,30E-05	1,55E-10
45	92,09912	15,74609	10,00000	4,30E-05	1,55E-10
45	107,93799	67,31885	0,00000	4,30E-05	1,55E-10
45	113,74414	64,75439	10,00000	4,30E-05	1,55E-10
46	6,44189	80,57959	0,00000	1,68E-04	2,32E-09
46	8,89258	79,56201	10,00000	1,68E-04	2,32E-09
46	21,19727	116,11426	0,00000	1,68E-04	2,32E-09
46	48,99951	176,14990	10,00000	1,68E-04	2,32E-09
46	54,72314	196,85303	0,00000	1,68E-04	2,32E-09
46	57,17383	195,83545	10,00000	1,68E-04	2,32E-09
47	33,36523	68,96729	0,00000	3,80E-05	1,21E-10
47	34,52539	68,37256	10,00000	3,80E-05	1,21E-10
47	41,86865	82,70605	10,00000	3,80E-05	1,21E-10
47	66,35205	133,35547	0,00000	3,80E-05	1,21E-10
47	84,24023	168,27197	0,00000	3,80E-05	1,21E-10
47	85,40039	167,67725	10,00000	3,80E-05	1,21E-10
48	0,00000	116,42285	10,00000	3,20E-05	8,39E-11
48	0,00000	118,35645	0,00000	3,20E-05	8,39E-11
48	1,42139	120,59912	0,00000	3,20E-05	8,39E-11
48	2,29541	120,04541	10,00000	3,20E-05	8,39E-11
49	46,47461	37,21582	0,00000	4,00E-06	1,02E-12
49	47,65869	36,65918	10,00000	4,00E-06	1,02E-12
49	57,41016	57,41016	10,00000	4,00E-06	1,02E-12

49	90,27783	130,42822	0,00000	4,00E-06	1,02E-12
49	95,79346	142,16504	0,00000	4,00E-06	1,02E-12
49	95,87598	139,26465	10,00000	4,00E-06	1,02E-12
49	96,97754	141,60840	10,00000	4,00E-06	1,02E-12
50	0,00000	87,82080	10,00000	7,10E-04	4,15E-08
50	0,00000	92,47998	0,00000	7,10E-04	4,15E-08
50	13,45703	103,97217	0,00000	7,10E-04	4,15E-08
50	15,75781	101,27832	10,00000	7,10E-04	4,15E-08
51	9,22852	67,10010	0,00000	4,83E-04	1,92E-08
51	12,00635	64,00439	10,00000	4,83E-04	1,92E-08
51	52,26172	105,71631	0,00000	4,83E-04	1,92E-08
51	66,15381	112,59375	10,00000	4,83E-04	1,92E-08
51	114,81201	161,84521	0,00000	4,83E-04	1,92E-08
51	117,58984	158,74854	10,00000	4,83E-04	1,92E-08
52	157,29834	40,35693	6,52051	1,50E-05	1,83E-11
52	158,39795	39,61230	10,00000	1,50E-05	1,83E-11
52	173,60449	62,07617	10,00000	1,50E-05	1,83E-11
53	144,13672	7,32178	0,00000	5,00E-05	2,07E-10
53	147,79297	7,14404	10,00000	5,00E-05	2,07E-10
53	176,99268	45,21436	0,00000	5,00E-05	2,07E-10
53	179,16797	43,32813	10,00000	5,00E-05	2,07E-10
54	0,00000	1,59570	10,00000	1,50E-05	1,83E-11
54	0,00000	5,00732	0,53809	1,50E-05	1,83E-11
54	47,93164	53,95068	0,53809	1,50E-05	1,83E-11
54	49,63672	52,28027	10,00000	1,50E-05	1,83E-11
55	99,16992	3,46045	10,00000	9,91E-04	8,08E-08
55	104,88721	24,16650	0,00000	9,91E-04	8,08E-08
55	111,28076	35,16650	0,00000	9,91E-04	8,08E-08
55	116,00342	32,42139	10,00000	9,91E-04	8,08E-08
56	128,37793	7,53955	10,00000	3,90E-05	1,26E-10
56	134,19727	18,58740	0,00000	3,90E-05	1,26E-10
56	142,98291	38,57568	10,00000	3,90E-05	1,26E-10
56	143,49121	38,33643	0,00000	3,90E-05	1,26E-10
57	178,25635	37,37598	10,00000	2,72E-04	6,10E-09
57	194,00586	76,08740	6,65332	2,72E-04	6,10E-09
57	194,98779	75,65820	10,00000	2,72E-04	6,10E-09
