



Ana Lúcia Matias Maria

**Impacto da deformabilidade de meios carstificados nas
curvas de produção: estudo de caso de um reservatório
carbonático típico do Pré-Sal brasileiro**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para
obtenção do grau de Mestre pelo Programa de
Pós-graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio,
do Departamento de Engenharia Mecânica.

Orientador: Dr. Márcio da Silveira Carvalho

Coorientador: Dr. Marcos Vitor Barbosa Machado

Coorientadora: Dra. Flávia de Oliveira Lima Falcão

**Rio de Janeiro,
agosto de 2022**



Ana Lúcia Matias Maria

**Impacto da deformabilidade de meios carstificados nas
curvas de produção: estudo de caso de um reservatório
carbonático típico do Pré-Sal brasileiro.**

Dissertação apresentada como requisito parcial para
obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Mecânica PUC-Rio.
Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo
assinada.

Dr. Márcio da Silveira Carvalho

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Dr. Marcos Vitor Barbosa Machado

Coorientador

Petróleo Brasileiro S.A.

Dra. Flávia de Oliveira Lima Falcão

Coorientadora

Petróleo Brasileiro S.A.

Dr. Márcio Arab Murad

LNCC

Dr. Antônio Claudio Soares

UFF

Rio de Janeiro, 9 de agosto de 2022

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, da autora e do orientador.

Ana Lúcia Matias Maria

Graduou-se em Engenharia Civil, com ênfase em Geotecnia, na PUC-Rio em 2003. Pós-graduada em Engenharia de Petróleo na CCE/PUC-Rio em 2005. Desde 2007 trabalha como Engenheira de Petróleo na Petrobras.

Ficha Catalográfica

Maria, Ana Lúcia Matias

Impacto da deformabilidade de meios carstificados nas curvas de produção : estudo de caso de um reservatório carbonático típico do Pré-Sal brasileiro / Ana Lúcia Matias Maria ; orientador: Márcio da Silveira Carvalho ; coorientadores: Marcos Vitor Barbosa Machado, Flávia de Oliveira Lima Falcão. – 2022.

150 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica, 2022.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Mecânica – Teses. 2. Geomecânica. 3. Simulação de reservatórios. 4. Compressibilidade. 5. Pseudoacoplamento. 6. Carste. I. Carvalho, Márcio da Silveira. II. Machado, Marcos Vitor Barbosa. III. Falcão, Flávia de Oliveira Lima. IV. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. V. Título.

CDD: 621

Para Maria Luz.

Agradecimentos

À Deus.

Aos meus orientadores, Márcio, Marcos e Flávia, pelos ensinamentos e discussões.

À Petrobras pela oportunidade e pela confiança depositada. Particularmente às gerentes que apoiaram este projeto, Ana Paula M. de Souza e Roberta Alves Mendes.

Aos meus queridos pais e irmãs, por terem aceitado me receber na família.

À Maria Cassiano, Daniele e Eliane Zaltman pelo suporte, carinho comigo e com a Maria Luz.

À Carina Beline, pela ajuda nas questões administrativas na PUC-Rio.

Aos colegas de trabalho na Petrobras, em especial ao José Ronaldo, José Alberto F. da S. Jr, Leonardo Branco, Leonardo Pelisoli e Diogo Reato pela prestimosa ajuda.

Ao grupo de Geomecânica de Reservatórios de Búzios: André, Bruno, Flávia e Manuel pelo suporte, apoio e compreensão.

Aos amigos que a Petrobras me deu, representados aqui por: David Santos, Ivan Costa, Josenilda, Ramon Domingues, Manuel Fragoso, Luiz Eduardo Pinheiro, Grace Malo, Soraia Mendes, Eliane Bezerra, Marcella Cortez, Marcos Victor, Alice Pereira, Ricardo Doria, Fábio Luiz de M. Silva, Olívia Leonardi, Rejhane e Mariana Torquato.

Ao Franco Quadros pelo apoio na Petrobras e na PUC-Rio e, principalmente, por ter construído o excelente modelo geológico que foi utilizado nesta dissertação.

Ao Alexandr pela ajuda crucial na obtenção de dados.

Aos meus amigos da PUC: Thamiris, Vanessinha, Viviana Torralba, Tricia, Bernadete, Robert e Jorge Dueñas pela amizade “para o resto da vida”.

Aos meus amigos, em especial à Vanessa do Canto, Débora Viamonte, Tatiana Marins e Paula Pinto pelos anos de cooperação e apoio incondicional.

A todos os amigos e familiares não citados nominalmente que me ajudaram

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

À Maria que veio para dar mais Luz à minha vida.

Resumo

Maria, Ana Lúcia Matias; Carvalho, Márcio da Silveira; Machado, Marcos Vitor Barbosa; Falcão, Flávia de Oliveira Lima. **Impacto da deformabilidade de meios carstificados nas curvas de produção: estudo de caso de um reservatório carbonático típico do Pré-Sal brasileiro.** Rio de Janeiro, 2022. 150 p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Mais de 60% da produção de petróleo no Brasil é oriunda de Reservatórios Carbonáticos. Estes reservatórios passaram a ter grande importância na matriz energética brasileira com a descoberta da chamada camada Pré-Sal, responsável por mais da metade da produção de petróleo na PETROBRAS. Um dos principais desafios para o desenvolvimento de jazidas típicas do Pré-Sal brasileiro é a caracterização dos sistemas fraturados e carstificados. Determinar parâmetros requeridos pelos simuladores de reservatórios, tais como porosidade, permeabilidade e compressibilidade de carste de forma a gerar curvas que representem a variação destes parâmetros ao longo do tempo representando efeitos geomecânicos de forma combinada ainda se configura no estado da arte das pesquisas da indústria do petróleo.

Este trabalho apresenta uma metodologia para estimativa da compressibilidade de feições cársticas.

O modelo geológico proposto foi gerado a partir de afloramento, Lajedo Arapuá, situado na Bacia Potiguar. O Lajedo Arapuá possui dimensões compatíveis com as de uma célula do modelo de simulação típico (200 x 200 x 3) dos campos do Pré-Sal e foi construído utilizando malha estruturada utilizando aproximações por diferenças finitas para resolver as equações de escoamento.

Os efeitos geomecânicos serão pseudo acoplados no simulador comercial IMEX (fluido BlackOil) da CMG através da inclusão de tabelas de modificadores de porosidade, permeabilidade em função das variações de pressão de poros (pressão de reservatórios). Desta forma será possível avaliar o impacto destes parâmetros nas curvas de previsão de produção ao longo tempo em um campo sob o mecanismo de produção por depleção.

Palavras-chave:

Geomecânica, simulação de reservatórios, compressibilidade, pseudoacoplamento, rochas carbonáticas, carste, Pré-Sal.

Abstract

Maria, Ana Lúcia Matias; Carvalho, Márcio da Silveira (Advisor); Machado, Marcos Vitor Barbosa (Co-Advisor); Falcão, Flávia de Oliveira Lima (Co-Advisor). **Impact of deformability of karstified features on production curves: a case study of a typical Brazilian Pre-Salt carbonate reservoir.** Rio de Janeiro, 2022. 150 p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Carbonate reservoirs represent more than 60% of oil production in Brazil. These reservoirs have gained such importance in the Brazilian energy matrix owing to Pre-Salt layer discovery, responsible for over the half PETROBRAS' oil production. Among the principal challenges to development the Brazilian Pre-Salt is included the characterization of fractured and karstified systems. The estimating of parameters required by reservoir simulators, such as porosity, permeability and compressibility of karst to generate curves that represent the variation of these parameters over time, representing geomechanical effects in a combined way, is still configured in the state of the art of oil industry research.

This work aims to present a methodology for estimating karst features compressibility.

The proposed numerical geological model was generated from an outcrop, Lajedo Arapuá, located in Potiguar Basin. This outcrop has dimensions compatible with a typical simulation model cell (200 x 200 x 3). The simulation model was built using a structured mesh using finite difference approximations to solve the flow equations. Márc

The geomechanical effects will be coupled in a commercial simulator, IMEX (BlackOil fluid) from CMG, through the inclusion of porosity and permeability modifiers tables as a function of pore pressure variations (reservoir pressure). Thus, the impact of these parameters on the production forecast curves could be evaluated considering a field under the depletion production mechanism.

Keywords

Geomechanics, porous compressibility, reservoir simulation, pseudocoupling, carbonate rock, karst.

Sumário

1	Introdução	21
1.1	Motivação	21
1.2	Objetivos	23
1.3	Premissas	23
1.4	Escopo	24
2	Conceitos Teóricos	25
2.1	Propriedades Petrofísicas das Rochas	25
2.1.1	Porosidade	25
2.1.2	Permeabilidade	27
2.2	Rochas Carbonáticas	29
2.2.1	Classificação das Rochas Carbonáticas	30
2.2.2	Sistema Fraturado	32
2.2.3	Sistema Cárstico	34
2.2.4	Carste Epigênico e Hipogênico	35
2.3	Comportamento Mecânico das Rochas	36
2.3.1	Relação Tensão vs Deformação	36
2.3.2	Parâmetros Elásticos	41
2.3.3	Compressibilidade da formação	45
2.4	Simulação Numérica	47
2.4.1	Simulação de Reservatórios	47
2.4.2	Acoplamento Fluido Mecânico	49
3	Revisão Bibliográfica	55
3.1	Impacto da variação da Porosidade e Permeabilidade	55
3.2	Compressibilidade de Rochas Carstificadas	58
3.2.1	Módulo Elástico Equivalente de Materiais Heterogêneos	58
4	Metodologia	69
4.1	Modelo Geológico: Lajedo Arapuá e Afloramento Tijubina	69
4.2	Modelo de Escoamento	74
4.3	Estimativa da Compressibilidade de Carste	77
4.4	Geração de Tabelas de Pseudoacoplamento	79
4.5	Simulação de Reservatórios com Pseudoacoplamento	83
5	Caracterização da Compressibilidade	84
5.1	Cálculo da Porosidade das Feições Cárticas	84
5.2	Estimativa da Tensão de Sobrecarga (<i>Overburden</i>)	86
5.3	Compressibilidade das Feições Cárticas	88
5.4	Tabelas de Pseudoacoplamento	90

6	Resultados	96
6.1	Simulações com Compressibilidade vs Tabelas de Pseudoacoplamento	100
6.1.1	Porosidade parametrizada e compressibilidade constante	101
6.1.2	Porosidade e compressibilidade parametrizadas	102
6.1.3	Porosidade parametrizada e Pseudoacoplamento	104
7	Discussão dos Resultados	130
7.1	Porosidade das feições cársticas parametrizada e estimativa da compressibilidade das feições cársticas	130
7.2	Simulações Convencionais com Porosidade parametrizada	133
7.3	Simulações Convencionais vs Pseudoacoplamento	135
8	Conclusões e Recomendações	142
8.1	Conclusões	142
8.2	Recomendações	143
	Referências Bibliográficas	146

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Figura esquemática do meio poroso (adaptado Yao, 2017) [5].	26
Figura 2.2 - Permeâmetro de Darcy (Pinto, 2000) [9].	28
Figura 2.3 - Classificação da Rochas Carbonáticas aplicável às Bacias Sedimentares Brasileiras (Terra et al., 2009) [14].	32
Figura 2.4 – Escalas de um sistema fraturado – a) Ordem de grandeza na escala de quilômetros; b) Ordem de grandeza na escala de metros; c) Ordem de grandeza na escala de centímetros; d) Ordem de grandeza na escala de milímetros (Yao, 2017) [5].	33
Figura 2.5 – Figura esquemática com os tipos de carstificação: a) carste conduto; b) carste difuso (Meyers, 1988 apud Quadros, 2018) [3].	35
Figura 2.6 – A) Carte Epigênico; B) Carste Hipogênico (Quadros, 2018) [3].	36
Figura 2.7– Deformação normal em uma barra (Chou, 1992) [22].	38
Figura 2.8 – Exemplo de curva tensão vs deformação (Zoback, 2008) [25].	41
Figura 2.9 – Figura esquemática com o significado físico das constantes elásticas E e ν , onde S_{11} é a tensão uniaxial (Zoback, 2008) [25].	42
Figura 2.10 - Figura esquemática com o significado físico da constante elástica K , onde S_{00} é a pressão hidrostática (Zoback, 2008) [25].	44
Figura 2.11– Representação esquemática de um volume unitário de rocha (Smith, 1992) [31].	45
Figura 2.12 – Figura esquemática representando o processo de compactação em função da poropressão e da tensão efetiva (Sen, 2005) [32].	47

Figura 2.13 - Esquema de interação entre parâmetros de escoamento e geomecânica na exploração de reservatórios de petróleo (Falcão, 2013) [36].	51
Figura 3.1 – Superfícies homogênea, à esquerda, e heterogênea à direita (adaptado Hashin, 1962) [50].	59
Figura 3.2 – Baixa concentração das inclusões elásticas (Hashin, 1962) [50].	61
Figura 3.3 – Alta concentração das inclusões elásticas (Hashin, 1960) [53].	61
Figura 3.4 - Representação esquemática dos limites superior e inferior do módulo volumétrico (Mavko, 2009) [51].	63
Figura 3.5 – Interpretação física dos limites do módulo compressional para uma matriz rochosa preenchida por inclusões (Mavko, 2009) [51].	64
Figura 4.1 – Localização do Lajedo Arapuá (Machado et al, 2020)	69
Figura 4.2 – Litofáceis do Afloramento Tijubina (Quadros, 2018) [3].	70
Figura 4.3 - Brechas de colapso (em amarelo) e planos de dissolução, em vermelho (Quadros, 2018) [3].	71
Figura 4.4 – Feições cársticas destacadas em vermelho (Quadros, 2018) [3].	71
Figura 4.5 – Lajedo Arapuá (Quadros, 2018) [3].	72
Figura 4.6 – Distância entre o Lajedo Arapuá e o Afloramento Tijubina (Quadros, 2018) [3].	73
Figura 4.7 – Fluxograma da construção do modelo geológico 3D (Machado, 2019) [54].	74
Figura 4.8 – Regiões do modelo com poço ao centro: matriz rochosa (azul) e feições cársticas (vermelho).	75
Figura 4.9 – Topo do reservatório.	76

Figura 5.1-Exemplo de mapa de porosidade original do modelo geológico (seção ij- k= 10).	84
Figura 5.2– Estatística de propriedades de grid do modelo - Vt (Builder, © CMG, v2020.23) [55].	85
Figura 5.3– Estatística de propriedades de grid do modelo - Vsc (Builder, © CMG, v2020.23) [55].	85
Figura 5.4-Exemplo de mapa de porosidade do modelo de escoamento (seção ij- k= 17).	86
Figura 5.5 - Gradientes de pressão para óleo (go), água salgada (gsw) e água (gfw) (Poston, 1997 [56] apud Falcão, 2002 [57]).	87
Figura 5.6 – Estimativa de cpk utilizando Hashin (1960).	88
Figura 5.7– Intervalo de estimativa de cpk, em verde, para campos do Pré-Sal.	89
Figura 5.8– Tabela de Pseudoacoplamento – processo reversível.	90
Figura 5.9– Tabela de Pseudoacoplamento – processo irreversível.	91
Figura 5.10 - Exemplo da relação entre a tensão efetiva e poropressão gerada utilizando a eq. (2.17) e multiplicador de porosidade para $\phi_k = 0,1$.	92
Figura 5.11– Multiplicador de porosidade vs Tensão Efetiva e Poropressão para $\phi_k = 0,1$.	92
Figura 5.12– Variação dos multiplicadores de permeabilidade em função da tensão efetiva para $\phi_k = 0,10$.	93
Figura 5.13– Multiplicador de porosidade vs Tensão Efetiva e Poropressão para $\phi_k = 0,2$.	94
Figura 5.14– Variação dos multiplicadores de permeabilidade em função da tensão efetiva para $\phi_k = 0,2$.	94
Figura 5.15- Multiplicador de porosidade vs tensão efetiva e poropressão para $\phi_k = 0,4$.	95

Figura 5.16 – Variação dos multiplicadores de permeabilidade em função da tensão efetiva para $\phi_k = 0,40$.	95
Figura 6.1– Curva PVT (Pressão-Volume-Temperatura) do Fluido utilizado.	96
Figura 6.2– Curva de permeabilidade relativa (óleo-água) para matriz rochosa.	97
Figura 6.3- Curva de permeabilidade relativa (gás-líquido) para matriz rochosa.	98
Figura 6.4- Curva de permeabilidade relativa (óleo-água) para feições cársticas.	98
Figura 6.5- Curva de permeabilidade relativa (gás-líquido) para feições cársticas.	99
Figura 6.6- Organização das Simulações.	100
Figura 6.7 – Variação da pressão média do reservatório, vazão de óleo, vazão de gás, RGO e WCUT para os modelos #1, #2 e #3.	102
Figura 6.8 – Variação da pressão média do reservatório, vazão de óleo, RGO e WCUT para os modelos #4, #5 e #6.	103
Figura 6.9 - Multiplicadores em função da Tensão Efetiva para $A=3$ para #7.	105
Figura 6.10 – Tabela de Pseudoacoplamento para o modelo #7.	105
Figura 6.11 – Variação da pressão média do reservatório, vazão de óleo, RGO e WCUT para os modelos #4, e #7.	106
Figura 6.12 – Variação da porosidade do carste em função da depleção na região carstificada observada na célula de simulação $i=26$ $j=57$ $k=10$ do modelo #7.	107
Figura 6.13– Variação de porosidade para os modelos #4 e #7 nos tempos inicial e final da simulação para a camada 10.	108
Figura 6.14 – Variação de permeabilidade para os modelos #4 e #7 nos tempos inicial e final da simulação para a camada 10.	109

Figura 6.15 - Multiplicadores de porosidade e permeabilidade em função da tensão efetiva para $A=3$ para #8.	110
Figura 6.16 – Variação da pressão média do reservatório, vazão de óleo, RGO e WCUT para os modelos #5 e #8.	111
Figura 6.17 – Variação da porosidade do carste em função da depleção na região carstificada observada na célula de simulação $i=26$ $j=57$ $k=10$ do modelo #8.	112
Figura 6.18 – Variação de porosidade para os modelos #5 e #8 nos tempos inicial e final da simulação para a camada 10.	113
Figura 6.19 – Variação de permeabilidade para os modelos #5 e #8 nos tempos inicial e final da simulação para a camada 10.	114
Figura 6.20 - Multiplicadores de porosidade e permeabilidade em função da tensão efetiva para $A=3$ para o modelo #10.	115
Figura 6.21 - Variação da pressão média do reservatório, vazão de óleo, RGO e WCUT para os modelos #6, e #10.	116
Figura 6.22- Variação de porosidade para os modelos #6 e #10 nos tempos inicial e final da simulação para a camada 10.	117
Figura 6.23- Variação de permeabilidade para os modelos #6 e #10 nos tempos inicial e final da simulação para a camada 10.	118
Figura 6.24 - Multiplicadores de porosidade e permeabilidade em função da tensão efetiva para $A=3$ e $A=14$, para #8 e #9 respectivamente.	119
Figura 6.25- Variação da pressão média do reservatório, vazão de óleo, RGO e WCUT para os modelos #8 e #9.	120
Figura 6.26- Variação de porosidade para os modelos #8 e #9 nos tempos inicial e final da simulação para a camada 10.	121
Figura 6.27 - Variação de permeabilidade para os modelos #8 e #9 nos tempos inicial e final da simulação para a camada 10.	122
Figura 6.28 - Multiplicadores de porosidade e permeabilidade em função da tensão efetiva para $A=3$, $A=14$ e $A=34$.	123

Figura 6.29 - Variação da pressão média do reservatório, vazão de óleo, RGO e WCUT para os modelos #10, 11 e #12.	124
Figura 6.30 - Variação de permeabilidade para os modelos #10, #11 e #12 nos tempos inicial e final da simulação para a camada 10.	125
Figura 6.31 - Multiplicadores de porosidade e permeabilidade em função da tensão efetiva para $A = 14$.	126
Figura 6.32-Variação da pressão média do reservatório, vazão de óleo, RGO e WCUT para os modelos 11 e #13.	127
Figura 6.33 - Variação de porosidade para os modelos #11 e #13 nos tempos inicial e final da simulação para a camada 10.	128
Figura 6.34 - Variação de permeabilidade para os modelos #11 (reversível) e #13 (irreversível) nos tempos inicial e final da simulação para a camada 10.	129
Figura 7.1- Porosidade da matriz (azul) e das feições cársticas (vermelho) para a camada 8.	130
Figura 7.2- Porosidade da matriz (azul) e das feições cársticas (vermelho) para a camada 17.	131
Figura 7.3 - Porosidade da matriz (azul) e das feições cársticas (vermelho) para a camada 24.	131
Figura 7.4 – Permeabilidades nas direções $i = j = k$, em azul para a matriz rochosa e em vermelho para as feições cársticas.	132
Figura 7.5 – Fluxo de trabalho proposto para a estimativa das feições cársticas.	133
Figura 7.6 – Diferença de poropressão entre os modelos #1, #2 e #3.	134
Figura 7.7 – Comparação entre os modelos #4 e #7, #5 e #8, #6 e #10.	136
Figura 7.8 – Multiplicadores para as porosidades parametrizadas e razão entre ambos.	137

Figura 7.9 – Multiplicadores de permeabilidade para os casos #8 e #9, $\phi_k=0,2$ e $A=3$ e $A=14$, respectivamente e casos #10, #11 e #12, $\phi_k=0,4$ e $A=3$, $A=14$ e $A=34$, respectivamente. 138

Figura 7.10 – Razão entre os multiplicadores de porosidade, $\phi_k=0,4/\phi_k=0,2$, com $A=3$, $A=14$ e $A=34$. 139

Figura 7.11 – Diferença de poropressão entre os modelos #8 e #9. 140

Figura 7.12– Diferença de poropressão entre os modelos #10, #11 e #12. 140

Figura 7.13– Comparação entre os modelos #8 e #9, #10, #11 e #12. 141

Lista de Símbolos

Alfabeto Latino

cp_f	Compressibilidade do fluido, $\left[\frac{L^2}{F}\right]$
cp_m	Compressibilidade da matriz, $\left[\frac{L^2}{F}\right]$
V_p	Volume poroso, $[L^3]$
V_t	Volume de rocha total, $[L^3]$
Q	Vazão, $\left[\frac{L^3}{T}\right]$
k	Permeabilidade absoluta, $[L^2]$
A_s	Área aberta ao escoamento, $[L^2]$
h	Carga hidráulica, $[L]$
L	Distância, $[L]$
i	Gradiente hidráulico, <i>adimensional</i>
D	Darcy, $[L^2]$
p	Pressão, $\left[\frac{F}{L^2}\right]$
u	Deslocamento, $[L]$
T	Temperatura, °C
V_g	Volume de grãos, $[L^3]$
E	Módulo de Young, $\left[\frac{F}{L^2}\right]$
K_b	Módulo volumétrico de deformação da formação, $\left[\frac{F}{L^2}\right]$
K_s	Módulo volumétrico de deformação do grão da rocha, $\left[\frac{F}{L^2}\right]$
V_b	Volume <i>bulk</i> , $[L^3]$

cp	Compressibilidade volumétrica, $\left[\frac{L^2}{F}\right]$
p_p	Poropressão, $\left[\frac{F}{L^2}\right]$
cp_t	Compressibilidade total, $\left[\frac{L^2}{F}\right]$
c_T	Coeficiente térmico da rocha, $\left[\frac{W}{mK}\right]$
M_T	Multiplicador de transmissibilidade, <i>adimensional</i>
M_\emptyset	Multiplicador de porosidade, <i>adimensional</i>
M_k	Multiplicador de permeabilidade, <i>adimensional</i>
B	Fator volumen de formação, <i>adimensional</i>
T_t	Transmissibilidade, <i>adimensional</i>
C	Fator geométrico, <i>adimensional</i>
S_1	Área superficial, $[L^2]$
A	Parâmetro variável com o tipo de rocha, <i>adimensional</i>
K_e	Módulo compressional equivalente da rocha, $\left[\frac{F}{L^2}\right]$
K_m	Módulo compressional da matriz rochosa, $\left[\frac{F}{L^2}\right]$
K_f	Módulo compressional do fluido, $\left[\frac{F}{L^2}\right]$
V_m	Volume da matriz, $[L^3]$
V_k	Volume do carste, $[L^3]$
cp_e	Compressibilidade do meio equivalente, $\left[\frac{L^2}{F}\right]$

Alfabeto Grego

\emptyset	Porosidade, <i>adimensional</i>
-------------	---------------------------------

γ	Peso específico, $\left[\frac{F}{L^3}\right]$
μ	Viscosidade dinâmica, $\left[\frac{FT}{L^2}\right]$
\emptyset_f	Porosidade da fratura, <i>adimensional</i>
\emptyset_m	Porosidade da matriz, <i>adimensional</i>
ε_x	Deformação na direção x, <i>adimensional</i>
σ_t	Tensão total, $\left[\frac{F}{L^2}\right]$
ε	Deformação, <i>adimensional</i>
ν	Coefficiente de Poisson, <i>adimensional</i>
ε_l	Deformação lateral, <i>adimensional</i>
ε_a	Deformação axial, <i>adimensional</i>
α	Coefficiente de Biot, <i>adimensional</i>
σ'	Tensão efetiva, $\left[\frac{F}{L^2}\right]$
τ	Tortuosidade, <i>adimensional</i>
\emptyset_k	Porosidade do carste, <i>adimensional</i>
f_k	fração de carste na rocha, <i>adimensional</i>
ν_m	Coefficiente de Poisson da matriz, <i>adimensional</i>

Operadores

Δ	Variação
∇	Divergente

Abreviações e Acrônimos

TFR	Teste de Formação
SPA	Sistema de Produção Antecipada
PVT	Pressão-Volume-Temperatura

1

Introdução

A produção de hidrocarbonetos oriunda de reservatórios carbonáticos representa mais de 60% da produção de petróleo no Brasil atualmente. Estes reservatórios passaram a ter grande importância na matriz energética brasileira com a descoberta da chamada camada Pré-Sal, responsável pela maior parte da produção de petróleo na PETROBRAS.

Devido às heterogeneidades deste tipo de jazida, os desafios na exploração e produção são inúmeros. Para o desenvolvimento e produção destes campos típicos do Pré-Sal brasileiro, no que tange especificamente a disciplina Geomecânica de Reservatórios, uma das principais dificuldades está relacionada à caracterização dos sistemas de fraturas e de carstificação. A pretendida caracterização diz respeito à determinação dos parâmetros requeridos pelos simuladores numéricos para estudos de escoamento em reservatórios e análises geomecânicas, e compreende propriedades como: permo-porosidades, compressibilidade do sistema cárstico, propriedades de resistência etc., todas necessárias para gerar curvas de produção combinadas com efeitos geomecânicos, constituindo, portanto, um problema em aberto na indústria do petróleo.

A evolução do processo de caracterização destes sistemas, assim como o comportamento dos fluidos, está diretamente relacionada à acurácia da estimativa das curvas de previsão de produção de reservatórios carbonáticos.

1.1

Motivação

A compressibilidade de poros é um dos principais dados de entrada em modelos convencionais de simulação de escoamento em meio poroso. Os simuladores comerciais mais utilizados para gerar as previsões de produção consideram a compressibilidade da matriz rochosa como sendo constante ao longo do tempo, geralmente determinada em laboratório, sendo este o único parâmetro que representa os efeitos de geomecânica na simulação de escoamento convencional (sem considerar efeitos térmicos e químicos). Entretanto, para os “meios livres”, ou seja, fraturas, vugs e/ou carste, a realização de ensaios laboratórios é mais complicada,

uma vez que nem sempre é possível amostrar rochas fraturadas e/ou com presença de vugs e carste em condições de reservatório. Desta forma, atualmente, para estes “meios livres”, como um problema inverso, buscam-se valores que ajustem aos chamados dados do campo (Teste de Formação (TFR); Sistema de Produção Antecipada (SPA), perfis de imagem de poços; ensaios de petrofísica, petrossísmica, mecânica das rochas etc.) do histórico de um ou vários poços do campo. Essa abordagem traz limitações para regiões dos campos que não existem dados do campo e/ou não possuem campos análogos, reduzindo a previsibilidade do modelo. No caso específico da compressibilidade de carste, poucas pesquisas relacionadas são encontradas em literatura, o que aumenta drasticamente o nível de incertezas na geração de curvas de previsão de produção.

Ainda que diversos trabalhos sejam encontrados na literatura com metodologias para resolver o problema do escoamento considerando efeitos geomecânicos, além da incerteza em relação ao dado em si, a forma de estimar a compressibilidade de meios carstificados persiste desafiadora. Há métodos que resolvem os problemas de forma totalmente acoplada (solução implícita que resolve simultaneamente o sistema de equações que modelam o problema de escoamento sob tensões e deformações) ou parcialmente acoplada (solução explícita em que a solução do problema de escoamento é um dado de entrada para o problema geomecânico, *one way solution*).

O custo computacional para a resolução das duas metodologias de acoplamento pode ser extremamente elevado quando se trata de campos gigantes, fraturados e carstificados. Quando são adicionadas as células que englobam o *overburden*, *sideburden* e *underburden*, a simulação acoplada pode se tornar inviável em modelos gigantes com riqueza de detalhes devido às heterogeneidades, como é o caso do Pré-Sal que um modelo geomecânico de um campo considerado gigante chega a ter dezenas de milhões de células.

Neste contexto o pseudoacoplamento geomecânico, por ser um método com menor custo computacional, torna-se uma solução viável, ainda que de forma aproximada, para representar os efeitos geomecânicos através de tabelas que relacionam a variação da pressão do reservatório (poropressão ou pressão de poros) com multiplicadores de porosidade e permeabilidade absoluta ou transmissibilidade (Samier, 2008) [1]. Essa segunda abordagem será o tratamento empregado neste trabalho para incluir efeitos de deformabilidade a simulações de escoamento em meios cartificados.

1.2

Objetivos

O estudo tem como objetivo principal propor uma metodologia para estimar a compressibilidade de carste do tipo vugular a ser utilizada em modelos de simulação de escoamento de reservatórios carbonáticos.

Como segundo objetivo, espera-se avaliar o impacto da variação da compressibilidade de carste nas curvas de previsão de produção de fluidos e de pressão do reservatório utilizando o pseudoacoplamento geomecânico, na representação de deformações elásticas.

Para tal será utilizado um modelo de escoamento gerado (Machado *et al*, 2020) [2] a partir do modelo geológico desenvolvido para afloramentos (Lajedo Arapuá e Afloramento Tijubina) da Bacia Potiguar; uma vez que, dada a dificuldade de aquisição de dados de reservatórios, comumente na indústria do petróleo são utilizados dados de afloramentos considerados análogos (de algumas fáceis, estruturais etc.) aos campos estudados.

No caso específico deste estudo, tanto o Lajedo Arapuá quanto o Afloramento Tijubina, sendo notáveis afloramentos com predominância de rochas carbonáticas da Formação Jandaíra afetado por intenso fraturamento em padrão ortogonal e feições cársticas associadas a estas fraturas (Quadros, 2018) [3], serão utilizados como análogo estrutural e também de algumas fáceis de rochas reservatórios de campos do Pré- Sal brasileiro.

1.3

Premissas

Como se trata de um trabalho analítico-numérico, algumas premissas serão adotadas ao longo do desenvolvimento. De antemão, estas estão arroladas abaixo:

- carstificação vugular (difusa);
- carste preenchido com óleo;
- escoamento no regime darciano na matriz e no carste;
- segregação total das fases no escoamento no carste;
- regime de deformação elástica;

- $5 \leq \text{cpf/cpm} \leq 10$;
- não serão modelados sistemas de fraturas naturais.

1.4

Escopo

Esta dissertação está dividida em 8 (oito) Capítulos. O Capítulo 1 consiste numa breve introdução, motivação e objetivos do estudo. No Capítulo 2 constam alguns conceitos básicos que permitirão a melhor compreensão desta dissertação.

A revisão bibliográfica deste trabalho está detalhada no Capítulo 3, contendo os temas relacionados a este estudo, tais como algumas metodologias encontradas na literatura para estimativa dos módulos elásticos equivalentes de materiais heterogêneos e correlações entre as variações de porosidade e permeabilidade.

No Capítulo 4 são detalhados os métodos adotados para estimar a compressibilidade de carste, assim como a metodologia estabelecida para avaliar o impacto desta nas curvas de produção utilizando tabelas de pseudoacoplamento.

A caracterização da compressibilidade do carste, utilizando a metodologia proposta no Capítulo 4, é detalhada no Capítulo 5.

O Capítulo 6 é destinado à apresentação dos resultados obtidos neste estudo.

Já discussão dos resultados será apresentada no Capítulo 7.

As Conclusões e Recomendações para trabalhos futuros encontram-se no Capítulo 8.

2

Conceitos Teóricos

Neste capítulo serão apresentadas algumas definições teóricas que serão largamente utilizadas ao longo deste estudo, tais como algumas propriedades petrofísicas das rochas (porosidade, permeabilidade), classificação das rochas carbonáticas, definição de sistemas carstificados.

2.1

Propriedades Petrofísicas das rochas

2.1.1

Porosidade

O espaço intergranular dentro das rochas que não é preenchido por materiais sólidos ou que não tenha sofrido processos de cimentação é chamado de vazios, que é composto por poros e/ou fraturas. De fato, rochas sem vazios ou poros não existem na terra, e as várias rochas diferem umas das outras apenas no tamanho, forma e nível de desenvolvimento de seus poros (Yang, 2017) [4].

A propriedade que representa a quantidade de poros de uma rocha é porosidade, sendo definida como a razão entre o volume de poros e o volume total de rocha, representada pela eq. (2.1)

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} \quad (2.1)$$

A Figura 2.1 é uma representação esquemática de um meio poroso contendo poros isolados, poros interconectados e matriz rochosa.

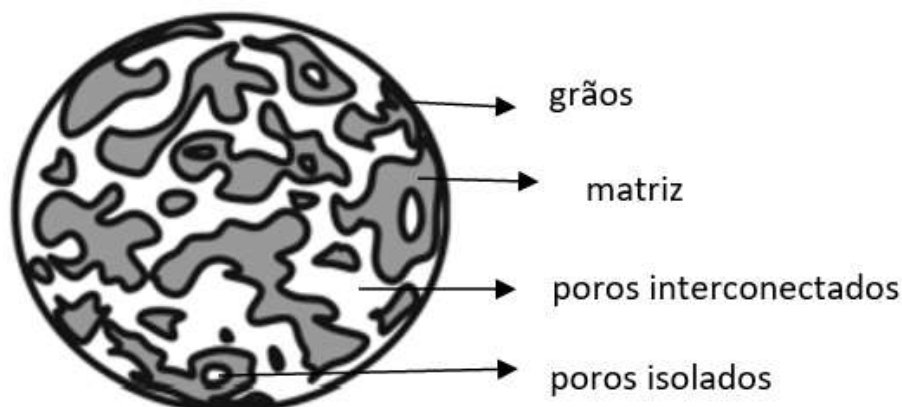


Figura 2.1 – Figura esquemática do meio poroso (adaptado Yao, 2017) [5].

Onde:

Φ = porosidade (fracional);

V_p = volume poroso;

V_t = volume total de rocha;

Quando a porosidade é formada durante os processos de deposição é denominada porosidade primária.

Para uma rocha carbonática, poros podem ser gerados quando esta é quimicamente dissolvida por fluidos, sendo este tipo de porosidade chamada de porosidade secundária (Ex.: vugs, carste). Além disso, há outras formas de porosidade (Ex.: fraturas, microfissuras) desenvolvidas em função das tensões tectônicas e processos geológicos (Yang, 2017) [4].

Um exemplo de porosidade secundária é a porosidade vugular, a qual é definida como o espaço poroso dentro de grãos que é significativamente maior do os cristais. Os *vugs*, definidos como poros “alargados” na indústria do petróleo, estão comumente presentes como grãos dissolvidos, câmaras fósseis, fraturas e grandes cavidades irregulares (Lucia, 2007) [6].

Os *vugs* descritos previamente fazem parte de um processo de geração de porosidade secundária que são os carste. Originada da palavra *kras*, em

esloveno, para designar uma paisagem da Eslovênia, carste é definido como um tipo distinto de sistema geomorfológico e hidrogeológico que está associado a rochas particularmente solúveis (Gams, 1993) [7]. Em outras palavras, carste é um conjunto de feições (estruturais) de superfície e subsuperfície que variam em tamanho desde milímetros (como os *vugs*) até metros e que compreendem sistemas singulares formados quase inteiramente por dissolução (James, 1987) [8].

No que tange o escoamento de fluidos em meios porosos, seja porosidade primária ou secundária, a porosidade preponderante é a efetiva.

O termo porosidade efetiva é comumente usado para denotar os poros interconectados por onde ocorre a percolação de fluidos. No entanto, em alguma escala, todo o espaço poroso está conectado. A questão básica é como o espaço poroso está conectado (Lucia, 2007) [6].

2.1.2 **Permeabilidade**

Ao realizar experimentos no final do século 19 (Figura 2.2), Henry Darcy verificou que diversos fatores influenciavam a vazão de água, o que permitiu que fosse formulada a lei que recebeu seu próprio nome, expressa pela eq. (2.2) (Darcy, 1856 *apud* Pinto, 2000) [9] em 1D.

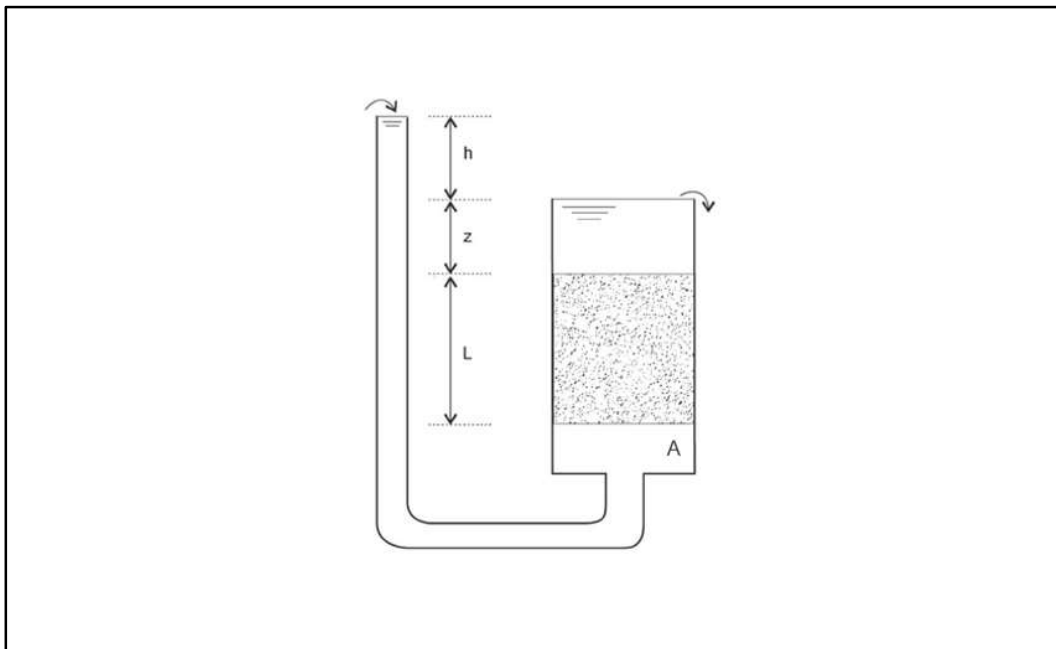


Figura 2.2 - Permeâmetro de Darcy (Pinto, 2000) [9].

$$Q = K \frac{h}{L} A = KiA \quad (2.2)$$

Onde,

Q = vazão;

K = coeficiente de permeabilidade;

h = carga hidráulica;

L = distância pela qual a carga se dissipa;

i = gradiente hidráulico;

A= área aberta ao escoamento;

O coeficiente de permeabilidade (ou condutividade hidráulica), que depende das características do meio poroso e das propriedades do fluido, indica a velocidade de percolação da água quando o gradiente hidráulico é igual a um, sendo expressa pela eq. (2.3).

$$K = \frac{k\gamma}{\mu} \quad (2.3)$$

Onde:

k = matriz de permeabilidade intrínseca ou permeabilidade absoluta;

γ = peso específico do fluido;

μ = viscosidade dinâmica do fluido;

A permeabilidade absoluta, que está relacionada com a granulometria e estrutura do meio poroso, é definida como sendo a medida da capacidade do meio de transmitir fluidos sob algum diferencial de pressão (Yang, 2017) [4]. Considerando a matriz de permeabilidade intrínseca, a Lei de Darcy ganha a forma diferencial das eq. (2.4) para fluxo monofásico.

$$\mathbf{u} = - \frac{k}{\mu} \left(\nabla p + \rho_f \frac{\mathbf{g}}{g_c} \right) \quad (2.4)$$

Onde:

\mathbf{u} = matriz de velocidades de darcy;

μ = viscosidade dinâmica do fluido;

k = matriz de permeabilidade absoluta;

ρ_f = massa específica do fluido;

p = pressão;

\mathbf{g} = vetor de aceleração da gravidade;

g_c = constante de conversão entre os sistemas de unidade

A unidade milidarcy (mD) é mais frequentemente usada na indústria do petróleo, pois 1 darcy é uma medida muito grande para expressar a permeabilidade das rochas reservatório portadoras de petróleo e gás (Yang, 2017) [4]. No SI a unidade de permeabilidade é m^2 , onde a conversão é dada por:

$$1\text{D} = 1000\text{mD} = 1,02 \times 10^{-8} \text{ cm}^2 \cong 1,02 \times 10^{-8} \text{ cm}^2 = 1\mu\text{m}^2; 1\text{mD} = 10^{-3} \mu\text{m}^2$$

2.2

Rochas Carbonáticas

Cerca de 3/4 da área total da terra é formada por rochas sedimentares, e aproximadamente um quinto destas são de rochas carbonáticas (Chilingar, 1967) [10].

Uma rocha, por definição, é chamada carbonática caso apresente mais de 50% de minerais carbonáticos em sua composição (Leighton, 1962) [11].

Um reservatório carbonático fraturado com a presença de vugs apresenta forte anisotropia e características multi-escala:

- os fluidos podem ser armazenados em vários meios, incluindo matriz, fraturas, vugs e cavernas.
- a variação da permoporosidade é de várias ordens de grandeza, onde as dimensões destas cavidades podem variar da escala de milímetro à metros de diâmetro.

Estas características evidenciam a dificuldade e complexidade em modelar e desenvolver reservatórios carbonáticos fraturados com presença de *vugs* (Yao, 2017) [5].

Nas últimas décadas várias descobertas significativas de reservatórios de petróleo em rochas carbonáticas foram feitas em todo o mundo. As descobertas dos campos gigantes de Tupi (em 2006) e Mero (no ano de 2011) pela Petrobras, do campo de Cameia em Angola pela Cobalt International Energy em 2012, por exemplo, somadas aos campos *onshore* gigantes do Oriente Médio, foram primordiais para que as reservas de petróleo em rochas carbonáticas globalmente representassem 60% de todas as reservas de petróleo do mundo (Singh, 2019) [12].

2.2.1

Classificação das Rochas Carbonáticas

A classificação das rochas carbonáticas se baseia na composição dos minerais, textura da rocha ou ambos (Moore, 2013) [13].

A classificação baseada na textura da rocha reflete a energia no local de deposição, incorporando as duas classificações de carbonatos mais aceitas, Folk (1959) e Dunham (1962).

As quatro principais classes de rochas consideradas por Dunham são: Lamito (Mudstone), Wackestone, Packstone e Grainstone (Moore, 2013) [13].

A classificação de Folk é mais detalhada, abrangendo uma escala textural que incorpora tamanho de grão, esfericidade, organização dos grãos e

empacotamento, bem como composição de grãos. A classificação de Dunham é primariamente de natureza textural, o que a torna mais simples e de mais fácil utilização, tendo sido ambas utilizadas como base para a classificação adotada neste estudo: “Classificação de Rochas Carbonáticas aplicável às Bacias Sedimentares Brasileiras”, desenvolvida por Terra *et al.* (2009) [14].

Terra *et al.* (2009) [14] propuseram esta nova classificação com o objetivo de abranger de forma integral as rochas carbonáticas de todas as bacias sedimentares brasileiras, principalmente àquelas que se encontram os campos do Pré-Sal. Por isto esta foi a classificação escolhida para caracterizar os carbonatos neste trabalho. A Figura 2.3 resume a classificação mencionada acima.

Figura 2.3 - Classificação da Rochas Cabonáticas aplicável às Bacias Sedimentares Brasileiras (Terra et al., 2009) [14].

Um reservatório carbonático é definido como sendo naturalmente fraturado se uma rede contínua de vários graus de fraturamento é distribuída por todo o reservatório. A Figura 2.4 representa as várias escalas do Sistema Fraturado.

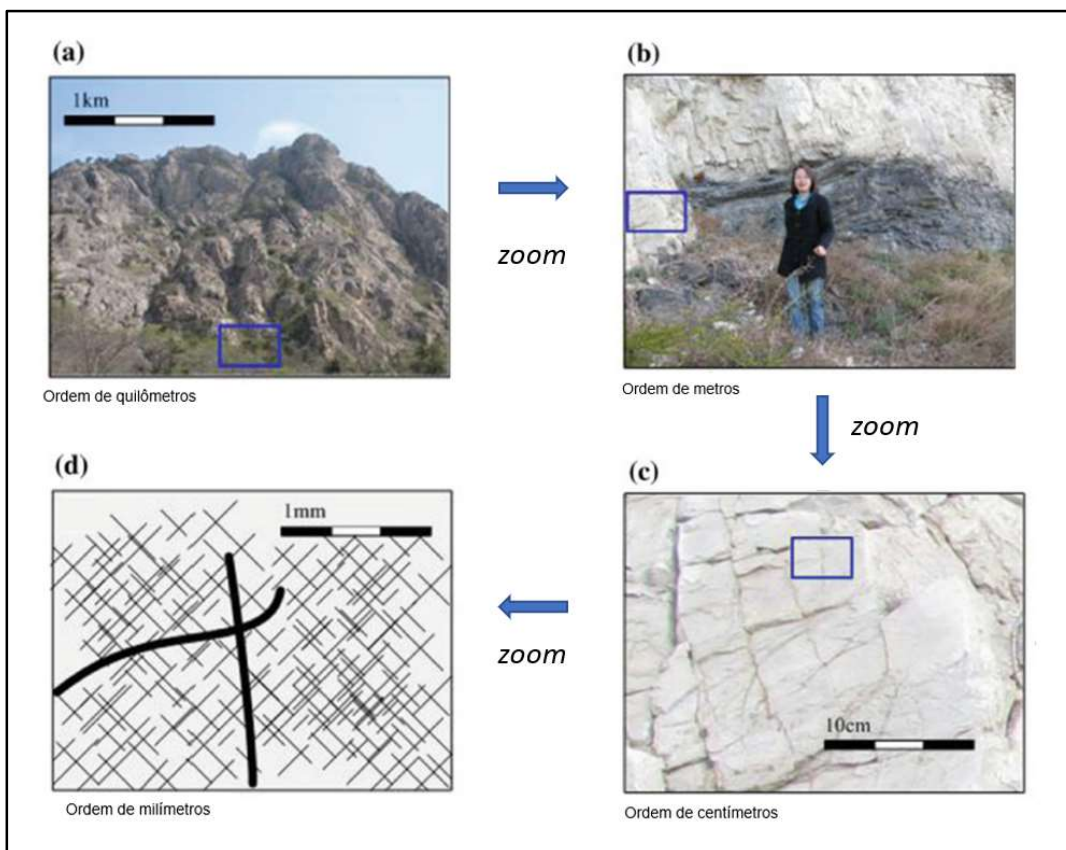


Figura 2.4 – Escalas de um sistema fraturado – a) Ordem de grandeza na escala de quilômetros; b) Ordem de grandeza na escala de metros; c) Ordem de grandeza na escala de centímetros; d) Ordem de grandeza na escala de milímetros (Yao, 2017) [5].