58	111,86084	68,36621	10,00000	1,00E-05	7,72E-12
58	122,67090	130,97412	0,01953	1,00E-05	7,72E-12
58	125,32471	130,39795	10,00000	1,00E-05	7,72E-12
59	158,48047	19,46924	10,00000	7,00E-06	3,63E-12
59	159,07861	38,76318	4,50586	7,00E-06	3,63E-12
59	161,92822	38,23975	10,00000	7,00E-06	3,63E-12
60	0,00000	141,74707	10,00000	1,00E-05	9,00E-12
60	0,00000	145,29297	5,54199	1,00E-05	9,00E-12
60	31,90527	189,43896	5,54199	1,00E-05	9,00E-12
60	33,58887	188,22217	10,00000	1,00E-05	9,00E-12

61	0,00000	19,90234	10,00000	6,90E-05	3,91E-10
61	0,00000	24,78564	1,87891	6,90E-05	3,91E-10
61	3,14697	28,99756	1,87891	6,90E-05	3,91E-10
61	5,48828	27,24854	10,00000	6,90E-05	3,91E-10
62	0,00000	73,07129	10,00000	1,41E-04	1,63E-09
62	0,00000	73,81641	9,02246	1,41E-04	1,63E-09
62	22,85352	151,97803	9,02246	1,41E-04	1,63E-09
62	23,05420	151,91943	10,00000	1,41E-04	1,63E-09
63	50,70850	106,22412	9,71289	9,64E-04	7,64E-08
63	50,75977	106,18701	10,00000	9,64E-04	7,64E-08
63	119,00391	200,00000	9,71289	9,64E-04	7,64E-08
63	119,08252	200,00000	10,00000	9,64E-04	7,64E-08
64	0,00000	11,70605	0,00000	2,00E-05	3,35E-11
64	0,00000	13,37109	1,29199	2,00E-05	3,35E-11
64	3,44629	3,44629	0,00000	2,00E-05	3,35E-11
65	94,63135	197,70068	0,00000	2,08E-04	3,56E-09
65	95,29102	197,89209	1,29395	2,08E-04	3,56E-09
65	96,65918	190,71191	0,00000	2,08E-04	3,56E-09
65	129,65479	76,99365	0,00000	2,08E-04	3,56E-09
65	130,31445	77,18506	1,29395	2,08E-04	3,56E-09
66	49,55078	54,51318	0,00000	2,89E-04	6,88E-09
66	50,11182	54,66943	0,88525	2,89E-04	6,88E-09
66	60,96289	13,53418	0,00000	2,89E-04	6,88E-09
67	22,58740	200,00000	0,00000	1,00E-06	3,62E-14
67	29,00244	200,00000	8,67041	1,00E-06	3,62E-14
67	46,41895	131,90039	0,00000	1,00E-06	3,62E-14
67	52,13379	133,89990	8,67041	1,00E-06	3,62E-14
68	22,75049	200,00000	0,00000	1,50E-05	1,93E-11
68	26,21875	200,00000	8,26416	1,50E-05	1,93E-11
68	54,44678	98,73633	0,00000	1,50E-05	1,93E-11
68	57,60547	99,72412	8,26416	1,50E-05	1,93E-11
69	4,32910	189,21436	0,00000	7,21E-04	4,27E-08
69	6,24121	189,84912	5,21240	7,21E-04	4,27E-08
69	34,56982	98,15186	0,00000	7,21E-04	4,27E-08
69	36,21436	93,19824	0,00000	7,21E-04	4,27E-08
69	38,12646	93,83350	5,21240	7,21E-04	4,27E-08
70	145,69727	200,00000	0,00000	1,29E-04	1,36E-09
70	146,46484	200,00000	3,26758	1,29E-04	1,36E-09
70	183,78467	105,92578	0,00000	1,29E-04	1,36E-09
70	184,44434	106,19287	3,26758	1,29E-04	1,36E-09
71	139,55420	200,00000	0,00000	7,02E-04	4,05E-08
71	141,26074	200,00000	5,45703	7,02E-04	4,05E-08
71	179,18115	141,91016	0,00000	7,02E-04	4,05E-08
71	180,34570	142,70459	5,45703	7,02E-04	4,05E-08
72	56,22070	200,00000	0,00000	1,30E-05	1,42E-11
72	60,16650	200,00000	10,00000	1,30E-05	1,42E-11

72	78,23633	166,35352	0,00000	1,30E-05	1,42E-11
72	80,99902	168,16162	10,00000	1,30E-05	1,42E-11