As fraturas podem se formar naturalmente durante diversas circunstâncias geológicas específicas (Van Golf-Racht, 1996) [15].

Van Golf-Racht (1996) [15] pontua que em um reservatório fraturado a compressibilidade do sistema desempenha papel importante, especialmente se houver um grande contraste entre as porosidades da matriz e das fraturas.

Do ponto de vista geomecânico, em um reservatório carbonático as fraturas correspondem a uma superfície sólida na qual ocorreu uma perda de coesão e uma ruptura sem deslocamento perceptível. Sob o mesmo estado de tensões, o fraturamento causado por eventos tectônicos se dará de forma distinta em diferentes tipos de rochas. O fraturamento ocorrerá de forma mais eficiente, por exemplo, em rochas com comportamento frágil de baixa porosidade e baixa permeabilidade, onde as fraturas são relativamente extensas e possuem grandes aberturas. São as chamadas macrofraturas. Em rochas menos frágeis (dúcteis) e de alta porosidade, as fraturas são de extensão limitada e têm aberturas relativamente

pequenas. Estes são as chamadas de "microfraturas" ou "fissuras" (Van Golf-Racht, 1996) [15].

Em geral, em um reservatório carbonático, a compressibilidade do sistema fraturado é da ordem de 10 a 100 vezes maior que a compressibilidade da matriz rochosa (Van Golf-Racht, 1996) [15]. Em relação à compressibilidade de carste, há poucos dados em literatura que especifiquem a ordem de grandeza desta propriedade. Dobrynin (1970) [16] recomenda considerar a compressibilidade de *vugs* e carste de forma separada da compressibilidade da fratura devido à diferença significativa entre a forma destes em relação a forma das fraturas, normalmente consideradas como placas paralelas.

2.2.3 Sistema Cárstico

Feições cársticas ocupam entre 10%-20% das rochas da Terra (Palmer, 1991) [17]. Já no território brasileiro, terrenos com formações cársticas ocupam entre 5 e 7% (Karmann, 2016) [18].

Um sistema cárstico é definido como um ambiente geológico contendo rochas com estruturas de alta permeabilidade dominada por condutos dissolvidos. Esses condutos tendem a facilitar o escoamento de fluido na direção do gradiente hidráulico, onde ocorreu variação da permeabilidade como consequência da dissolução de carbonato por fluidos ácidos (Jouves, 1995) [19].

Os sistemas cársticos são inerentemente mais complexos do que o sistema matriz-fratura. A estrutura original dos poros vugulares geralmente foi alterada pela formação de cavidades e canais de dissolução, onde a escala dos *vugs* varia entre centímetros e metros. A permeabilidade direcional pode ser muito pronunciada devido a uma ampla distribuição de tamanhos de poros interconectados (Chilingarian, 1996) [20].

Quadros (2018) [3] pontua que “a permoporosidade inicial das rochas e a presença de descontinuidades exercem controle primordial no estilo da carstificação, que pode ocorrer de forma mais concentrada, formando verdadeiros condutos, ou de forma dispersa, gerando apenas alargamento dos poros preexistentes nas rochas”. O carste “disperso” na matriz é denominado de carste difuso.

A Figura 2.5 representa de forma esquemática o carste clássico ou carste conduto, formado predominante na zona freática (ou zona de saturação, onde os

poros estão preenchidos com fluido) e o carste difuso, formado na zona vadosa (ou zona de aeração, onde os poros estão parcialmente preenchidos com fluidos).

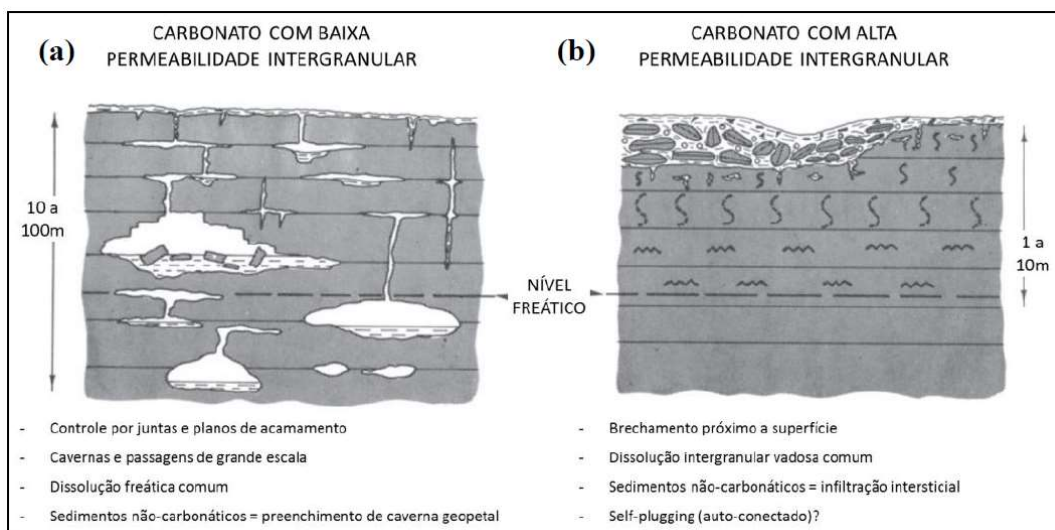


Figura 2.5 – Figura esquemática com os tipos de carstificação: a) carste conduto; b) carste difuso (Meyers, 1988 *apud* Quadros, 2018) [3].

Tanto feições cársticas formadas por dissoluções meteóricas superficiais quanto as feições originadas por dissolução de fluidos ascendentes, constituem os tipos mais comuns de carste (Chilingarian, 1996) [20].

2.2.4 Carste Epigênico e Hipogênico

As feições cársticas de origem epigênica são formadas pelo movimento de águas meteóricas ou de outras contribuições superficiais (Palmer, 1991) [17].

O carste hipogênico é formado pelo escoamento de fluidos ácidos provenientes de grandes profundidades ou de origem meteórica (epigênicos) que foram modificados por processos geodinâmicos profundos. A Figura 2.6 ilustra de forma simplificada a formação do sistema cárstico, sendo a) Carste Epigênico e b) Carste Hipogênico.

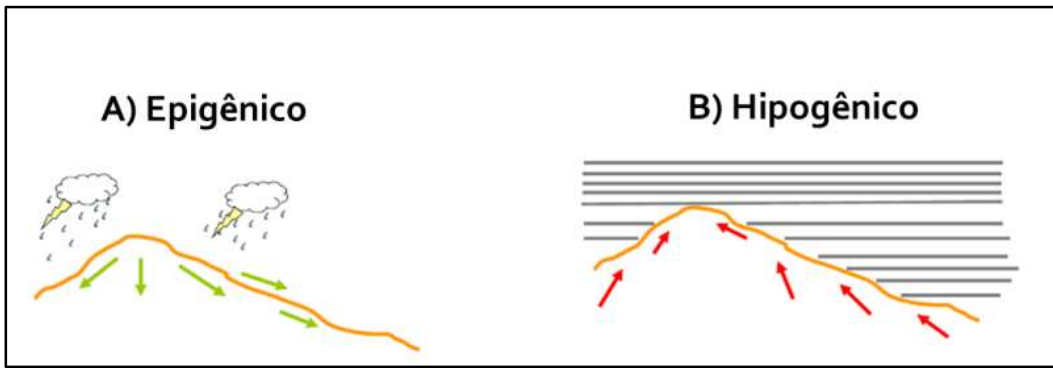


Figura 2.6 – A) Carte Epigênico; B) Carste Hipogênico (Quadros, 2018) [3].

2.3

Comportamento Mecânico das Rochas

2.3.1

Relação Tensão vs Deformação

Um corpo é considerado deformado quando, sob aplicação de forças, as posições relativas dos pontos neste corpo são alteradas. Considerando uma descrição completa do estado de deformação em um ponto dentro de um corpo tridimensional, os alongamentos e deformações de cisalhamento correspondentes a todos os três eixos seguem nas equações (2.5) a (2.10) (FJÆR, 1992) [21].

$$\varepsilon_x = \frac{(\partial u / \partial x) d_x}{d_x} = \frac{\partial u}{\partial x} \quad (2.5)$$

$$\varepsilon_y = \frac{(\partial v / \partial y) d_y}{d_y} = \frac{\partial v}{\partial y} \quad (2.6)$$

$$\varepsilon_z = \frac{(\partial w / \partial z) d_z}{d_z} = \frac{\partial w}{\partial z} \quad (2.7)$$

$$\Gamma_{xy} = \Gamma_{yx} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} \right) \quad (2.8)$$

$$\Gamma_{xz} = \Gamma_{zx} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial x} \right) \quad (2.9)$$

$$\Gamma_{yz} = \Gamma_{zy} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial v}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial y} \right) \quad (2.10)$$

Assim, as deformações podem ser escritas em um tensor como segue na equação (2.11).

$$\vec{\varepsilon} = \begin{pmatrix} \varepsilon_x & \Gamma_{xy} & \Gamma_{xz} \\ \Gamma_{yx} & \varepsilon_y & \Gamma_{yz} \\ \Gamma_{zx} & \Gamma_{zy} & \varepsilon_z \end{pmatrix} \quad (2.11)$$

Sendo a deformação volumétrica definida pela equação (2.12), ou seja, a diminuição relativa do volume. A deformação volumétrica é independente da escolha dos eixos coordenados e, portanto, é uma invariante da deformação.

$$\varepsilon_{vol} = \varepsilon_x + \varepsilon_y + \varepsilon_z \quad (2.12)$$

A Figura 2.7 exemplifica uma barra submetida a uma tensão uniaxial: a) barra não deformada; b) barra deformada, onde:

ε_x = deformação na direção x;

u = deslocamento dos pontos nas direções x, y e z (A e B para A' e B', respectivamente);

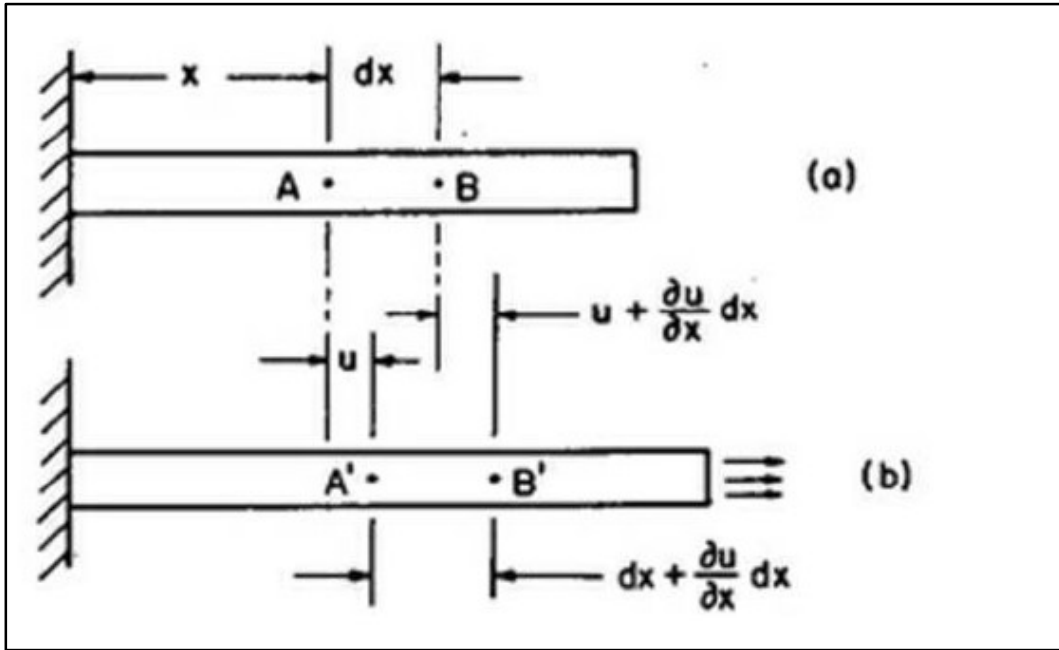


Figura 2.7– Deformação normal em uma barra (Chou, 1992) [22].

No caso de rochas porosas, a deformação total da rocha é o conjunto constituído por deformações da fase sólida e do espaço poroso quando há variação da tensão normal média (peso das rochas sobrejacentes ou *overburden*, configuração tectônica e pressão do reservatório). No caso particular de compressão, as deformações volumétricas relativas podem ser determinadas em sua forma diferencial a partir das expressões: eq. (2.13), (2.14) e (2.15) para deformação total, de poros e dos sólidos, respectivamente, (Dobrynin, 1970) [16]:

$$\left(\frac{dV}{V}\right)_t = \frac{1}{V_t} \frac{\partial V_t}{\partial \sigma_t} d\sigma + \frac{1}{V_t} \frac{\partial V_t}{\partial p} dp \quad (2.13)$$

Onde:

V_t = volume total de rocha;

σ_t = tensão total;

p = pressão;

T = temperatura.

$$\left(\frac{dV_p}{V_p}\right)_t = \frac{1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial \sigma} d\sigma + \frac{1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial p} dp \quad (2.14)$$

Onde:

V_p = volume poroso;

σ_t = tensão total;

p = pressão;

T = temperatura.

$$\left(\frac{dV_g}{V_g}\right)_t = \frac{1}{V_g} \frac{\partial V_g}{\partial \sigma} d\sigma + \frac{1}{V_g} \frac{\partial V_g}{\partial p} dp \quad (2.15)$$

Onde,

V_g = volume dos sólidos (grãos);

σ = tensão total;

p = pressão;

A maioria dos materiais considerados na disciplina de engenharia apresentam um comportamento bem definido de deformação elástica quando submetidos a uma tensão uniaxial normal. A descrição mais elementar da relação tensão vs deformação de um material é a conhecida lei de Hooke, eq. (2.16), formulada por Robert Hooke no final do século XVII em termos de força e alongamento, aparentemente antes que os conceitos mais sofisticados de tensão e deformação fossem introduzidos (Gould, 2012) [23].

O tensor de tensões característico foi estabelecido por Cauchy, que definiu o estado triaxial de tensão por três vetores de tração usando o argumento de equilíbrio tetraédrico. O estado de tensão é descrito em termos de coordenadas cartesianas pelo tensor de segunda ordem (William, 2002) [24].

$$E = \frac{\vec{\sigma}}{\vec{\varepsilon}} \quad (2.16)$$

Onde:

E = módulo de deformabilidade;

$\vec{\sigma}$ = tensor de tensões;

$\vec{\varepsilon}$ = tensor de deformações.

$$\vec{\sigma} = \begin{bmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} & \sigma_{13} \\ \sigma_{21} & \sigma_{22} & \sigma_{23} \\ \sigma_{31} & \sigma_{32} & \sigma_{33} \end{bmatrix}$$

$$\vec{\varepsilon} = \begin{bmatrix} \varepsilon_{11} & \varepsilon_{12} & \varepsilon_{13} \\ \varepsilon_{21} & \varepsilon_{22} & \varepsilon_{23} \\ \varepsilon_{31} & \varepsilon_{32} & \varepsilon_{33} \end{bmatrix}$$

Aboudi (2013) [25] pontua que todos os materiais sólidos possuem um domínio no espaço tensão-deformação no qual a relação entre estas propriedades é totalmente reversível, ou seja, quando carregado o material se deforma e quando completamente descarregado toda a deformação é recuperada. Dentro deste domínio esta relação pode ser linear, ou seja, tensão e deformação são proporcionais ou não-linear. Quando a relação tensão-deformação independe do tempo, o comportamento é denominado elástico; quando dependente do tempo, denomina-se elástico não-linear.

Na curva que relaciona o comportamento da tensão-deformação pode ser estimado, no trecho elástico, o Módulo de Elasticidade ou Módulo de Young (Chou, 1992) [22]. O Módulo de Elasticidade é o coeficiente linear da curva tensão vs deformação, como observado na Figura 2.8.

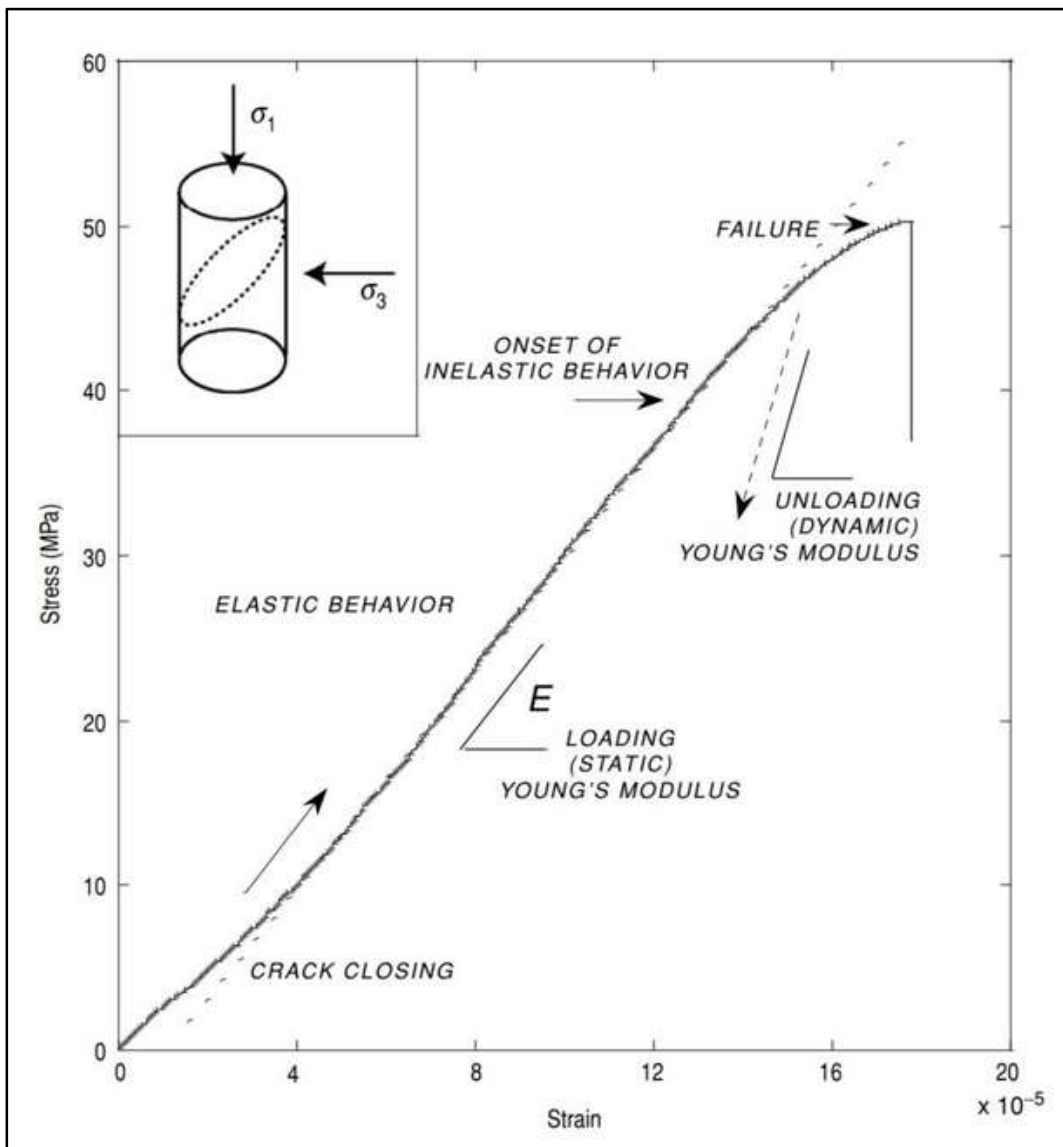


Figura 2.8 – Exemplo de curva tensão vs deformação (Zoback, 2008) [26].

2.3.2 Parâmetros Elásticos

Em um material homogêneo e isotrópico, quando submetido à aplicação de tensão, a razão entre as deformações geradas (transversal e longitudinal ao eixo de aplicação da carga) recebe o nome de coeficiente de Poisson, representado pela eq. (2.17) (Goodman, 1989) [27]. O coeficiente de Poisson (Figura 2.9) depende da litologia, tensão confinante, pressão de poros e da porosidade da rocha (Zhang, 2019) [28].

$$\nu = - \frac{\varepsilon_l}{\varepsilon_a} \quad (2.17)$$

Onde,

ν = coeficiente de Poisson;

$\varepsilon_l = \varepsilon_{33}$ = deformação transversal (lateral);

$\varepsilon_a = \varepsilon_{11}$ = deformação longitudinal (axial);

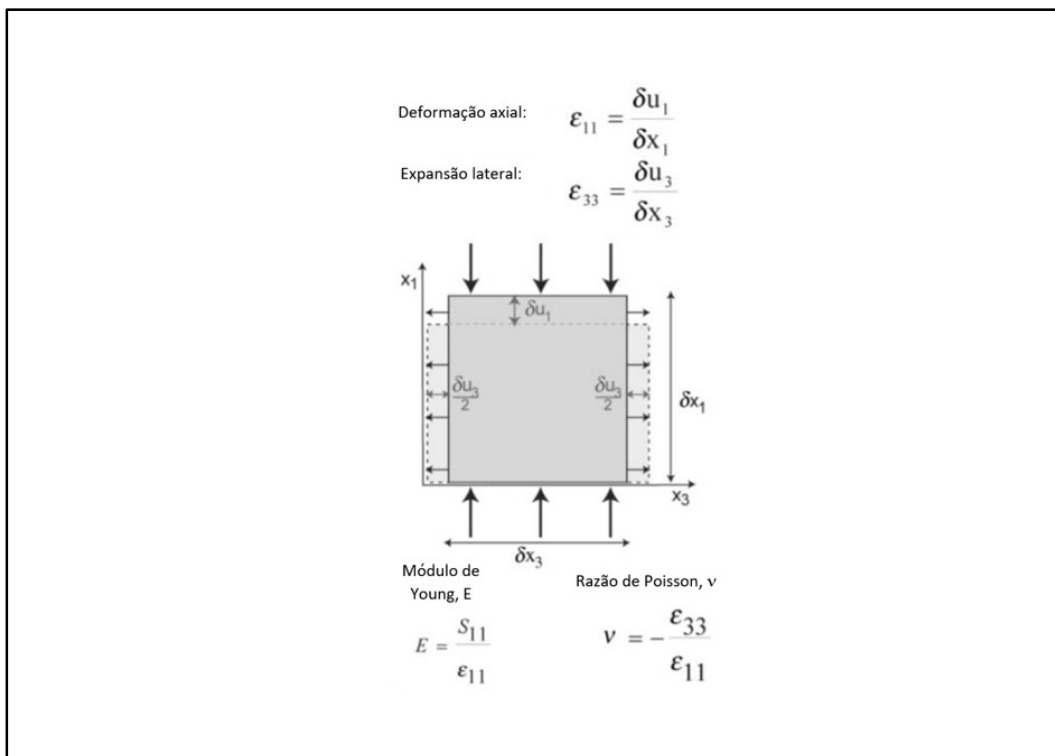


Figura 2.9 – Figura esquemática com o significado físico das constantes elásticas E e ν , onde S_{11} é a tensão uniaxial (Zoback, 2008) [26].

Para um meio poroso linear-elástico e isotrópico com a presença de fluido compressível em condições drenadas, em meados do século 19, Maurice Biot verificou que os grãos (matriz rochosa) e o fluido presente nos poros deformam de forma independente.

O coeficiente de Biot (α), eq. (2.18), é definido pela razão entre a variação do volume de fluido contido nos poros da rocha e a variação do volume total (poros

+ grãos) de rocha em condições drenadas (Biot, 1941) [29]. O valor deste coeficiente varia entre $\emptyset < \alpha < 1$, onde \emptyset = porosidade da rocha.

$$\alpha = 1 - \frac{K_b}{K_s} \quad (2.18)$$

Onde,

α = coeficiente de Biot;

K_b = módulo compressional (ou volumétrico) da rocha (grãos + poros);

K_s = módulo compressional (ou volumétrico) dos grãos.

O módulo compressional (módulo *bulk*) de um material expressa o quanto este resiste à compressão hidrostática; em outras palavras, é definido como a razão entre o aumento infinitesimal da pressão (ou tensão, no caso de sólidos) e a diminuição relativa resultante do volume, ou seja:

$$K = -V \frac{dp}{dV} \quad (2.19)$$

Onde,

K = módulo compressional;

V = volume;

p = pressão.

A Figura 2.10 ilustra a deformação volumétrica (ε_{00}), onde ε_{11} , ε_{22} e ε_{33} são as deformações nas direções x_1 , x_2 e x_3 respectivamente.

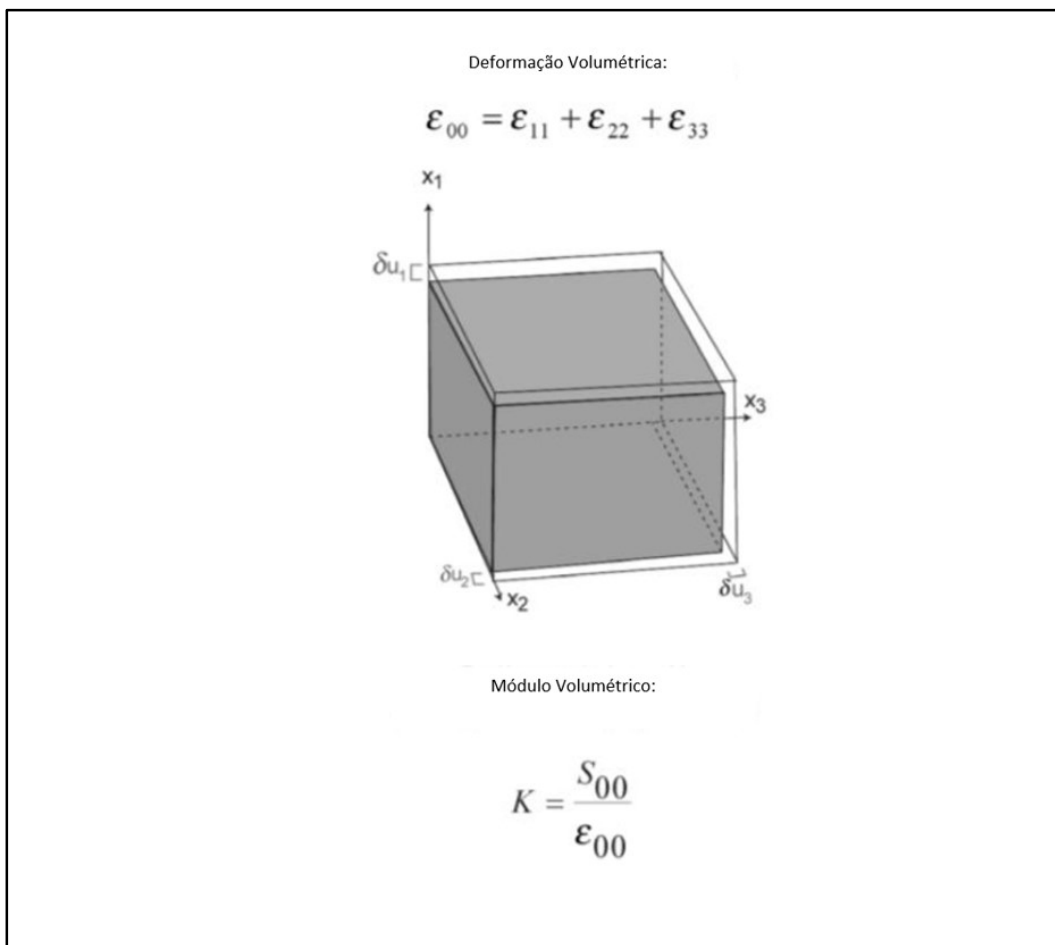


Figura 2.10 - Figura esquemática com o significado físico da constante elástica K, onde S_{00} é a pressão hidrostática (Zoback, 2008) [26].

O inverso do módulo *bulk* é chamado de compressibilidade *bulk* (Goodman, 1989). A compressibilidade *bulk* pode ser definida como a razão entre a variação do volume a total e o próprio volume total, por unidade da variação da tensão efetiva, quando a tensão total e a temperatura são constantes (Chilingarian, 1996) [20].

No caso específico de rochas, a compressibilidades da formação rochosa, também chamada de compressibilidade efetiva por Hall (1953) [30], é importante para a caracterização da rocha reservatório.

2.3.3 Compressibilidade da formação

A compressibilidade da formação é influenciada por fatores importantes como o módulo de elasticidade do esqueleto rochoso e dos fluidos que preenchem os poros; características estruturais e litológicas da rocha; e a magnitude das tensões experimentadas pela rocha na profundidade em que se encontra (Dobrynin, 1991) [31].

A compressibilidade da rocha reservatório é o resultado de dois fatores distintos:

- a expansão dos grãos da rocha;
- a compactação adicional da formação.

A Figura 2.11 ilustra um volume unitário de rocha (matriz (V_r) + poros (\emptyset) = V_b), onde, durante a depleção (redução da poropressão), ocorre a expansão dos grãos que induz a redução do volume poroso.

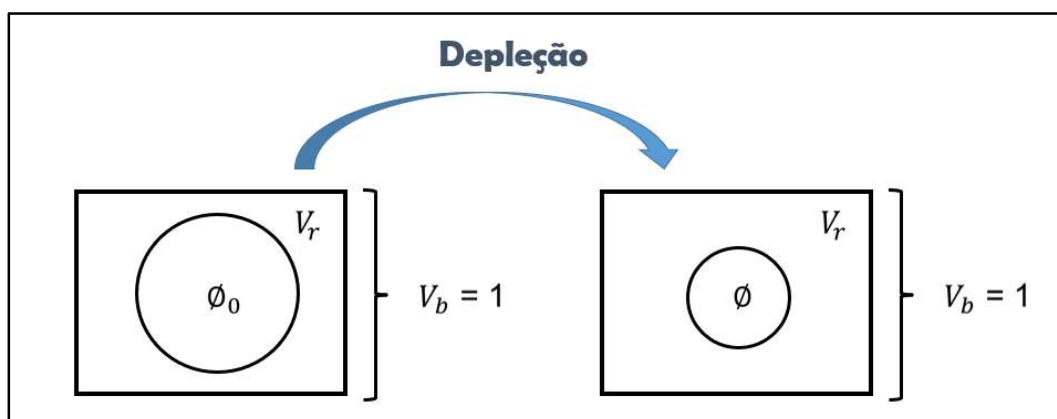


Figura 2.11– Representação esquemática de um volume unitário de rocha (Smith, 1992) [32]

A compactação da formação é provocada pela sobrecarga (*overburden*), quando, durante a depleção, esta se torna mais efetiva que a expansão do fluido (Hall, 1953) [30].

Inúmeras definições de compressibilidade são encontradas na literatura, sendo o que difere uma das outras é a forma como cada uma é estimada. A

compressibilidade volumétrica é definida como sendo a variação do volume total (volume *bulk*), por unidade do próprio volume total, por unidade da tensão externa (sobrecarga), mantendo a pressão de poros e temperaturas constantes. Outra definição para a compressibilidade considera a variação do volume total por unidade do mesmo, por unidade da variação da tensão efetiva; sendo a tensão total e temperatura mantidas constantes (Chilingarian, 1996) [20].

De posse destas definições é possível perceber que a compressibilidade volumétrica, eq. (2.20) e compressibilidade de poros (compressibilidade do volume poroso) são equivalentes. Como o módulo *bulk* é definido como sendo o inverso da compressibilidade volumétrica, é possível utilizar o módulo *bulk* para estimativa da compressibilidade de poros.

$$c_p = - \left(\frac{1}{V} \right) \left(\frac{\partial V}{\partial \sigma} \right) = - \left(\frac{1}{V_b} \right) \left(\frac{\partial V_b}{\partial \sigma} \right)_{p_p} \quad (2.20)$$

Onde,

c_p = compressibilidade volumétrica;

σ_t = tensão total (tensão de sobrecarga ou *overburden*);

p_p = pressão de poros;

α = coeficiente de Biot;

$V_t = V_b$ = volume total = volume *bulk*.

A deformação elástica, que precede o início da compactação, pode ser representada pela compressibilidade convencional da rocha. Esta deformação elástica que ocorre antes da compactação pode ser representada pela compressibilidade convencional da rocha, mas o comportamento associado à deformação plástica e o descarregamento subsequente podem ser representados, como na Figura 2.12, onde estes seguem um caminho de histerese com uma inclinação maior durante o carregamento e uma inclinação semelhante ao carregamento elástico inicial durante o descarregamento.

Ainda na Figura 2.12, ϕ representa a porosidade, e c_R é a compressibilidade da formação (Sen, 2005) [32].

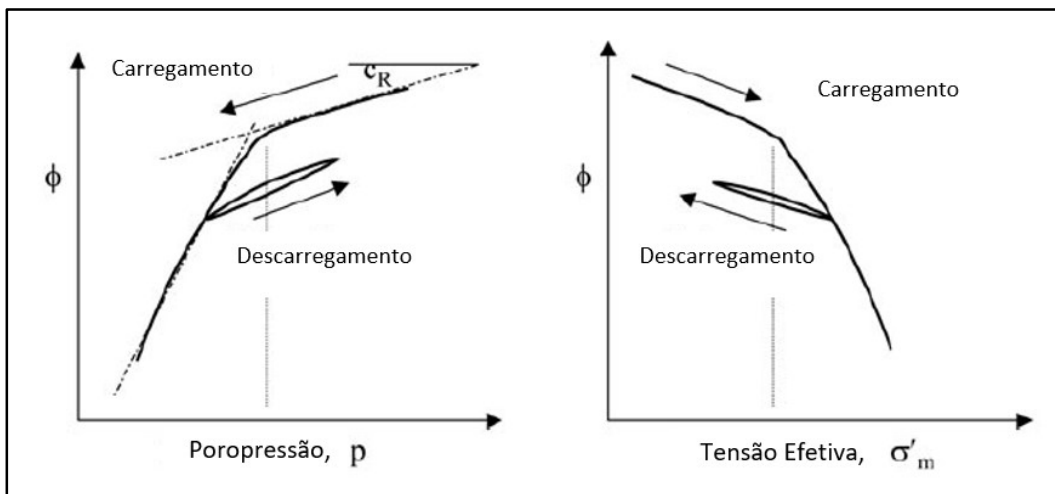


Figura 2.12 – Figura esquemática representando o processo de compactação em função da poropressão e da tensão efetiva (Sen, 2005) [32].

Apesar da compressibilidade da formação ser um parâmetro dinâmico, esta é utilizada como um dado estático na maioria dos simuladores de escoamento.

2.4 Simulação Numérica

2.4.1 Simulação de Reservatórios

A simulação de reservatórios é uma técnica utilizada para resolver numericamente equações diferenciais parciais de escoamento (comumente em três dimensões) dependentes do tempo. As equações de escoamento incluem as equações: conservação de massa e energia, lei de Darcy e equação de estado. Manipulando as três equações e estabelecendo condições de contorno para o problema é possível deduzir a equação para escoamento em meios porosos, a chamada *equação da difusividade hidráulica*, representada na eq. (2.21) para uma fase genérica pouco compressível sem termos fonte ou sumidouro.

$$\nabla \cdot \left(\frac{k}{\mu} \nabla p \right) = c_t \cdot \phi \cdot \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2.21)$$

Onde:

k = permeabilidade absoluta;

p = pressão;

μ = viscosidade dinâmica dos fluidos;

c_t = compressibilidade total (fluidos + rocha);

ϕ = porosidade.

Nestas simulações, as equações de escoamento são resolvidas no conjunto de equações diferenciais parciais utilizando técnicas numéricas. As derivadas parciais são substituídas por diferenças finitas, que, por sua vez, são aproximações das derivadas obtidas por expansões truncadas em série de Taylor (Fanchi, 2018) [33].

O chamado simulador *Black-Oil*, também conhecido como Beta ou Volumétrico, representa essencialmente três fases: óleo, água e gás que são dependentes da pressão de fluido. Neste tipo de simulador há uma possível troca de massa entre o óleo e o gás que é controlada pelas propriedades pressão-volume-temperatura (PVT). Em modelos de simulação com fluidos mais complexos, é utilizada a chamada simulação Composicional, onde os componentes ou, mais precisamente, os pseudocomponentes são conservados. O simulador *Black-Oil* pode ser entendido como um Simulador Composicional com dois componentes (Alvarado, 2010) [34].

A escolha do simulador depende de vários fatores, tais como, o tipo do fluido, assim como do número de fases do fluido esperadas ao longo da vida útil (tempo de produção) do campo, as dimensões do grid, o objetivo do estudo, entre outros fatores (Fanchi, 2018) [33]. Como um dos objetivos deste estudo é estimar a compressibilidade da formação, de forma a simplificar as análises, o simulador escolhido foi o Black-Oil.

Durante a simulação de produção de um campo as propriedades da rocha-reservatório não permanecem estáticas. Os poros mudam de forma e tamanho quando submetidos a diferentes condições de tensão. Compreender e caracterizar

estas respostas geomecânicas são de extrema importância para melhorar a previsibilidade das curvas de produção de fluidos (Petunin, 2011) [35].

Uma das principais propriedades de saída dos simuladores de reservatórios é a pressão; entretanto, deformações e deslocamentos, os principais resultados de uma análise geomecânica, não são estimados nos simuladores de escoamento. Para que estas propriedades se conectem, combinando equações que analisam as tensões atuantes, a Lei de Darcy, as equações da continuidade, faz-se necessário utilizar processo de acoplamento (Falcão, 2013) [36].

2.4.2

Acoplamento Fluido Mecânico

Geralmente, em estudos clássicos de reservatórios, o comportamento geomecânico é representado pela compressibilidade da rocha. Na maioria dos simuladores de reservatório assume-se a variação da porosidade como uma função da temperatura e pressão, onde a compressibilidade da formação é constante ao longo do tempo, eq. (2.22) (Settari, 1998) [37].

$$\phi = \phi^0 [1 + c_p(p - p^0) - c_T(T - T^0)] \quad (2.22)$$

Onde:

ϕ = porosidade no tempo t ;

ϕ^0 = porosidade inicial;

c_p = compressibilidade da formação;

p = pressão no tempo t ;

p^0 = pressão no tempo inicial;

c_T = coeficiente térmico da compressibilidade da rocha;

T = temperatura no tempo t ;

T^0 = temperatura no tempo inicial.

Rosa (2011) [38] e Falcão (2013) [36] complementam que, quando fluidos são produzidos de uma rocha-reservatório, a compressão do meio poroso induz uma redução da poropressão (ou pressão do reservatório), resultando no aumento da tensão efetiva, explicada pelo Princípio das Tensões Efetivas de Terzaghi (1923), eq. (2.23) Posteriormente Henry Biot (1941), com a Teoria da Poroelasticidade, considerou o efeito da pressão do fluido na deformação da rocha, como segue na eq. (2.24).

$$\sigma' = \sigma - m p_p \quad (2.23)$$

$$\sigma' = \sigma - \alpha m p_p \quad (2.24)$$

Onde:

σ' = tensão efetiva;

σ = tensão total;

α = coeficiente de Biot;

p_p = poropressão.

Sendo m um vetor unidimensional de elementos binário. Neste vetor o numeral 1 define os componentes de tensão normal e 0 os componentes de tensão cisalhante, como segue na eq. (2.25).

$$m = [1 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0]^T \quad (2.25)$$

A variação das tensões provoca deformações na matriz rochosa e nos poros, o que consequentemente alteram a porosidade e a permeabilidade. Falcão (2013) [36] ressalta ainda que esta alteração de permeabilidade é diretamente proporcional à pressão de poros do reservatório. A Figura 2.13 ilustra como esses parâmetros se relacionam entre si.

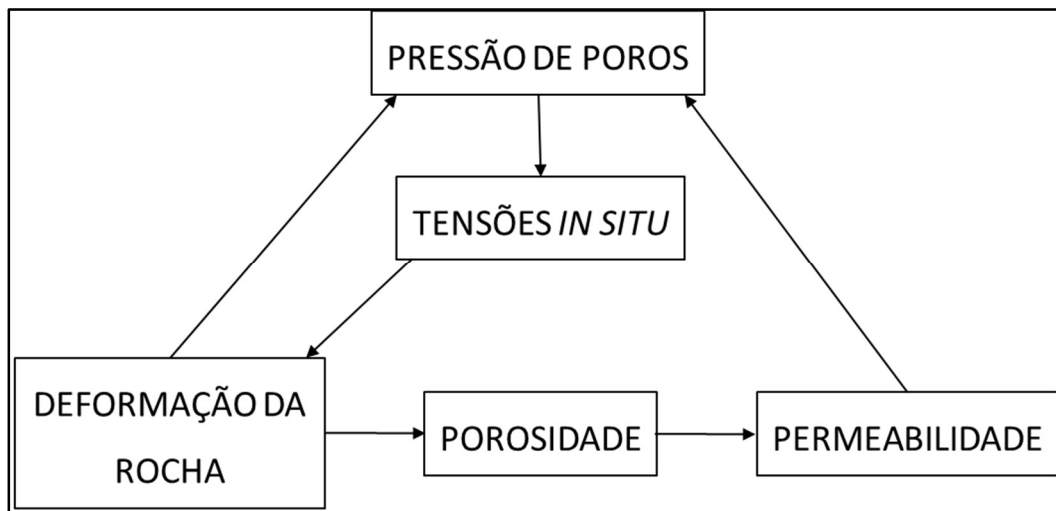


Figura 2.13 - Esquema de interação entre parâmetros de escoamento e geomecânica na exploração de reservatórios de petróleo (Falcão, 2013) [36].

Um sistema integrado que considera a interação de tensões *in situ* com escoamento pode ser baseado em abordagens totalmente acoplada ou parcialmente acoplada. Os métodos de acoplamento entre escoamento e deformação da rocha encontrados na literatura podem ser classificados em quatro tipos diferentes: acoplamento iterativo, acoplamento explícito, totalmente acoplado e pseudoacoplamento (Tran, 2002) [39].

No método com o acoplamento iterativo, as variáveis de escoamento e as variáveis geomecânicas são resolvidas de forma separada, de forma sequencial por um simulador de escoamento e um outro módulo geomecânico, respectivamente; os termos do acoplamento são iterados a cada passo de tempo (Tran, 2002) [39].

A técnica denominada acoplamento explícito, também chamada de acoplamento unidirecional, correlaciona de forma menos robusta o escoamento do reservatório e a deformação geomecânica, pois a informação é transferida apenas do módulo de simulação de reservatório para o módulo geomecânico. Isso significa que as mudanças na poropressão induzem mudanças nas tensões e deformações, mas as mudanças nos campos de tensão e deformação não afetam a poropressão (Tran, 2002) [39].

No método totalmente acoplado, as variáveis de escoamento, assim como a pressão, temperatura e resposta geomecânica (ex: deslocamentos) são

calculadas simultaneamente através de um sistema de equações com pressão, temperatura e deslocamentos como incógnitas. Este método às vezes é chamado de acoplamento implícito, pois todo o sistema é discretizado utilizando o mesmo *grid* e resolvido simultaneamente (Settari, 1998 [37], Tran, 2002 [39], Samier, 2003 [40]).

Settari (1999) [41] pontua que uma das vantagens desta abordagem é a consistência da utilização de um sistema completo (módulo de escoamento e módulo geomecânico) com a mesma discretização de *grid*, uma vez que o grau de acoplamento pode afetar a precisão e eficiência da solução. Entretanto, um grande esforço de desenvolvimento ainda é necessário para acoplar os principais simuladores de escoamento comerciais, que em geral utilizam aproximação por diferenças finitas, aos módulos geomecânicos, que utilizam aproximação por elementos finitos. Quando o método totalmente acoplado é utilizada em campos gigantes, fraturados e carstificados, o custo computacional pode se tornar proibitivo operacionalmente para a indústria do petróleo, uma vez que muitos destes modelos chegam a ter milhões de células ativas por conta da riqueza de detalhes devido às heterogeneidades, como é o caso dos campos do Pré-Sal.

Neste contexto, utilizar um método que apresenta menor custo computacional, o chamado pseudoacoplamento ou acoplamento parcial entre os módulos de escoamento e geomecânico, torna-se uma alternativa viável para alguns campos do Pré-Sal.

No pseudoacoplamento a porosidade e a permeabilidade absoluta são atualizadas através de um modelo empírico que é função da poropressão. O modelo empírico é inserido no simulador através de tabelas contendo os multiplicadores de porosidade e permeabilidade (ou transmissibilidade) versus pressão de poros.

As tabelas de pseudoacoplamento são construídas utilizando curvas que representam as variações de porosidade e permeabilidade ou transmissibilidade, os multiplicadores (equações 2.26, 2.27 e 2.28), em função da pressão de poros.

$$M_{\phi} = \frac{\phi}{\phi_0} \quad (2.26)$$

$$M_k = \frac{k}{k_0} \quad (2.27)$$

$$M_T = \frac{T}{T_0} \quad (2.28)$$

Onde:

M_ϕ = multiplicador de porosidade;

ϕ = porosidade no tempo t;

ϕ_0 = porosidade inicial;

M_k = multiplicador de permeabilidade;

k = permeabilidade no tempo t;

k_0 = permeabilidade absoluta (inicial);

M_T = multiplicador de transmissibilidade;

T = transmissibilidade no tempo t;

T_0 = transmissibilidade inicial;

Os multiplicadores de permeabilidade e transmissibilidade não podem ser utilizados juntos na mesma tabela, uma vez que a transmissibilidade é propriedade que define a direção e posição do escoamento do fluido no meio poroso (Settari, 1999) [41], ou seja, ambas as propriedades são complementares.

$$T_t = \frac{k}{\mu B} \quad (2.29)$$

Onde:

T_t = transmissibilidade;

k = permeabilidade;

μ = viscosidade dinâmica;

B = fator volume de formação.