73	94,14014	200,00000	0,00000	1,00E-06	1,72E-13
73	95,32080	200,00000	10,00000	1,00E-06	1,72E-13
73	103,15527	148,35059	0,00000	1,00E-06	1,72E-13
73	104,30078	148,55029	10,00000	1,00E-06	1,72E-13
74	191,57959	200,00000	0,00000	1,55E-04	1,97E-09
74	195,47168	200,00000	10,00000	1,55E-04	1,97E-09
74	196,41357	194,64990	10,00000	1,55E-04	1,97E-09
74	197,85547	164,34473	0,00000	1,55E-04	1,97E-09
75	35,87402	50,67090	0,00000	7,08E-04	4,12E-08
75	36,70850	50,98975	2,45850	7,08E-04	4,12E-08
75	42,31299	33,82129	0,00000	7,08E-04	4,12E-08
76	71,39307	117,05713	0,00000	5,00E-06	2,04E-12
76	75,56787	119,32568	9,61719	5,00E-06	2,04E-12
76	103,66992	57,65527	0,00000	5,00E-06	2,04E-12
77	21,24219	105,71289	0,00000	2,60E-04	5,57E-09
77	25,19824	107,67725	8,37305	2,60E-04	5,57E-09
77	49,26660	49,26660	0,00000	2,60E-04	5,57E-09
78	0,00000	97,87158	0,00000	4,01E-07	1,34E-14
78	0,00000	105,64551	6,70557	4,01E-07	1,34E-14
78	18,67773	47,77588	0,00000	4,01E-07	1,34E-14
78	21,22217	48,72412	6,70557	4,01E-07	1,34E-14
79	72,83740	200,00000	0,00000	3,29E-04	8,90E-09
79	74,82227	200,00000	10,00000	3,29E-04	8,90E-09
79	79,35400	183,38281	0,00000	3,29E-04	8,90E-09
79	81,07471	184,05762	10,00000	3,29E-04	8,90E-09
80	17,18018	200,00000	0,00000	8,71E-04	6,24E-08
80	23,03662	200,00000	10,00000	8,71E-04	6,24E-08
80	36,21924	81,41650	0,00000	8,71E-04	6,24E-08
80	41,92822	82,33301	10,00000	8,71E-04	6,24E-08
81	92,04199	200,00000	0,00000	1,72E-04	2,43E-09
81	95,59570	200,00000	10,00000	1,72E-04	2,43E-09
81	135,40186	112,77637	0,00000	1,72E-04	2,43E-09
81	138,25098	114,19287	10,00000	1,72E-04	2,43E-09
82	0,00000	92,56787	0,00000	7,10E-05	4,13E-10
82	0,00000	93,13818	0,42676	7,10E-05	4,13E-10
82	5,02344	95,57422	10,00000	7,10E-05	4,13E-10
82	33,60693	23,26172	0,00000	7,10E-05	4,13E-10
82	34,59375	34,59375	10,00000	7,10E-05	4,13E-10
83	0,00000	182,21973	0,00000	1,04E-04	8,82E-10
83	0,00000	191,18896	10,00000	1,04E-04	8,82E-10
83	16,70801	168,69922	0,00000	1,04E-04	8,82E-10
83	21,09424	174,11963	10,00000	1,04E-04	8,82E-10
84	0,00000	169,19482	0,00000	6,90E-05	3,97E-10
84	0,00000	170,89258	10,00000	6,90E-05	3,97E-10

84	22,52295	112,79443	0,00000	6,90E-05	3,97E-10
84	23,10791	113,02783	10,00000	6,90E-05	3,97E-10
85	57,47803	200,00000	0,00000	3,80E-05	1,20E-10
85	62,52393	200,00000	10,00000	3,80E-05	1,20E-10
85	100,52100	158,14209	0,00000	3,80E-05	1,20E-10
85	102,97363	160,66455	10,00000	3,80E-05	1,20E-10
86	198,77197	200,00000	0,00000	4,10E-05	1,35E-10
86	198,79199	200,00000	0,06055	4,10E-05	1,35E-10
86	199,31982	199,31982	0,00000	4,10E-05	1,35E-10
87	125,57227	196,07666	0,00000	5,30E-05	2,34E-10
87	126,34521	196,59375	10,00000	5,30E-05	2,34E-10
87	180,47607	114,09863	0,00000	5,30E-05	2,34E-10
87	188,74268	103,42627	10,00000	5,30E-05	2,34E-10
87	190,98926	98,40088	0,00000	5,30E-05	2,34E-10
87	191,76221	98,91797	10,00000	5,30E-05	2,34E-10