No caso específico dos multiplicadores de permeabilidade, em alguns simuladores comerciais, este parâmetro pode ser representado em três direções, x, y e z.

Uma vez que o conjunto de curvas (multiplicadores) pode referir-se a várias regiões rochosas, esta opção é mais conveniente mesmo no caso de um

reservatório constituído por vários valores de compressibilidades, constantes no tempo e diferentes. Esta função pode ser não linear e pode ser dividida em dois trechos: uma parte elástica e uma parte plástica (Samier, 2003) [40].

No pseudoacoplamento não há uso do módulo geomecânico propriamente dito, as respostas geomecânicas (compactação e dilatância) são estimadas através da variação de porosidade (Tran *et al.*, 2009) [42].

O campo de tensões não é atualizado nesta técnica de acoplamento, porém, ainda assim, este tipo de acoplamento tem sido muito utilizado no ajuste de histórico de pressão e fluidos (Tran, 2009) [43].

3

Revisão Bibliográfica

Nesta seção, trataremos da modelagem acoplada das variações de per-
moporosidade com a poropressão através da equação de Petunin (2011) [35] e
da caracterização da compressibilidade de meios fraturados e com carstificação
vulgar. Esse segundo ponto já constitui uma contribuição desse trabalho, pois
traz a sistematização dos trabalhos publicados sobre o tema, muitos dos quais em
russo. Não existe na literatura técnica relacionada nenhuma publicação em alfa-
beto romano com a consolidação aqui proposta.

3.1

Impacto da variação da Porosidade e Permeabilidade

Uma das propriedades mais importantes das rochas reservatório, e tal-
vez a mais difícil de estimar, é a permeabilidade. A permeabilidade depende de
um longa lista de parâmetros: porosidade, tamanho e forma dos poros, tensão,
pressão de poros, tipo de fluido, saturação (Mavko, 1997) [44].

Não é conhecida uma relação direta entre porosidade e permeabilidade
aplicável a todos os meios porosos. Uma das principais razões é a diferença de
porosidade efetiva das rochas, o que impacta diretamente na permeabilidade. Di-
ferentes rochas, com o mesmo valor de porosidade, podem apresentar diferentes
níveis de porosidade efetiva (Bernabé, 2003) [45].

Um dos trabalhos clássicos que descreve o comportamento da permea-
bilidade absoluta em função da porosidade, granulometria e tortuosidade dos
grãos é retratado na relação estabelecida por Kozeny-Carman (1927) pela eq.
(3.1) (Mavko, 1997 [44], Petunin, 2013 [46]).

$$k = \frac{\phi^3 (1-\phi)^2}{c\tau^2 S_1^2} \quad (3.1)$$

Onde:

k = permeabilidade;

S₁ = área superficial dos poros conectados por unidade de volume sólido;

τ = tortuosidade;

C = fator geométrico;

\emptyset = porosidade;

Entretanto, alguns autores questionam a validade da equação proposta por Kozeny-Carman para baixas porosidades, uma vez que a permeabilidade diminui muito mais rápido que a porosidade. Neste contexto, em 1987, Bourbié [47] sugere que a relação entre a permeabilidade e porosidade podem ser descritas por uma relação de potência. Onde n varia de acordo com os níveis de porosidade, sendo $n = 3$ para altas porosidades e $7 \leq n \leq 8$ para baixas porosidades (Mavko, 1997) [44]. Reescrevendo a eq. (3.1), teremos.

$$k = \frac{\emptyset^n (1-\emptyset)^2}{C\tau^2 S_1^2} \quad (3.2)$$

Os reservatórios em rochas carbonáticas exibem uma vasta gama de porosidade e valores de permeabilidade que resultam da deposição e processos diagenéticos (Reese, 2020) [48].

Entretanto, a relação direta entre a variação de tensão efetiva gerando alterações na porosidade e permeabilidade já foi bastante documentada por diversos autores. Análises laboratoriais e simulações numéricas foram usadas para estudar o efeito da estrutura de poros nas relações tensão-porosidade-permeabilidade (Petunin, 2011) [35].

Uma relação entre a mudança na porosidade e a mudança na permeabilidade devido a variações de tensões e pressão de poros pode ser descrita por uma lei de potência, como segue na eq. (3.3):

$$\left(\frac{\emptyset}{\emptyset_0}\right)^A = \frac{k}{k_0} \quad (3.3)$$

onde \emptyset_0 e k_0 representam a porosidade e permeabilidade medidas em um estado de tensão de referência e o expoente A é um parâmetro que é função do tipo de rocha, às vezes, do histórico e do intervalo de tensões aplicadas. (Petunin, 2011) [35].

Petunin (2013) [46] pontua que os valores do coeficiente A podem variar também devido à deformação plástica e recozimento. O caso específico de $A = 3$ pode ser representado usando a fórmula de Kozeny- Carman (1937).

Caso haja a presença de fraturas interconectadas, o valor de A pode ser maior que o três da solução de Kozeny-Carman.

Estas variações de porosidade e permeabilidade impactam diretamente na compressibilidade do carste.

3.2 Compressibilidade de Rochas Carstificadas

3.2.1 Módulo Elástico Equivalente de Materiais Heterogêneos

Os procedimentos analíticos disponíveis para o tratamento de sólidos homogêneos como materiais contínuos não são diretamente aplicáveis para rochas devido às heterogeneidades presentes (Ramakrishnan, 1990) [49]. Para materiais heterogêneos, as propriedades elásticas resultantes são comumente chamadas de propriedades elásticas equivalentes por representarem uma média das várias propriedades elásticas constituintes (Aboudi, 2013) [25]; ou seja, no caso específico de rochas, se os poros forem distribuídos aleatoriamente, tanto em relação à forma quanto ao tamanho, é possível tratá-los como um material contínuo levando em consideração que várias propriedades dependerão das propriedades do material da matriz rochosa, e porosidade correspondentes, matriz e inclusões. (Ramakrishnan, 1990) [49].

Os materiais heterogêneos podem ser descritos por uma matriz elástica, homogênea e isotrópica com módulos elásticos conhecidos, em que inclusões de outro material elástico homogêneo e isotrópico são incorporadas, cujos módulos elásticos também são conhecidos. Supondo, ainda, que o volume da concentração de inclusões é uniforme e que o material pode, portanto, ser considerado como quase-homogêneo e quase isotrópico (Hashin, 1962) [50]. A Figura 3.1 ilustra à direita um corpo homogêneo e à esquerda um corpo heterogêneo composto por uma matriz homogênea com inclusões também homogêneas. Neste trabalho, as inclusões serão tratadas como *vugs*, fruto de um processo de carstificação e fraturas naturais.

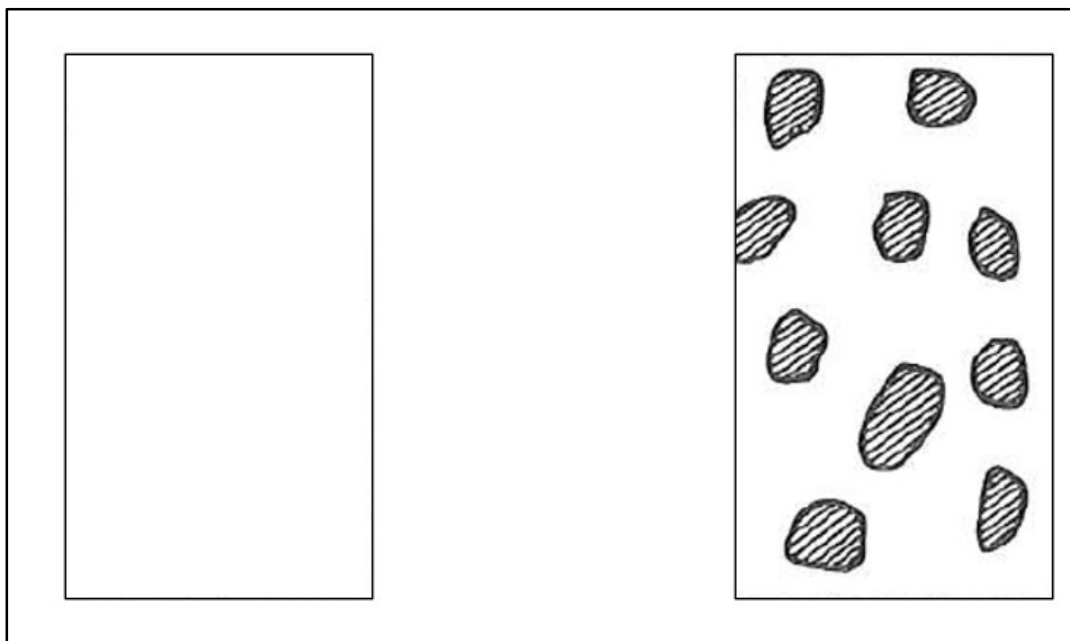


Figura 3.1 – Superfícies homogênea, à esquerda, e heterogênea à direita (adaptado Hashin, 1962) [50].

Hashin (1962) [50] relata que a estimativa destes módulos equivalente considerando a hipótese de que tais inclusões estariam representadas no corpo elástico por pequenas concentrações foi resolvida para uma variedade de materiais: gotas líquidas em outro líquido, apresentada por Taylor em 1932; partículas elásticas em fluido viscoso, resolvido por Froehlich e Sack em 1946; poros não preenchidos em material sólido elástico, elucidado por Mackenzie em 1950; poros rígidos em sólido elástico, apresentado por Hashin em 1955; poros elásticos em outro material elástico, detalhado por Eshelby em 1957 e por Hashin em 1958.

Um dos modelos clássicos (e mais simples) para a avaliação dos limites dos módulos elásticos equivalentes de materiais heterogêneos, a chamada Aproximação de Voigt ou modelo de isodeformação, foi introduzido por Voigt no final do século XIX para a estimativa da constante média de policristais. Este modelo assume que a deformação é uniforme em todo o corpo (matriz e inclusões). Já a Aproximação de Reuss, apresentada em 1929, ou modelo de isotensão, considera que a tensão em todos os elementos do corpo é uniforme e igual à tensão média (Mavko, 2009) [51].

Em 1952, Hill provou que as aproximações de Voigt e Reuss são os limites superior e inferior dos módulos elásticos equivalentes, independentemente da geometria (Aboudi, 2013) [25].

Outra metodologia encontrada na literatura para a estimativa dos módulos elásticos equivalentes de materiais heterogêneos é a chamada Aproximação Diluta, que considera uma suspensão diluída com partículas elásticas e esféricas em uma fase contínua de outro material elástico onde assume-se que a interação entre as partículas pode ser desprezada, o que pode ser considerado como um problema de uma única partícula embutida em fase contínua. Em 1956, Einstein utilizou esta aproximação para uma suspensão diluída de esferas rígidas em meio viscoso (Aboudi, 2013) [25].

Um método relativamente bem-sucedido e que é aplicável para concentrações ligeiramente mais altas é a Aproximação Auto-coerente, apresentada por Budiansky em 1965. Nesta abordagem ainda é utilizada a solução matemática para a deformação de inclusões isoladas, mas a interação de inclusões é aproximada substituindo a matriz pelo meio equivalente ainda desconhecido. Esse método tornou-se popular após uma série de artigos de O'Connell e Budiansky em 1974 (Mavko, 2009) [51].

Uma generalização da Aproximação Auto-coerente para uma análise macroscópica de um composto anisotrópico considera inclusões elipsoidais isotrópicas alinhadas unidirecionalmente e idênticas. Esta abordagem foi apresentada por Berryman (1980) e Mura (1987) (Torquato, 2002) [52].

Além dos métodos já mencionados que consideram limites para os módulos elásticos equivalentes, aproximação de Voigt e aproximação de Reuss, é importante descrever o método proposto por Hashin em 1960 que derivou os limites para os módulos elásticos equivalentes, utilizando o princípio variacional, envolvendo apenas as tensões ou deformações dentro das inclusões. Este modelo considera a mudança na energia de deformação em um corpo homogêneo carregado devido à inserção de não homogeneidades. Para avaliar os limites dos módulos elásticos duas aproximações são feitas: inclusões esféricas em pequenas concentrações dentro da matriz e, em qualquer concentração, a inclusão está sempre cercada por uma superfície que se encontra totalmente na matriz. Em outras palavras, a matriz sempre permanece conectada. Uma possível geometria para a configuração de baixa concentração do material das inclusões é apresentado na Figura 3.2, enquanto para alta concentração é mostrado na Figura 3.3. Nas duas figuras as inclusões são representadas pela forma tracejada.

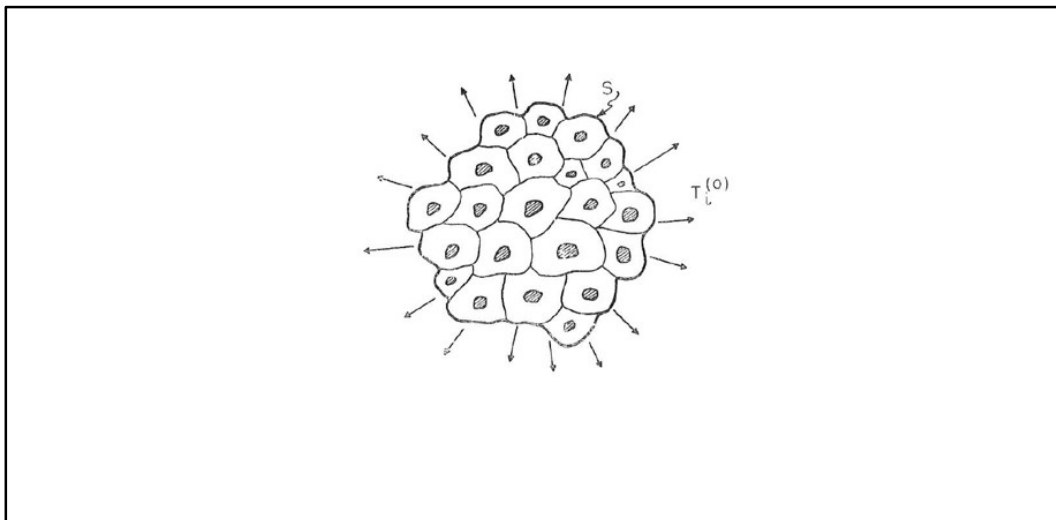


Figura 3.2 – Baixa concentração das inclusões elásticas (Hashin, 1962) [50].

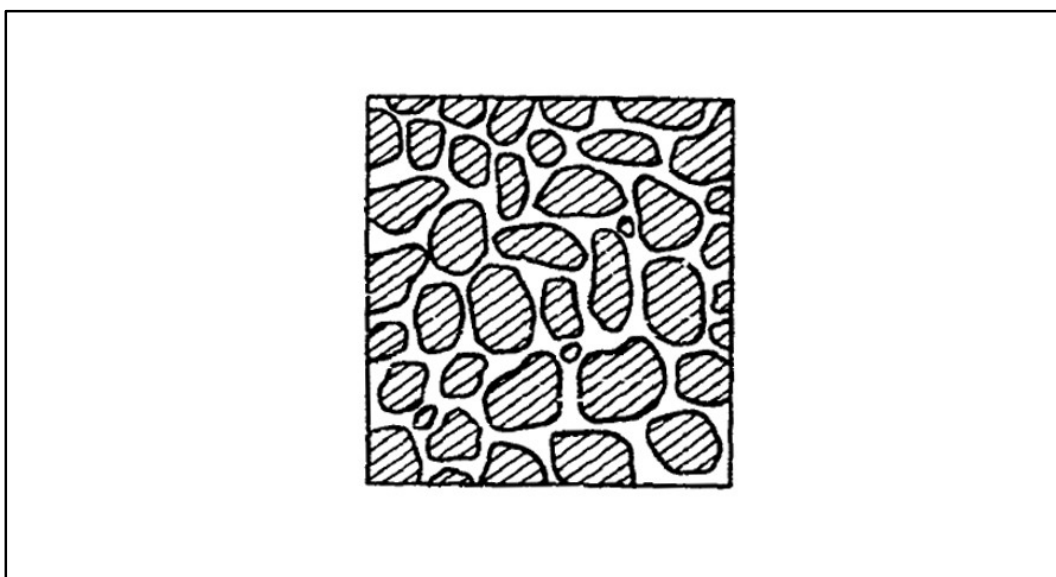


Figura 3.3 – Alta concentração das inclusões elásticas (Hashin, 1960) [53].

Assumindo que um material heterogêneo pode ser entendido como um material quase-homogêneo e quase-isotrópico, para a estimativa do módulo compressional, escopo deste estudo, Hashin (1960) [53] definiu de forma generalizada os limites inferior e superior como segue na eq. (3.4).

$$\frac{K_e}{K_m} = 1 + 3(1 - v_m) \sum_{j=1}^{j=n} \frac{\left(\frac{K_f^{(j)}}{K_m} - 1\right) f_k^{(j)}}{2 + (1 - 2v_m) + (1 + v_m) \left[\frac{K_f^{(j)}}{K_m} - \left(\frac{K_f^{(j)}}{K_m} - 1\right) f_k^{(j)}\right]}$$

$$f_k = \sum_{j=1}^{j=n} f_k^{(j)} \quad (3.4)$$

Onde:

K_e = módulo compressional equivalente (matriz + inclusões);

K_m = módulo compressional da matriz rochosa;

K_f = módulo compressional do fluido presente na inclusão;

v_m = coeficiente de Poisson da matriz;

n = tipo de inclusões;

f_k = fração da inclusão na matriz;

j = número de inclusões.

Mavko (2009) [51] pontua que em qualquer fração de volume dos constituintes, matriz e intrusões, o módulo volumétrico cairá entre os limites (inferior e superior), isto é, em algum lugar ao longo da linha tracejada vertical no gráfico representado na Figura 3.4, onde K_1 é o módulo compressional da matriz e K_2 o módulo compressional da inclusão.

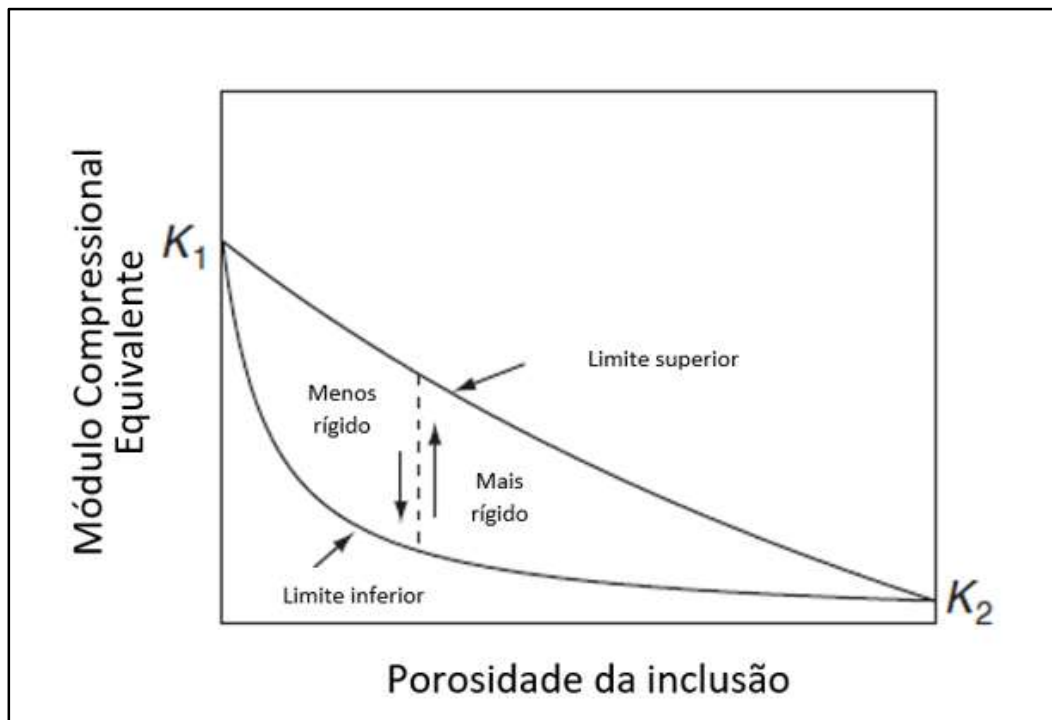


Figura 3.4 - Representação esquemática dos limites superior e inferior do módulo volumétrico (Mavko, 2009) [51].

A interpretação física destes limites do módulo compressional para duas fases é detalhada por Mavko (2009) [51] esquematicamente na Figura 3.5, onde observa-se uma distribuição muito ampla de tamanhos das esferas de modo que preencham todo o espaço. A matriz é representada pelas esferas com a coloração cinza mais clara e as inclusões são representadas na Figura 3.5 com tom cinza mais escuro. O limite superior é atingido quando o material mais rígido se encontra na matriz, já o limite inferior é alcançado quando o material mais rígido se encontra nas inclusões.

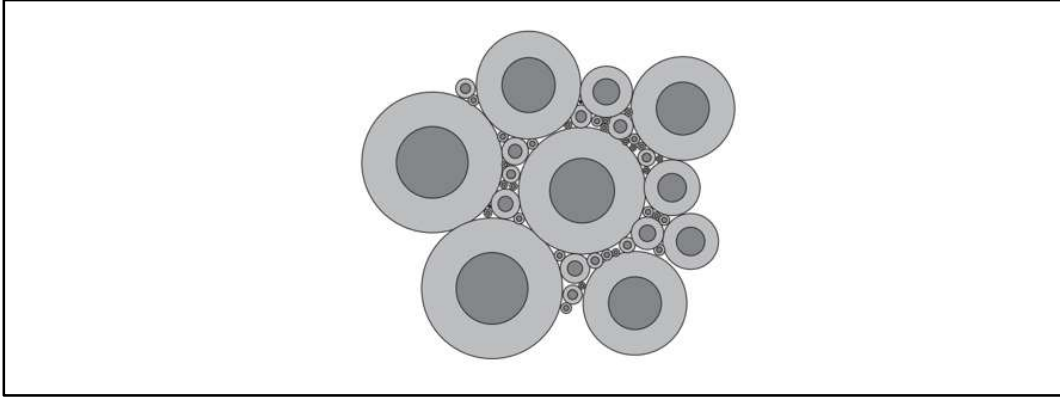


Figura 3.5 – Interpretação física dos limites do módulo compressional para uma matriz rochosa preenchida por inclusões (Mavko, 2009) [51].

No caso específico do módulo compressional, estas aproximações resultam em um valor exato. Ou seja, os limites inferiores e superiores deste módulo são idênticos quando as inclusões são esféricas (Hashin, 1962) [50]. Desta forma, a eq. (3.4) pode ser escrita para a determinação dos módulos volumétricos equivalentes para baixas e altas concentrações de inclusões elásticas como segue nas eq. (3.5) e eq. (3.6), respectivamente.

$$\frac{K_e}{K_m} = 1 + \frac{3(1-\nu_m)\left(\frac{K_f}{K_m} - 1\right)}{2(1-2\nu_m) + (1+\nu_m)\left(\frac{K_f}{K_m}\right)} (1 - f_k) \quad (3.5)$$

$$\frac{K_e}{K_f} = 1 - \frac{\left(1 - \frac{K_m}{K_f}\right) \left[2(1-2\nu_m) + (1+\nu_m)\frac{K_f}{K_m}\right]}{3(1-\nu_m)} f_k \quad (3.6)$$

Onde:

K_e = módulo compressional equivalente (matriz + inclusões);

K_m = módulo compressional da matriz rochosa;

K_f = módulo compressional do fluido presente na inclusão;

ν_m = coeficiente de Poisson da matriz;

f_k = fração da inclusão na matriz;

Em 1970, Dobrynin, em uma publicação em russo, utilizou a metodologia proposta por Hashin (1960) para estimar a compressibilidade das inclusões (inverso do módulo volumétrico), considerando que para rochas carbonáticas que apresentam pequenas concentrações de inclusões (*vugs* e fraturas, por exemplo) e que atingiram alto grau de compactação, o formato dos poros deve se aproximar de uma esfera. Outra premissa adotada no estudo considera que o fluido, água não drenada, presente nas inclusões possui compressibilidade muitas vezes maior que a compressibilidade da matriz, ou seja, a razão entre a compressibilidade do fluido e a compressibilidade da matriz rochosa tende a zero. E ainda, Dobrynin (1970) recomenda separar as compressibilidades do meio: matriz, fraturas e *vugs* (inclusões), dada a diferença de geometria destes.

Dobrynin (1970) reescreve a eq. (3.7) em função das compressibilidades, como segue:

$$\frac{cp_e}{cp_m} = 1 + \frac{3(1-v_m)f_k}{2(1-2v_m)(1-f_k)} \quad (3.7)$$

onde:

cp_e = compressibilidade equivalente (matriz + inclusões);

cp_m = compressibilidade da matriz rochosa;

v_m = coeficiente de Poisson da matriz;

f_k = porosidade da inclusão.

Para a estimativa da compressibilidade das inclusões utilizando a eq. 3.4, Dobrynin (1970) considera que:

$$V_t = V_m + V_k \quad (3.8)$$

Onde,

V_t = volume total de rocha (volume *bulk*);

V_m = volume da matriz rochosa;

V_k = volume das inclusões.

Derivando os lados da eq. (3.8) e dividindo por V , teremos:

$$\frac{dV_t}{V_t} = \frac{dV_m}{V_t} + \frac{dV_k}{V_t} \quad (3.9)$$

Sabendo que:

$$f_m + f_k = 1 \rightarrow f_k = 1 - f_m \quad (3.10)$$

e

$$V_t = \frac{V_m}{f_m} \quad \therefore \quad V_t = \frac{V_k}{f_k} \quad (3.11)$$

Onde,

f_m = fração de matriz;

f_k = fração da inclusão na matriz.

Substituindo as eq. (3.9) e (3.10) na eq. (3.11), temos

$$\frac{dV_t}{V_t} = (1 - f_k) \frac{dV_m}{V_m} + f_k \frac{dV_k}{V_k} \quad (3.12)$$

Considerando um volume elementar em subsuperfície o qual é submetido a tensões e pressão, ao assumir que a variação de pressão e tensão total são constantes, a eq. (3.12) pode ser reescrita em termos das compressibilidades, representado na eq. (3.13), como abaixo:

$$cp_b = cp_e = (1 - f_k)cp_m + f_kcp_k \quad (3.13)$$

Onde,

cp_b = compressibilidade total da rocha (*bulk*);

cp_e = compressibilidade equivalente (rocha +inclusões);

cp_m = compressibilidade da matriz rochosa;

cp_k = compressibilidade das inclusões;

f_k = fração da inclusão na matriz.

Substituindo a eq. (3.13) na eq. (3.7), teremos:

$$\frac{(f_k cp_k + cp_m(1-f_k))}{cp_m} = 1 + \frac{3(1-\nu_m)f_k}{2(1-2\nu_m)(1-f_k)} \quad (3.14)$$

Apesar do avanço nos estudos dedicados à estimativa de módulos elásticos equivalentes após o modelo proposto por Hashin no início da década de 60, como por exemplo a metodologia auto-coerente, neste trabalho foi utilizado o modelo proposto por Dobrynin (1970) para estimar a compressibilidade das inclusões, sendo esta uma simplificação do modelo de Hashin (1960).

Neste trabalho, considera-se que as inclusões, denominadas aqui como vugs, feições cársticas e carste difuso, sofrem apenas deformações elásticas durante todo o período de produção do reservatório, ou seja, não há colapso destas feições.

Outro ponto importante a ressaltar é que a fração das feições cársticas está relacionada com a porosidade das feições cársticas como segue na eq. 3.15.

$$f_k = \frac{V_k}{V_p} \quad (3.15)$$

Onde,

f_k = fração da inclusão (carste) na matriz;

V_k = volume do carste;

V_p = volume poroso total.

Considerando que,

$$V_p = \emptyset V_t \quad (3.16)$$

Onde,

\emptyset = porosidade;

V_t = volume total;

V_p = volume poroso.

Substituindo a equação 3.16 na equação 3.15, teremos:

$$f_k = \frac{\emptyset_k}{\emptyset} \rightarrow \emptyset_k = \emptyset f_k \quad (3.17)$$

Onde,

\emptyset = porosidade;

\emptyset_k = porosidade do carste;

f_k = fração do carste na matriz.

Desta forma, a equação 3.14 pode ser reescrita em função da porosidade das feições cársticas, como segue na eq. 3.18.

$$\frac{\left(\frac{\emptyset_k}{\emptyset} c p_k + c p_m \left(1 - \frac{\emptyset_k}{\emptyset}\right)\right)}{c p_m} = 1 + \frac{3(1 - \nu_m) \frac{\emptyset_k}{\emptyset}}{2(1 - 2\nu_m) \left(1 - \frac{\emptyset_k}{\emptyset}\right)} \quad (3.18)$$

4 Metodologia

Este capítulo, inicialmente, discorre sobre o modelo geológico construído por Quadros (2018) [3] para o afloramento utilizado como análogo estrutural e de algumas fáceis de campos do Pr-Sal brasileiro, Lajedo Arapuá, e sobre o modelo de escoamento correlato construído por Machado (2019) [54] e que foram utilizados nas análises deste estudo.

Posteriormente será detalhada a metodologia proposta nesta dissertação para a estimativa da compressibilidade das feições cársticas, assim como as etapas para geração das tabelas de pseudoacoplamento utilizadas para levar os efeitos geomecânicos à simulação de escoamento.

4.1 Modelo Geológico: Lajedo Arapuá e Afloramento Tijubina

O Lajedo Arapuá e o Afloramento Tijubina são afloramentos compostos por rochas carbonáticas da Formação Jandaíra, situados na Bacia Potiguar, que possuem feições cársticas consideradas análogas a reservatórios do Pré-Sal. A Figura 4.1 apresenta o mapa de localização do Lajedo Arapuá.

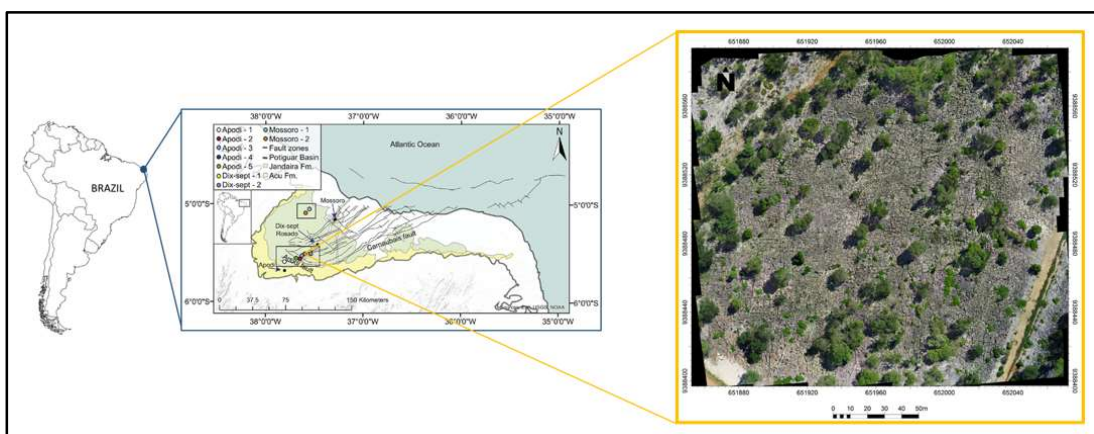


Figura 4.1 – Localização do Lajedo Arapuá (Machado *et al*, 2020) [2]

Quadros (2018) [3] construiu cenários geológicos considerando diferentes processos de carstificação, de forma a explicitar heterogeneidades e incertezas típicas de um reservatório carbonático carstificado.

O modelo geológico 3D foi construído utilizando malha estruturada; sendo utilizado o Afloramento Tijubina, de aproximadamente 3 (três) metros de espessura, como o análogo vertical. Este afloramento foi escolhido em função das fácies deposicionais que seguem a classificação de Terra (2010) [14], onde as litofácies descritas são: calcário cristalino, *mudstone* argiloso, *mudstone* siltico e tufa, como segue na Figura 4.2.

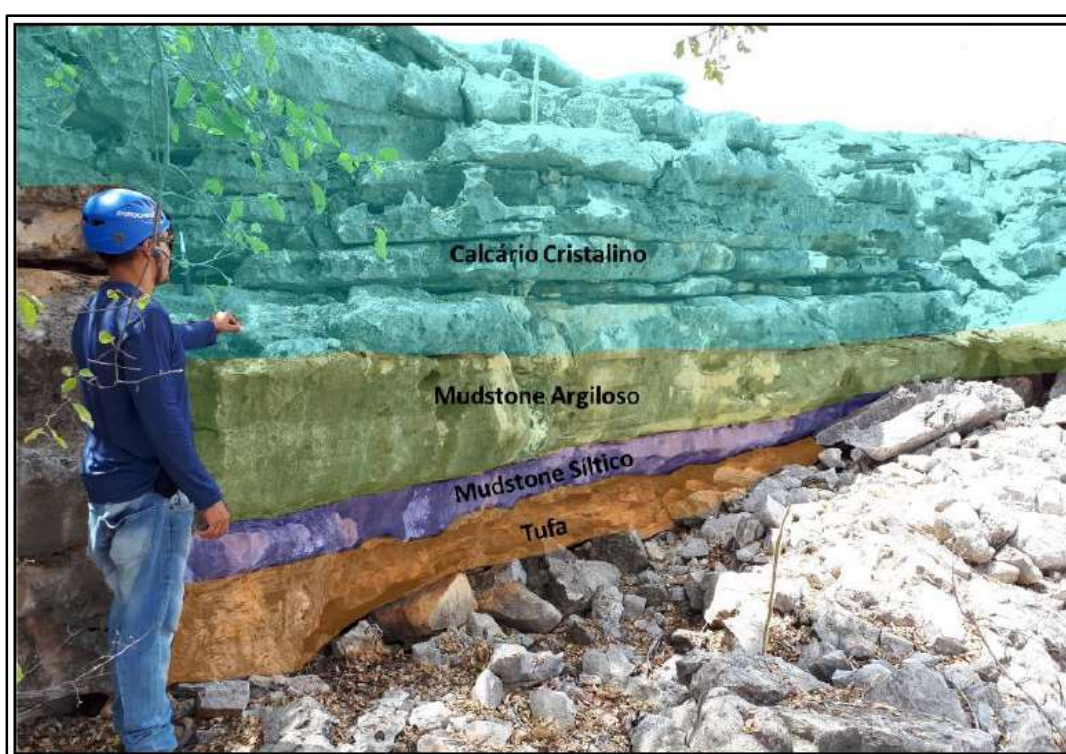


Figura 4.2 – Litofácies do Afloramento Tijubina (Quadros, 2018) [3].

Quadros (2018) [3] mapeou também os planos de acamamento onde ocorreu dissolução intensa (brechas de colapso), assim como as feições cársticas associadas às discontinuidades horizontais do Afloramento Tijubina, como mostrado nas Figuras 4.3 e 4.4.

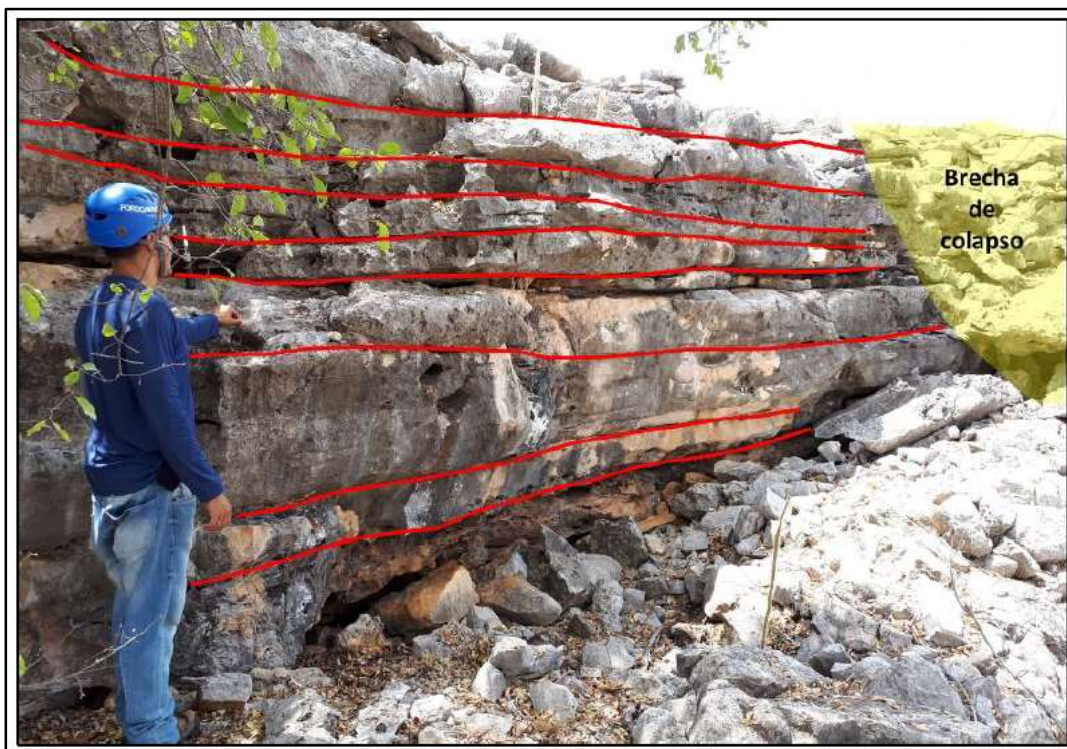


Figura 4.3 - Brechas de colapso (em amarelo) e planos de dissolução, em vermelho (Quadros, 2018) [3].

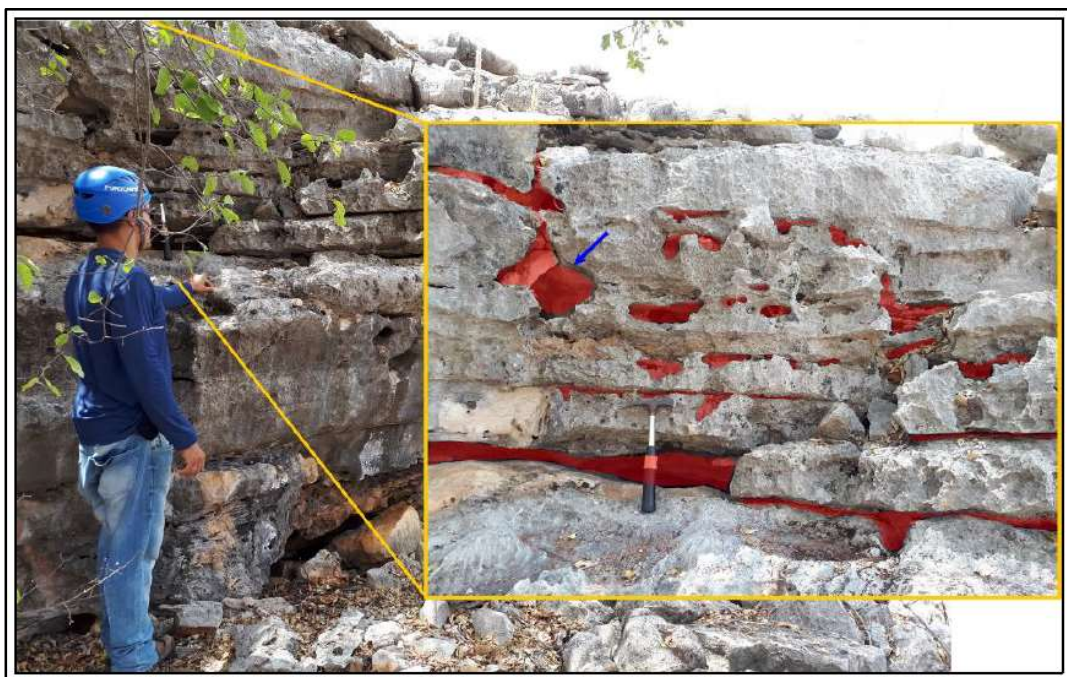


Figura 4.4 – Feições cársticas destacadas em vermelho (Quadros, 2018) [3].

O Lajedo Arapuá (Figura 4.5) possui dimensões compatíveis com uma célula do modelo de simulação típico dos campos do Pré-Sal, 200 x 200 m.

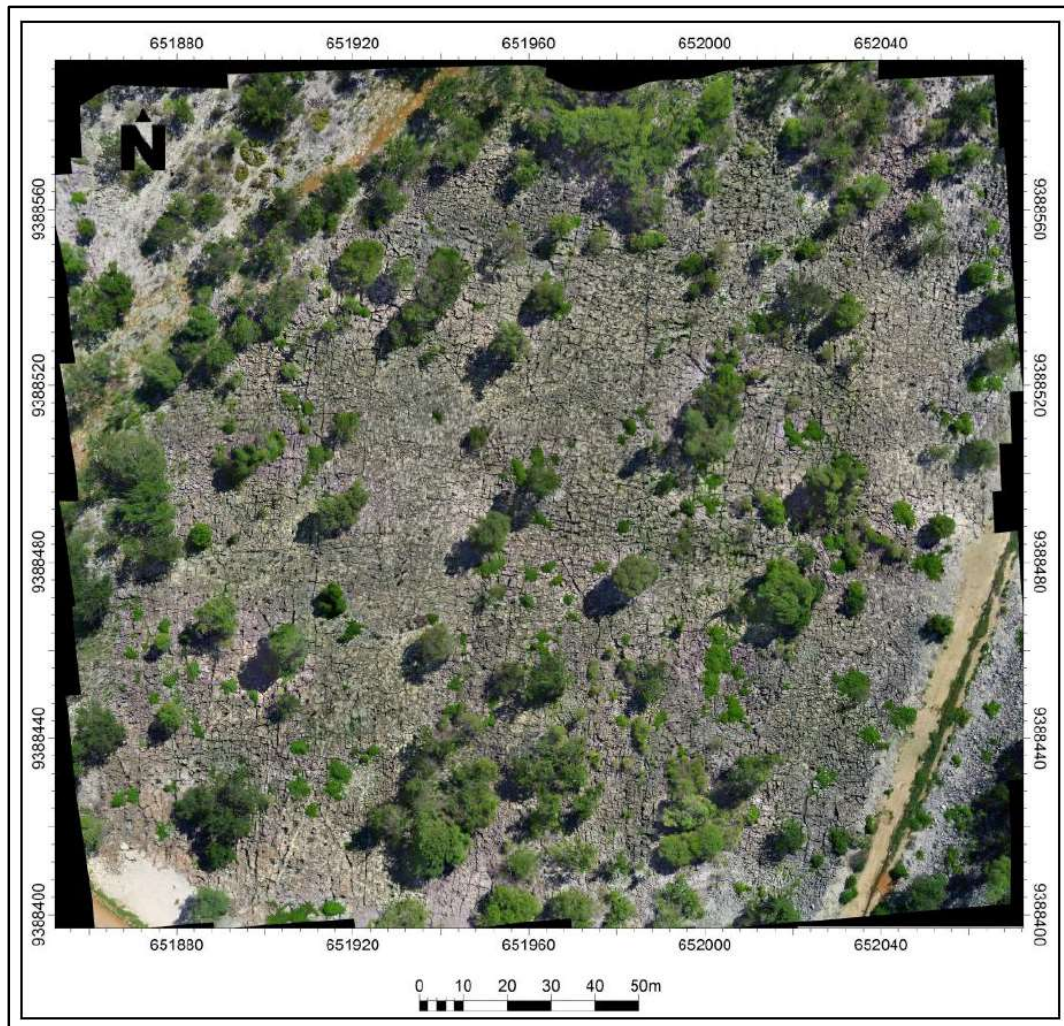


Figura 4.5 – Lajedo Arapuá (Quadros, 2018) [3].

O Afloramento Tijubina e o Lajedo Arapuá distam cerca de 380 m (Figura 4.6).

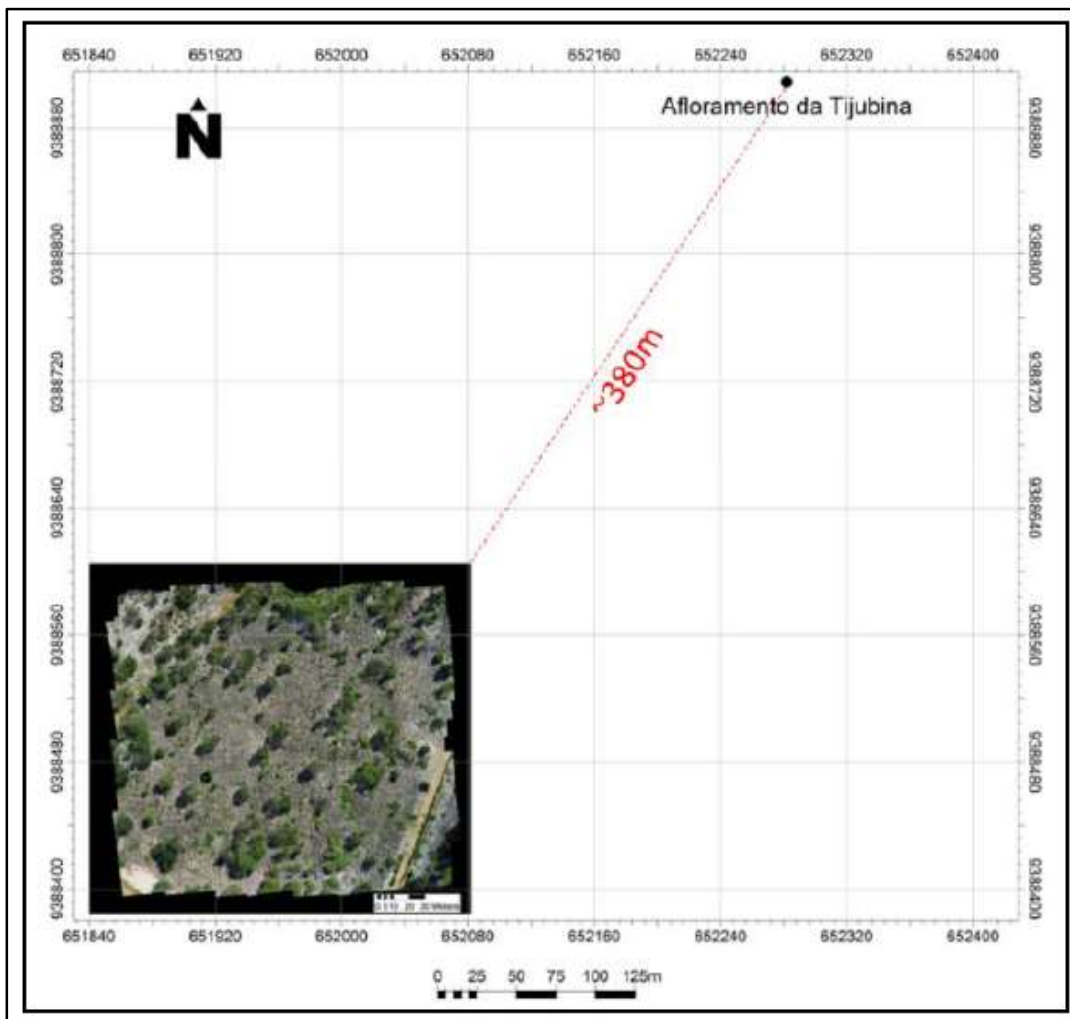


Figura 4.6 – Distância entre o Lajedo Arapuá e o Afloramento Tijubina (Quadros, 2018) [3].