88	54,09424	198,94092	0,00000	2,00E-06	3,13E-13
88	56,09863	200,00000	5,73730	2,00E-06	3,13E-13
88	58,00391	200,00000	10,00000	2,00E-06	3,13E-13
88	97,22168	117,27979	0,00000	2,00E-06	3,13E-13
88	117,14746	79,55176	0,00000	2,00E-06	3,13E-13
88	120,64160	81,39697	10,00000	2,00E-06	3,13E-13
89	0,00000	60,42090	0,00000	4,50E-05	1,66E-10
89	0,00000	74,78320	10,00000	4,50E-05	1,66E-10
89	14,00879	8,82373	0,00000	4,50E-05	1,66E-10
89	17,05420	11,96924	10,00000	4,50E-05	1,66E-10
90	18,36279	31,94092	0,00000	1,12E-04	1,03E-09
90	23,72266	33,44336	10,00000	1,12E-04	1,03E-09
90	24,04590	11,66504	0,00000	1,12E-04	1,03E-09
90	29,50586	12,80908	10,00000	1,12E-04	1,03E-09
91	88,56934	108,20947	0,00000	1,20E-05	1,14E-11
91	89,58008	108,23730	10,00000	1,20E-05	1,14E-11
91	91,05664	16,88037	0,00000	1,20E-05	1,14E-11
91	92,09912	15,74609	10,00000	1,20E-05	1,14E-11
92	184,05957	91,83057	0,00000	1,00E-06	7,21E-14
92	187,19971	93,08203	10,00000	1,00E-06	7,21E-14
92	190,61816	75,36475	0,00000	1,00E-06	7,21E-14
92	194,54395	74,64307	10,00000	1,00E-06	7,21E-14
93	156,10498	100,51563	0,00000	8,00E-06	5,17E-12
93	162,85107	102,31787	10,00000	8,00E-06	5,17E-12
93	173,42480	35,70117	0,00000	8,00E-06	5,17E-12
93	186,46826	13,93701	10,00000	8,00E-06	5,17E-12
94	99,85791	103,58252	0,00000	3,00E-06	6,58E-13
94	102,13037	104,19971	10,00000	3,00E-06	6,58E-13
94	111,86084	68,36621	10,00000	3,00E-06	6,58E-13
94	120,97998	25,79688	0,00000	3,00E-06	6,58E-13
94	127,09277	3,28564	0,00000	3,00E-06	6,58E-13

94	129,36523	3,90283	10,00000	3,00E-06	6,58E-13
95	128,80859	73,96875	0,00000	2,90E-05	7,10E-11
95	133,71484	76,40527	10,00000	2,90E-05	7,10E-11
95	155,43164	20,34814	0,00000	2,90E-05	7,10E-11
95	158,97852	25,52100	10,00000	2,90E-05	7,10E-11
96	0,00000	136,32031	0,00000	2,88E-04	6,83E-09
96	0,00000	163,48730	10,00000	2,88E-04	6,83E-09
96	9,80713	90,04883	0,00000	2,88E-04	6,83E-09
96	15,31787	91,21680	10,00000	2,88E-04	6,83E-09
97	0,00000	100,69727	0,00000	7,00E-06	4,04E-12
97	0,00000	106,10156	10,00000	7,00E-06	4,04E-12
97	31,74951	75,68848	0,00000	7,00E-06	4,04E-12
97	34,37646	79,02344	10,00000	7,00E-06	4,04E-12
98	100,61523	200,00000	0,00000	8,60E-05	6,14E-10
98	106,27930	200,00000	10,00000	8,60E-05	6,14E-10
98	115,73926	161,40430	0,00000	8,60E-05	6,14E-10
98	120,64941	163,32861	10,00000	8,60E-05	6,14E-10
99	156,97705	200,00000	0,00000	2,00E-06	4,12E-13
99	162,91943	200,00000	10,00000	2,00E-06	4,12E-13
99	170,67529	165,59033	0,00000	2,00E-06	4,12E-13
99	175,80469	167,63232	10,00000	2,00E-06	4,12E-13
100	90,53027	148,46289	0,00000	6,00E-05	3,00E-10
100	94,73975	149,36670	10,00000	6,00E-05	3,00E-10
100	100,76563	100,76563	0,00000	6,00E-05	3,00E-10
100	101,30420	98,25781	0,00000	6,00E-05	3,00E-10
100	101,58057	117,48828	10,00000	6,00E-05	3,00E-10
100	111,97314	48,54102	0,00000	6,00E-05	3,00E-10
100	116,18262	49,44482	10,00000	6,00E-05	3,00E-10
101	55,24072	174,97119	0,00000	5,84E-04	2,81E-08
101	58,29688	175,78760	10,00000	5,84E-04	2,81E-08
101	66,35205	133,35547	0,00000	5,84E-04	2,81E-08
101	69,87305	132,43115	10,00000	5,84E-04	2,81E-08
101	82,48682	72,92432	0,00000	5,84E-04	2,81E-08
101	85,54297	73,74072	10,00000	5,84E-04	2,81E-08
102	112,55566	200,00000	0,00000	1,00E-06	6,53E-14
102	115,12793	190,27930	0,00000	1,00E-06	6,53E-14
102	115,96387	200,00000	10,00000	1,00E-06	6,53E-14
102	118,31299	191,12256	10,00000	1,00E-06	6,53E-14
103	188,06641	200,00000	0,59668	1,22E-04	1,23E-09
103	193,27148	200,00000	10,00000	1,22E-04	1,23E-09
103	196,41357	194,64990	10,00000	1,22E-04	1,23E-09
104	0,00000	37,73926	0,00000	1,74E-04	2,50E-09
104	0,00000	47,17090	10,00000	1,74E-04	2,50E-09
104	8,79053	19,59424	0,00000	1,74E-04	2,50E-09
104	20,60010	4,65039	10,00000	1,74E-04	2,50E-09
105	51,87402	135,06787	0,00000	8,00E-06	4,68E-12

105	58,72705	137,14209	10,00000	8,00E-06	4,68E-12
105	86,82910	19,52441	0,00000	8,00E-06	4,68E-12
105	99,16992	3,46045	10,00000	8,00E-06	4,68E-12
106	130,36475	200,00000	0,00000	3,63E-04	1,09E-08
106	138,85938	200,00000	10,00000	3,63E-04	1,09E-08
106	168,60889	139,57227	0,00000	3,63E-04	1,09E-08
106	174,67432	143,41064	10,00000	3,63E-04	1,09E-08
107	143,79834	128,23340	0,00000	1,03E-04	8,76E-10
107	146,42822	129,69824	10,00000	1,03E-04	8,76E-10
107	174,25977	73,52441	0,00000	1,03E-04	8,76E-10
107	197,42480	38,10791	10,00000	1,03E-04	8,76E-10
108	158,09619	70,48682	0,00000	5,30E-05	2,28E-10
108	160,85791	71,87939	10,00000	5,30E-05	2,28E-10
108	192,44482	2,36963	0,00000	5,30E-05	2,28E-10
108	196,25195	1,68945	10,00000	5,30E-05	2,28E-10
109	0,00000	6,45459	0,32275	6,37E-04	3,34E-08
109	0,00000	13,43994	10,00000	6,37E-04	3,34E-08
109	2,07422	3,71387	10,00000	6,37E-04	3,34E-08
110	186,16797	103,04688	0,00000	9,21E-04	6,98E-08
110	188,73730	103,45947	10,00000	9,21E-04	6,98E-08
110	190,61816	75,36475	0,00000	9,21E-04	6,98E-08
110	198,38232	43,46533	10,00000	9,21E-04	6,98E-08
111	162,93555	74,67334	4,84570	8,30E-05	5,62E-10
111	163,56250	74,91943	10,00000	8,30E-05	5,62E-10
111	184,31543	21,99365	10,00000	8,30E-05	5,62E-10
112	125,37061	10,58838	0,00000	2,00E-05	3,43E-11
112	129,38184	12,56250	10,00000	2,00E-05	3,43E-11
112	129,47070	2,25928	0,00000	2,00E-05	3,43E-11
113	144,81201	158,02100	8,19775	2,00E-06	3,67E-13
113	145,55566	158,60596	10,00000	2,00E-06	3,67E-13
113	187,59521	105,14014	10,00000	2,00E-06	3,67E-13
114	0,00000	14,79639	8,69629	8,50E-05	5,89E-10
114	0,00000	17,28027	10,00000	8,50E-05	5,89E-10
114	2,27637	3,91992	10,00000	8,50E-05	5,89E-10
115	0,00000	53,28711	6,89307	3,00E-06	8,32E-13
115	0,00000	53,86182	10,00000	3,00E-06	8,32E-13
115	15,32715	17,24658	10,00000	3,00E-06	8,32E-13

Fonte: o autor