A Figura 4.7 ilustra de forma simplificada o fluxograma utilizado por Quadros (2018) [3] para a construção do modelo de geológico 3D: fácies deposicionais (Afloramento Tijubina) para popular a matriz rochosa, interpretação das discontinuidades (Lajedo Arapuá) para definição do modelo de fraturas e do modelo 3D de dissolução cárstica epigênica e hipogênica.

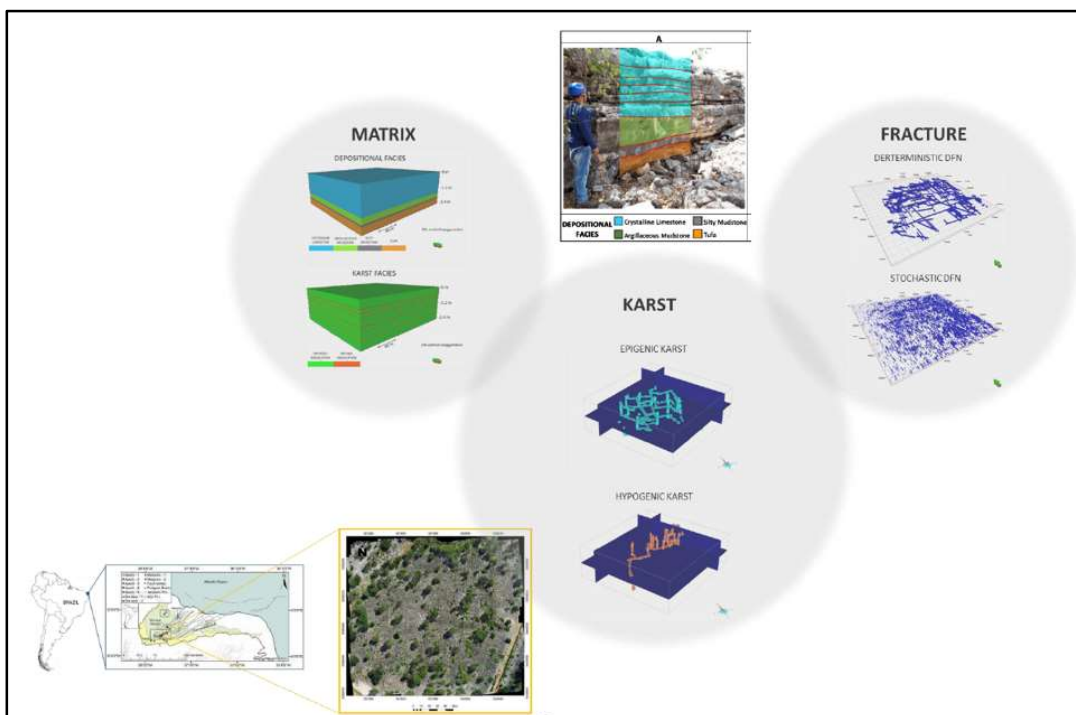


Figura 4.7 – Fluxograma da construção do modelo geológico 3D (Machado *et al.*, 2019) [54].

4.2 Modelo de Escoamento

O modelo de escoamento foi desenvolvido por Machado *et al.* (2019 [54]; 2020 [2]) a partir do modelo geológico do Lajedo Arapuá e Afloramento Tijubina construído por Quadros (2018) [3].

Neste modelo 101k, abordagem que representa matriz (rocha intacta) e carstificação vugular no mesmo *grid*, foram criadas regiões específicas para representar as feições cársticas. Nestas regiões (em vermelho na Figura 4.8) foram variadas as propriedades permoporosas, assim como a curva de permeabilidade relativa e a compressibilidade do meio poroso.

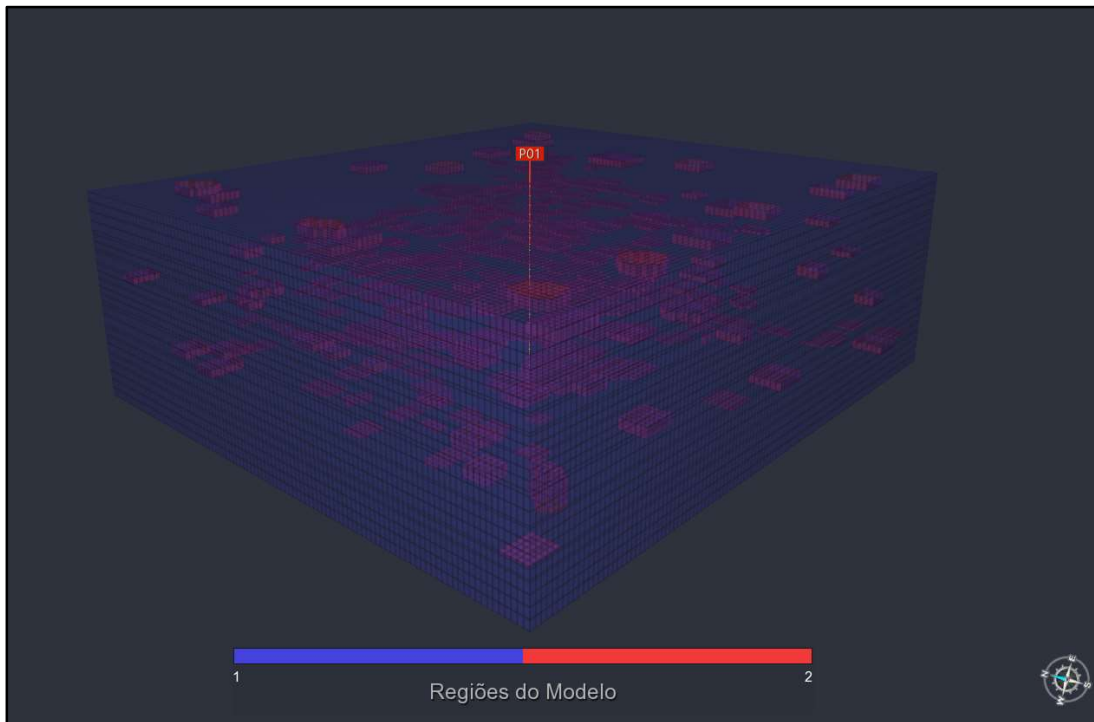


Figura 4.8 – Regiões do modelo com poço ao centro: matriz rochosa (azul) e feições cársticas (vermelho).

Para este estudo foram adotadas as seguintes premissas:

- Simulador: Computer Modelling Group (CMG [55]) – IMEX v2020.23; (comercial)
- Tipo de simulador: *BlackOil*;
- Método Numérico: Diferenças Finitas;
- Pós processamento: GERESIM v4.8.5;
- Discretização (ijk): 116 x 103 x 30
- Abordagem 1Ø1k (matriz + carste);
- Dimensão das células: ~ 2 x 2 x 0,1 m;
- Total de células ativas: 358440;
- Pressão original do reservatório: 600 kgf/cm²;
- Tempo de produção: 5875 dias;
- Estratégia de produção: Depleção;
- Curva de permeabilidade relativa matriz: aproximação de Corey com expoentes $n_w = n_o = 2$, água e óleo respectivamente;
- Curva de permeabilidade relativa região com carste: formato “X”;
- Sem considerar a Pressão Capilar;
- Porosidade da matriz: 0,05;

- Permeabilidade areal da matriz: 10 mD;
- Permeabilidade vertical da matriz: 1 mD;
- Compressibilidade da matriz: $2,94 \times 10^{-5}$ 1/kgf/cm²
- Porosidade inicial da região com carste: variável;
- Permeabilidade da região com carste (ij): 50.000 mD;
- Permeabilidade da região com carste (k): 5.000 mD;
- Compressibilidade da região com carste: variável em função da porosidade;
- Número de poços produtores: 1 (um);
- Tipo de poço: vertical.

A Figura 4.9 representa o topo do reservatório, sendo destacada posição do poço produtor, representado pelo poço P01 completado (aberto para a produção) em toda a extensão.

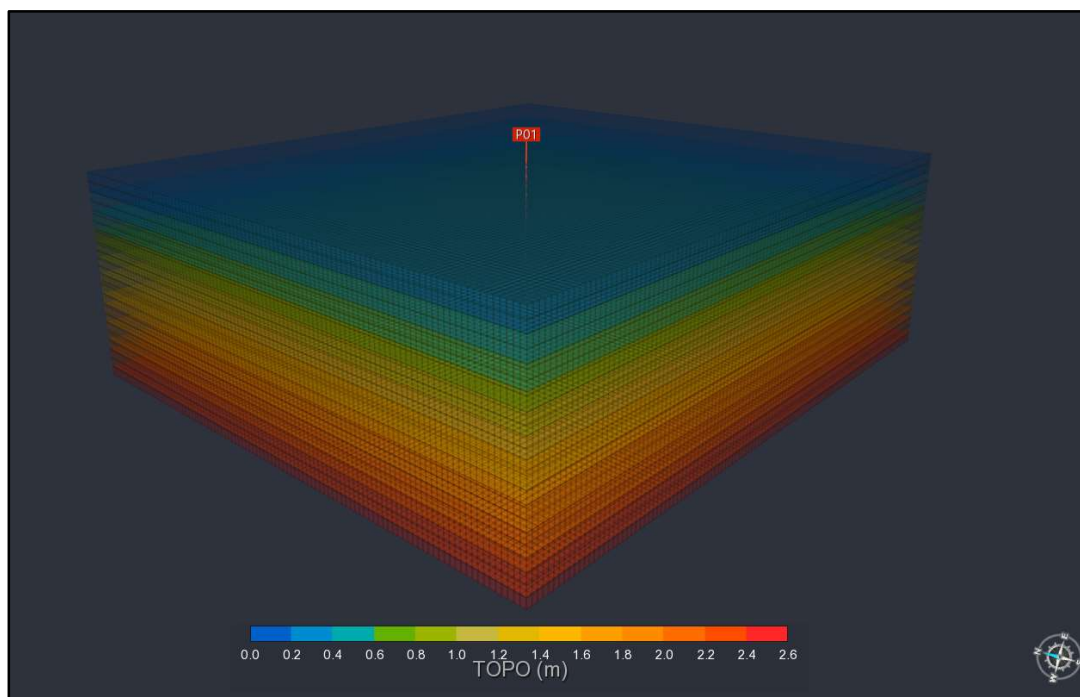


Figura 4.9 – Topo do reservatório.

Os efeitos geomecânicos serão acoplados ao *software* IMEX, simulador comercial *black-oil* desenvolvido pela CMG (*Computer Modelling Group Ltd.*), através da inclusão de tabelas de modificadores de porosidade e permeabilidade em

função das variações de pressão de poros (pressão de reservatórios). Desta forma será possível avaliar o impacto destes parâmetros nas curvas de previsão de produção ao longo do tempo em um campo sob o mecanismo de produção por depleção, que embora não seja o método de recuperação a ser empregado nos campos do Pré-Sal, pode representar casos drásticos, como por exemplo: regiões confinadas, com deficiência de aporte de pressão, ou situações de interrupção de injeção, ressaltando o impacto da depleção nas características do reservatório.

4.3 Estimativa da Compressibilidade de Carste

Apesar de Dobrynin (1970) recomendar considerar a compressibilidade de *vugs* e carste de forma separada da compressibilidade da fratura, a estimativa das compressibilidades da matriz rochosa e do sistema fraturado não fizeram parte do escopo desta dissertação.

Como optou-se por uma abordagem 1 ϕ 1k na construção do modelo, de forma a eliminar um possível efeito da compressibilidade das fraturas nas análises, considerou-se que as fraturas de pequenas dimensões presentes no modelo geológico estariam incorporadas no sistema de matriz.

Para a estimativa da compressibilidade das feições cársticas foi utilizada a metodologia proposta por Dobrynin (1970) que substitui a eq. (3.18), que relaciona a compressibilidade do meio equivalente com a fração das feições cársticas e a compressibilidade da matriz rochosa, na eq. (3.6).

As principais premissas adotadas por Dobrynin (1970) foram:

- o fluido que preenche os carste (água);
- e a ordem de grandeza da compressibilidade da água ser cerca de 20 (vinte) vezes maior que a compressibilidade da matriz rochosa.

Tais premissas podem não ser válidas para muitos dos campos que produzem da chamada camada Pré-Sal brasileira, sobretudo em reservatórios preenchidos com óleo, uma vez que a razão entre a compressibilidade do fluido e a compressibilidade da matriz, em geral, é menor que 20. Alguns valores típicos das compressibilidades de fluidos (em condição de reservatório) e da matriz rochosa são:

- compressibilidade isotérmica do óleo: $20 \times 10^{-5} \text{ 1/kgf/cm}^2$;
- compressibilidade da matriz rochosa: $3 \times 10^{-5} \text{ 1/kgf/cm}^2$;
- compressibilidade da água de formação: $5 \times 10^{-5} \text{ 1/kgf/cm}^2$;

É sempre recomendado utilizar dados do próprio campo em estudo, seja para qual for a propriedade. No caso específico da compressibilidade dos fluidos, em geral, obtém-se a partir de amostras do fluido levadas ao laboratório para análise PVT (Pressão Volume e Temperatura). Na ausência de dados de medição da compressibilidade isotérmica do óleo em laboratório, utilizam-se dados de campos análogos e/ou correlações.

No estudo de caso apresentado no trabalho de Dobrynin (1970) a razão adotada como premissa entre as compressibilidades do fluido e da matriz rochosa é $cp_f/cp_m \gg 10$. Como há dezenas de campos que produzem no Pré-Sal com contextos geológicos diferentes, consequentemente características permoporosas, estado de tensões, pressão de poros e principalmente fluidos também diversos, em muitos campos esta razão não é válida. Alguns campos importantes do Pré-Sal apresentam razão $5 \leq cp_f/cp_m \leq 10$.

Dada a heterogeneidade dos campos do Pré-Sal, torna-se necessária uma análise de sensibilidade da compressibilidade das feições cársticas em função da razão cp_f/cp_m .

Reescrevendo a eq. (3.6), que estabelece a relação entre o módulo volumétrico equivalente e o módulo volumétrico do fluido que preenche as inclusões (feições cársticas) para altas concentrações de inclusões, em termos das compressibilidades, teremos:

$$\frac{cp_f}{cp_e} = 1 + \frac{\left(\frac{cp_f}{cp_m} - 1\right) \left[2(1 - 2v_m) + (1 + v_m) \frac{cp_m}{cp_f} \right]}{3(1 - v_m)} f_k \quad (4.1)$$

Substituindo a eq. (3.13) na eq. (4.1) é possível estabelecer a relação da compressibilidade das feições cársticas em função da porosidade e da razão entre a compressibilidade do fluido e da matriz rochosa, como segue:

$$cp_k = \frac{1}{f_k} \left\{ \frac{cp_f}{1 + \left[\frac{\left(\frac{cp_f}{cp_m} - 1 \right) \left[2(1-2v_m) + (1+v_m) \frac{cp_m}{cp_f} \right]}{3(1-v_m)} \right] f_k} - (1 - f_k) cp_m \right\} \quad (4.2)$$

Vale ressaltar que, como demonstrado no Capítulo 3, que fração e a porosidade das feições cársticas estão relacionadas pela equação 4.3 (3.17).

$$\phi_k = \phi_{f_k} \quad (4.3)$$

Variando a porosidade das feições cársticas e mantendo o coeficiente de Poisson da matriz rochosa constante, será possível avaliar em qual intervalo a eq. (4.2) é válida para campos do Pré-Sal.

Em resumo, para esta abordagem foram consideradas as seguintes hipóteses para a estimativa da compressibilidade do carste:

- $c_{p_m} = 2,94 \times 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{kgf}$;
- $c_{p_f} / c_{p_m} \rightarrow$ variando entre 1 e 1000, como segue:
1, 2, 5, 10, 50, 100, 250, 500 e 1000.
- $v_m = 0,25$
- $0,1 \leq \phi_k \leq 0,40$;

Com os valores estimados da compressibilidade do carste serão construídas as tabelas de pseudoacoplamento.

4.4 Geração de Tabelas de Pseudoacoplamento

O uso das tabelas de pseudoacoplamento na simulação de reservatórios permite que sejam inseridas relações não lineares entre multiplicadores de porosidade, de permeabilidade (nas direções areais e vertical), de transmissibilidade e

da função de transferência matriz-fratura. No simulador IMEX, a palavra-chave CROCKTAB permite esta funcionalidade. Com o uso desta, o comportamento da rocha é reversível (um processo padrão no simulador), ou seja, a relação entre os multiplicadores de porosidade, de permeabilidade, de transmissibilidade e da função de transferência matriz-fratura *versus* pressões sempre permanece no caminho principal definido pela tabela (Manual da CMG, 2020) [55], isto é, pode mudar e retroceder ao mesmo valor inicial tanto durante a depleção (redução de pressão), quanto na injeção (repressurização), como ilustrado na Figura 4.10.

Uma forma de representar o comportamento irreversível é utilizar as palavras-chave CROCKTABH e CIRREVERS; a primeira considera os efeitos da histerese, onde, enquanto a pressão diminui o comportamento dos multiplicadores segue o caminho principal (sem histerese), por outro lado quando a pressão aumenta no caminho principal, um ponto de repressurização é definido, caracterizando este comportamento (Manual da CMG, 2020) [55]. Os efeitos de histerese não fizeram parte do escopo deste trabalho. plástico.

Já a palavra-chave CIRREVERS representa o comportamento irreversível (plástico), ou seja, quando a pressão aumenta no caminho principal, um ponto de repressurização é definido. Neste caso, o comportamento do multiplicador *versus* pressão não é mais definido pelo caminho principal, mas pelo caminho de repressurização onde os multiplicadores são mantidos constantes com a pressão.

A Figura 4.10 ilustra de forma esquemática os comportamentos reversíveis (elástico), que ocorrem seguindo a trajetória principal, e irreversíveis (plástico) dos multiplicadores em função da poropressão.

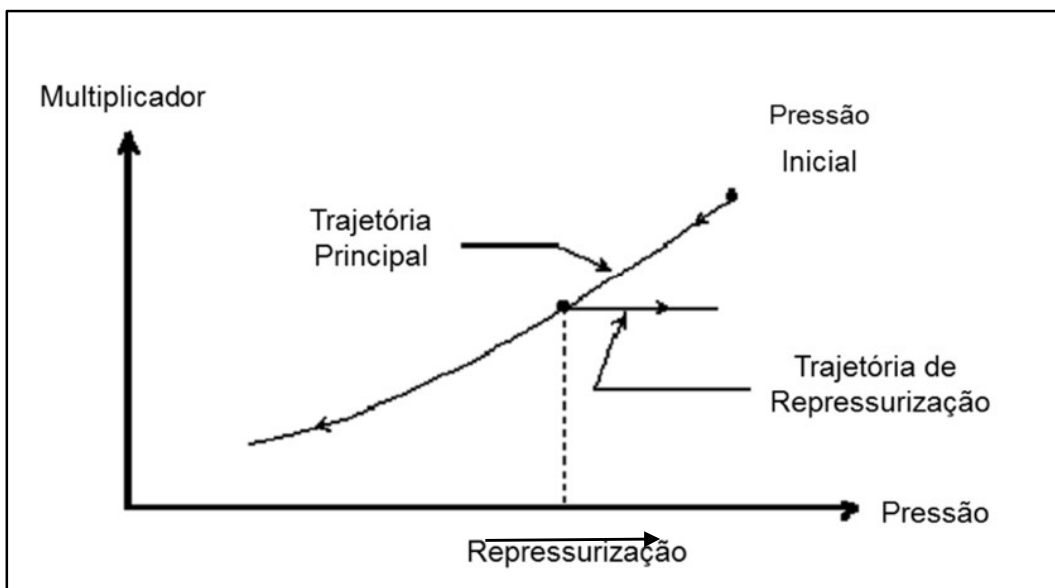


Figura 4.10 – Comportamento dos multiplicadores com a pressão nos casos de depleção (trajetória principal) e de injeção (trajetória de repressurização) (CMG, 2020 [55] *apud* Falcão, 2013 [36]).

Para levar os efeitos da variação da compressibilidade das feições cársticas, estimadas no item 4.3 deste Capítulo, à simulação de escoamento foram utilizadas tabelas de pseudoacoplamento que relacionam variação da pressão de poros, calculadas utilizando a teoria da poroelasticidade, com as variações da porosidade e permeabilidade (multiplicadores). Nestas tabelas a variação da compressibilidade é representada pela variação da porosidade. A eq. (4.4) representa o multiplicador de porosidade (razão entre porosidades) em função da tensão efetiva, explicitado a partir da definição de compressibilidade.

$$\frac{\phi(\sigma')}{\phi_k(\sigma'_i)} = [1 + cp(\sigma'_i - \sigma')] \quad (4.4)$$

Onde,

$\phi(\sigma')$ = porosidade atualizada na tensão efetiva no passo de tempo t ;

$\phi_k(\sigma'_i)$ = porosidade inicial na tensão efetiva inicial (referência);

cp = compressibilidade do carste;

σ'_i = tensão efetiva inicial;

α = coeficiente de Biot;

p_p = poropressão.

Apesar das tabelas de pseudoacoplamento terem sido geradas com a variação da tensão efetiva de forma a representar os efeitos geomecânicos, na entrada do simulador de escoamento (IMEX) é necessário relacionar a pressão de poros às variações de porosidade e permeabilidade ao invés da variação de tensão efetiva, uma vez que é mandatório no IMEX que a pressão e os multiplicadores de porosidade cresçam monotonicamente. Para esta conversão será utilizada a eq. (2.24).

Outro ponto importante a ressaltar é que no IMEX os multiplicadores (porosidade, permeabilidade, transmissibilidade e função de transferência matriz-fratura), pressão e, conseqüentemente, as compressibilidades no reservatório são determinadas usando a pesquisa nas tabelas de pseudoacoplamento e interpolação linear. A tabela deve fornecer as pressões máximas e mínimas esperadas durante todo o período de simulação. Caso alguma pressão esteja fora da faixa da tabela, a extrapolação linear é aplicada para calcular os multiplicadores nessa pressão (Manual da CMG, 2020) [55].

Em cada tabela de pseudoacoplamento a porosidade inicial do carste será variável de acordo com sua representação no *grid*. Já as propriedades permoporosas da matriz rochosa e a permeabilidade absoluta (inicial) do carste serão mantidas constantes para todo modelo.

De forma a correlacionar os multiplicadores de permeabilidade e porosidade das feições cársticas, foi utilizada a eq. (3.3), onde o parâmetro A será variado com valores, $3 \leq A \leq 59$, que englobam dados de literatura similares a alguns campos do Pré-Sal.

Para o cálculo da tensão efetiva, eq. (4.4), será utilizada uma tensão de sobrecarga ($\sigma \cong 1153 \text{ kgf/cm}^2$) e coeficiente de Biot ($\alpha = 0,75$) constantes e na mesma ordem de grandeza de alguns campos do Pré-Sal brasileiro. Já poropressão é calculada internamente pelo simulador de escoamento a partir da poropressão inicial e as condições de contorno que serão explicitadas no Capítulo 5.

Após a geração de cada tabela, os resultados serão levados ao simulador 3D de reservatórios.

4.5

Simulação de Reservatórios com Pseudoacoplamento

Os efeitos geomecânicos na simulação de reservatórios serão analisados utilizando as estimativas calculadas nos itens 4.3 e 4.4, respectivamente, compressibilidade das feições cársticas e geração das tabelas de pseudoacoplamento, levadas ao *software* comercial IMEX. Todas as simulações serão realizadas em processamento paralelo com 40 CPUs.

Inicialmente serão realizadas simulações em que os valores de compressibilidade da formação, região matriz rochosa e feições cársticas, são constantes em todo o período de simulação, metodologia usual na maioria dos simuladores comerciais de escoamento de fluidos em reservatórios de petróleo.

Além dos casos considerados padrão na indústria do petróleo mencionados acima, serão realizadas simulações utilizando tabelas de pseudoacoplamento de forma a avaliar o impacto da variação de porosidade e permeabilidade nas curvas de previsão de produção.

5 Caracterização da Compressibilidade

5.1 Cálculo da Porosidade das Feições Cársticas

Apesar dos modelos originais construídos por Quadros (2018) [3] e Machado et al (2019 [54]; 2020 [2]), geológico e de escoamento respectivamente, possuem a caracterização de feições cársticas de dissolução e de condutos horizontais, verticais e *vugs*, neste modelo foram representados somente os carste dispersos na matriz, como pode ser observado nas Figuras 5.1 e 5.2, em vermelho são as células que representam as feições cársticas e em azul as células representam a matriz rochosa.

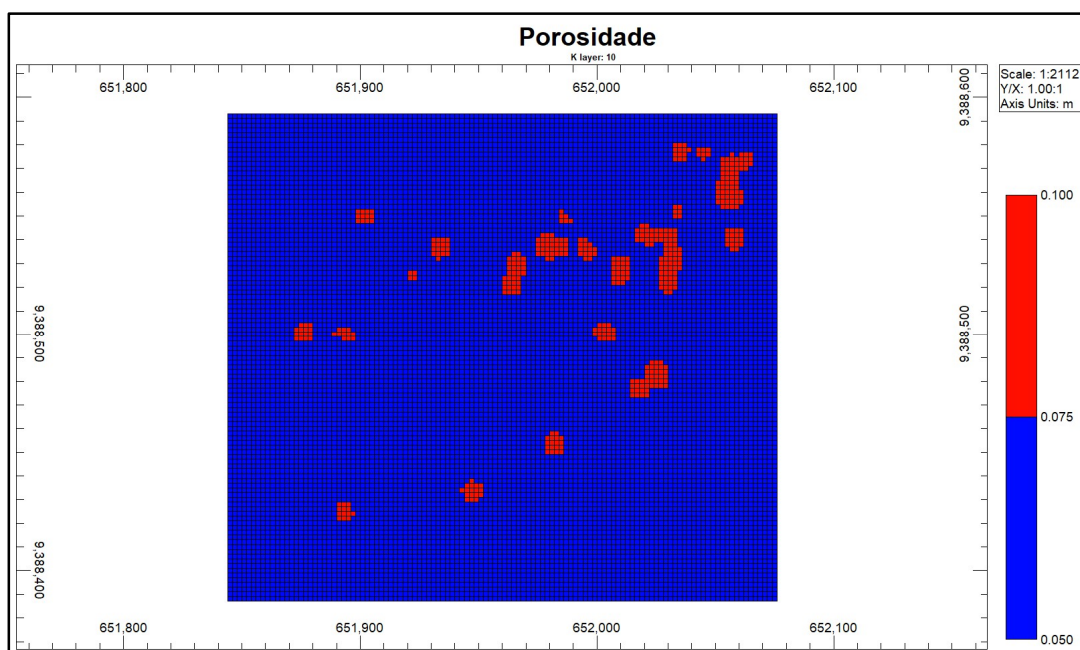


Figura 5.1-Exemplo de mapa de porosidade original do modelo geológico (seção ij- k= 10).

Para o cômputo do volume total (volume bulk) e do volume ocupado pelas diversas feições cársticas, foi utilizada a propriedade de Estatísticas do Grid no pré-processador Builder da CMG, como ilustrado nas figuras 5.2 para o volume total (V_t) e 5.3 para o volume de carste (V_{sc}). A eq. (5.1) representa o cálculo da porosidade no tempo inicial.

Total Number of Blocks:	358440
Fundamental Grid Dimensions: NI= 116 NJ= 103 NK=30	
=====	
Full Grid	
Total Number of Blocks:	358440
Number of Grids (Fundamental and Refined):	1
Number of Active Blocks:	358440
Number of NULL Blocks:	0
Number of Pinch-out Blocks:	0
Total Block Volume:	122022.5 m3
Caution: Porosity at reference - not adjusted for Pore Pressure	
Total Pore Volume:	12029.87 m3
Avg. Pore Volume per active:	0.03356173 m3
Total Pore Volume:	75665.57 bbl

Figura 5.2– Estatística de propriedades de grid do modelo - V_t (Builder, © CMG, v2020.23) [55].

Sector: CARSTE_DIFUSOS Matrix	
Total Number of Blocks:	8394
Number of Active Blocks:	8394
Number of NULL Blocks:	0
Number of Pinch-out Blocks:	0
Total Block Volume:	1871.347 m3
Caution: Porosity at reference - not adjusted for Pore Pressure	
Total Pore Volume:	14.74622 m3
Avg. Pore Volume per active:	0.001756757 m3
Total Pore Volume:	92.75091 bbl

Figura 5.3– Estatística de propriedades de grid do modelo - V_{sc} (Builder, © CMG, v2020.23) [55].

$$\phi_k = \frac{V_{sc}}{V_t} = 0,0156 \quad (5.1)$$

Onde,

V_{sc} = volume do carste vugular;

V_t = volume total (matriz + carste);

ϕ_k = porosidade média do carste (vugular) no Lajedo Arapuá;

$$V_t = 122.022,5 \text{ m}^3;$$

$$V_{sc} = 1871,4 \text{ m}^3;$$

A porosidade definida pela eq. (5.1) representa o modelo de escoamento original construído por Machado et al (2019 [54]; 2020 [2]).

De forma a representar a porosidade média das feições cársticas relevantes em campos do Pré-Sal e que sejam compatíveis com o modelo de alta concentração proposto por Hashin (1960), detalhado no Capítulo 3, foram considerada porosidades maiores. Neste estudo será considerado, para o carste, o intervalo de porosidade $0,1 \leq \phi_k \leq 0,4$. A Figura 5.4 ilustra mapa de porosidade modificado para o modelo de escoamento.

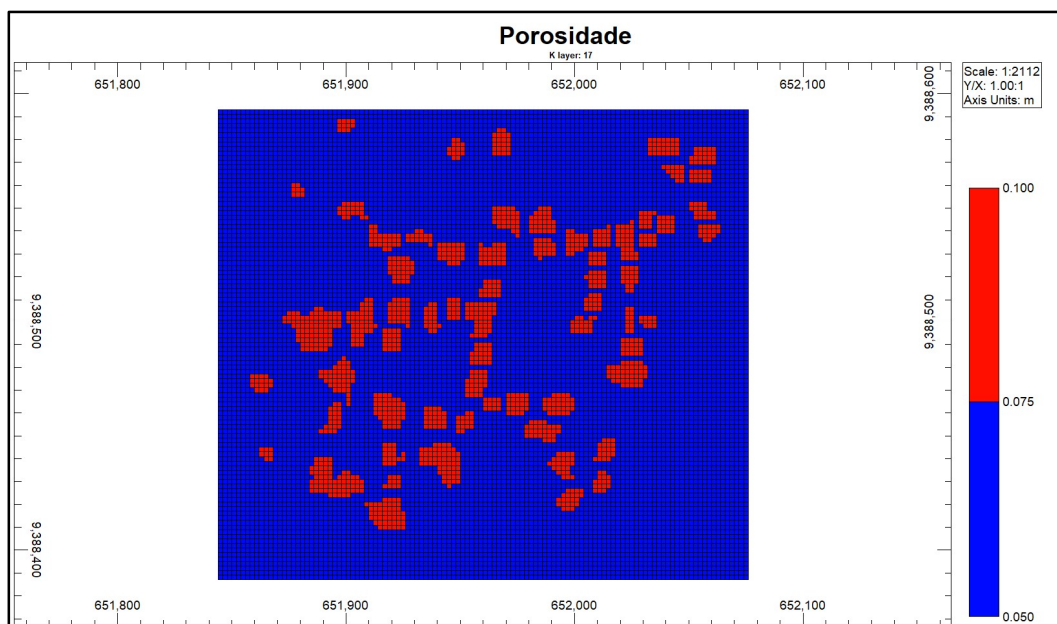


Figura 5.4-Exemplo de mapa de porosidade do modelo de escoamento (seção ij- k= 17).

5.2

Estimativa da Tensão de Sobrecarga (*Overburden*)

O overburden, definido pela eq. (5.2), foi estimado considerando a profundidade média do reservatório de 5000m e um gradiente de tensão litostática (Figura 5.5).

$$\sigma_t = g_l \times h \quad (5.2)$$

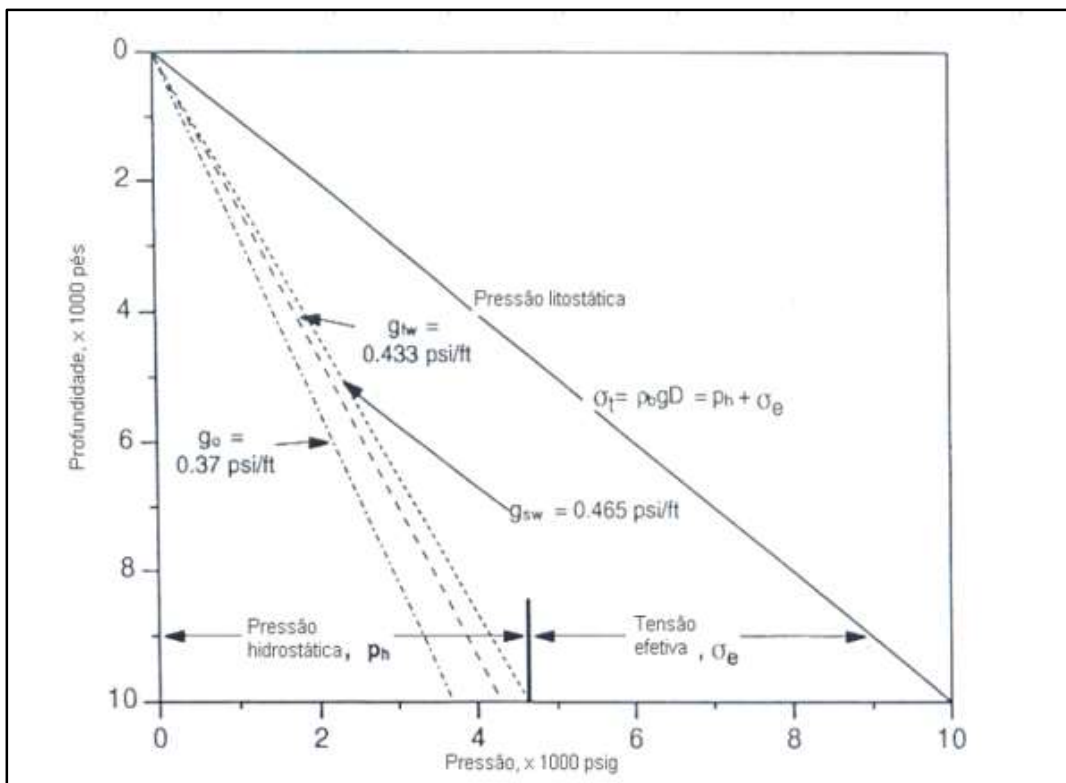


Figura 5.5 - Gradientes de pressão para óleo (g_o), água salgada (g_{sw}) e água (g_{fw}) (Poston, 1997 [56] *apud* Falcão, 2002 [57]).

Considerando o gradiente apresentado por Poston (1997) [56] como segue abaixo na eq. (5.3),

$$g_l = 1 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} = 0,231 \frac{\text{kgf}}{\text{cm}^2} \quad (5.3)$$

Onde:

σ_t = tensão total (*overburden*);

g_l = gradiente litostático;

h = profundidade média do reservatório;

Temos:

$g_l = 0,231 \text{ kgf/cm}^2$;

$h = 5000\text{m}$;

$$\sigma_t = 1153,33 \text{ kgf/cm}^2$$

5.3 Compressibilidade das Feições Cársticas

De forma a avaliar o comportamento da estimativa proposta neste estudo, que considera a compressibilidade do fluido muito maior que a matriz rochosa, como mencionado no Capítulo 4, foi realizada uma análise de sensibilidade, utilizando as equações propostas por Hashin (1960) [53].

Para a análise de sensibilidade foram adotadas as seguintes premissas:

- $0,005 \leq \phi_k \leq 0,400$;
- c_{pf} / c_{pm}
- $\nu_m = 0,25$

Para tal utilizou-se as eq. (4.2) e eq. (4.3), cujos resultados seguem na Figura 5.6, que calcula a relação entre as compressibilidades das feições cárticas, fluido e matriz rochosa em função da porosidade do carste e coeficiente de Poisson da matriz rochosa.

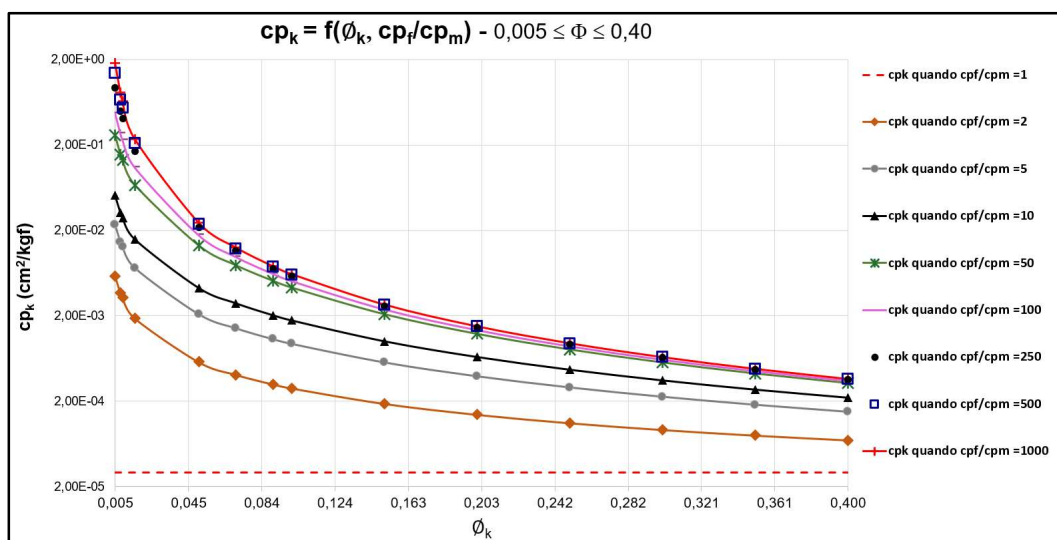


Figura 5.6 – Estimativa de cp_k utilizando Hashin (1960).

Considerando um reservatório heterogêneo típico dos campos do Pré-Sal, ou seja, com feições cárticas com porosidades variando de muito baixas a altas, $0,005 \leq \phi_k \leq 0,4$, cujas feições cárticas estão preenchidas com óleo, será avaliado a partir de qual valor a compressibilidade do fluido (c_{pf}) pode ser considerada

infinita, ou seja, a compressibilidade do fluido é muitas vezes maior que a compressibilidade da matriz, sendo a razão $cp_f/cp_m \rightarrow 0$ na eq. (4.2), como proposto por Dobrynin (1970).

A curva tracejada (horizontal) em vermelho na Figura 5.6 representa o caso em que a compressibilidade do fluido e a da matriz rochosa são iguais. Ou seja, nesta situação, independentemente da porosidade, $cp_k = cp_m$.

Quando a razão $cp_f/cp_m \geq 2$, observa-se que o comportamento geral de todas as curvas de estimativa da compressibilidade do carste é similar à compressibilidade da matriz rochosa em função da porosidade, ou seja, quanto menor a porosidade do carste, mais compressível será a feição cárstica.

Ainda na Figura 5.6, o intervalo entre as curvas preta e cinza, $5 \leq cp_f/cp_m \leq 10$, que representa a razão esperada para a maioria dos campos do Pré-Sal. Na Figura 5.7 é dado destaque a este intervalo, isto é, o trecho em verde representa os valores esperados da razão cp_f/cp_m para a maioria dos campos da camada Pré-Sal.

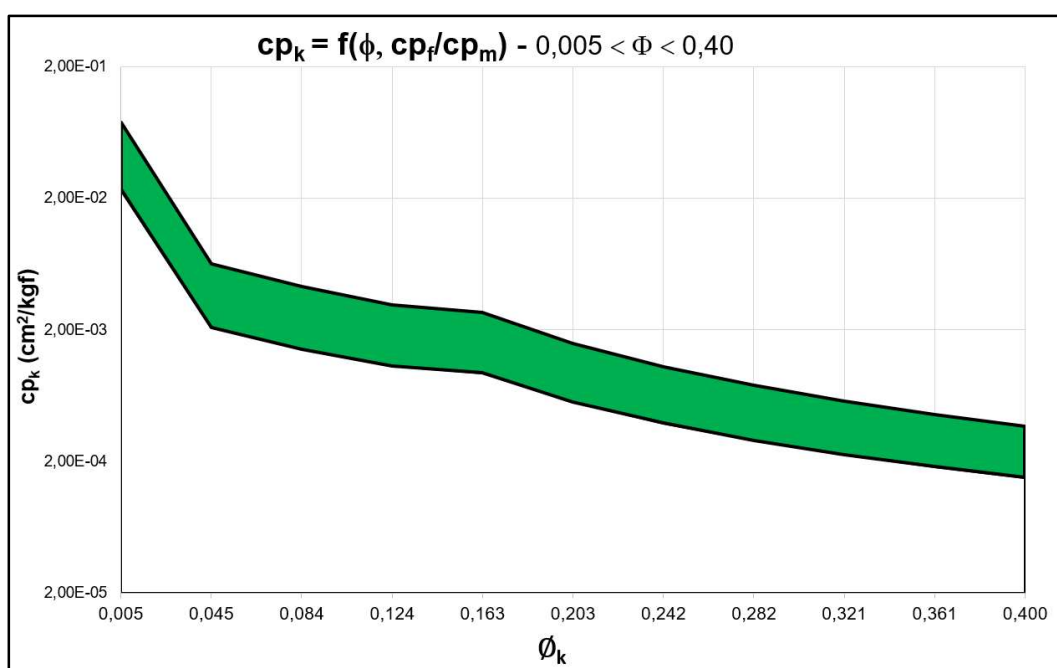


Figura 5.7– Intervalo de estimativa de cp_k , em verde, para campos do Pré-Sal.

A estimativa da compressibilidade das feições cársticas para o intervalo de campos do Pré-Sal, onde $18,38 \times 10^{-5} \leq cp_k \leq 130,13 \times 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{kgf}$ para $0,1 \leq$

$\phi_k \leq 0,4$, será utilizada para a construção das tabelas de pseudoacoplamento, item 5.4.

5.4

Tabelas de Pseudoacoplamento

As premissas adotadas para a construção das tabelas foram:

- Presença de carste e fraturas na matriz: carste difuso;
- Porosidade do carste - (ϕ_k): $0,1 \leq \phi_k \leq 0,4$
Obs.: Valores representativos para feições cársticas do Pré-Sal;
- Coeficiente de Petunin (2013) - (A):
Amostras não fraturadas: 3 e 14;
Amostras naturalmente fraturadas: 34;
- Coeficiente de Biot - (α): 0,75;
- Compressibilidade da matriz - (cp_m): $2,94 \times 10^{-5}$ 1/kgf/cm²;
- Compressibilidade dos carste - (cp_k):
 $130,13 \times 10^{-5} \leq cp_k \leq 18,38 \times 10^{-5}$ 1/kgf/cm²;
- Gradiente de pressão litostática: 0,010197 kgf/cm²/m;
- *Overburden*: 1153,33 kgf/cm²
Obs.: Tensão de sobrecarga no topo do reservatório;
- Pressão inicial do reservatório: 600 kgf/cm²;

A Figura 5.8 é um exemplo de Tabela de Pseudoacoplamento na entrada do arquivo de simulação considerando o processo reversível para a permeabilidade. Já a Figura 5.9 representa, como a palavra-chave CIRREVERS, o processo irreversível (plástico).

```
*CROCKTYPE 2 ** carste
*CROCKTAB      ** data table for main path. n = 3 ; tabela gerada com cpc = 130,13E-5; Sv =1153kgf/cm²; biot=0,75; phie=0,10; k=500.
** Tabela gerada em função da tensão efetiva
** press      por.mult      pern.mult (hor)
15      0.4290679783      0.07899112731
25      0.4388275000      0.08450482507
50      0.4632263043      0.09939845606
75      0.4876251087      0.11594664336
100     0.5120239130      0.13423653486
135     0.5461822391      0.16293437561
175     0.5852203261      0.20042791349
200     0.6096191304      0.22655610071
275     0.6828155435      0.31835391589
375     0.7804107609      0.47530211562
400     0.8048095652      0.52128999307
600     1.0000000000      1.00000000000
720     1.1171142609      1.39409634284
839     1.2332525696      1.87566850918
960     1.3513427826      2.46772396875
1082    1.4704089478      3.17917482366
```

Figura 5.8– Tabela de Pseudoacoplamento – processo reversível.

```

**CROCKTYPE 2 ** carste
**CROCKTAB ** data table for main path. A = 14 ; tabela gerada com cpc = 18,38E-5; Sv =1153kgf/cm²; biot=0,75; phie=0,40; k=500.
**CIRREVERS
** Tabela gerada em função da tensão efetiva
** press      por.mult      perm.mult (hor)
15      0.9193388671      0.30807658940
25      0.9207176899      0.31460876903
50      0.9241647468      0.33150613554
75      0.9276118038      0.34924301529
100     0.9310588608      0.36785776354
135     0.9358847405      0.39546962035
175     0.9414000316      0.42937714105
200     0.9440470886      0.45191984086
275     0.9551882595      0.52631489484
375     0.9689764873      0.64325821838
400     0.9724295443      0.67408641796
600     1.0000000000      1.00000000000
720     1.0165458734      1.25828130486
839     1.0329508446      1.57446476917
960     1.0496376203      1.97038653557
1082    1.0664592582      2.46161292453

```

Figura 5.9– Tabela de Pseudoacoplamento – processo irreversível.

Especificamente para a porosidade de $\phi_k = 0,1$, seguem abaixo as premissas adotadas:

- Porosidade do carste: $\phi_k = 0,1$;
- Compressibilidade dos carste – (c_{pk}): $130,13 \times 10^{-5} \text{ 1/kgf/cm}^2$;
- Tensão de sobrecarga: $1153,33 \text{ kgf/cm}^2$;
- Pressão inicial do reservatório: 600 kgf/cm^2 ;
- Coeficiente de Biot – (α) : $0,75$;
- Coeficiente de Petunin (2013) - (A):

Amostras não fraturadas: 3 a 23;

Amostras fraturadas naturalmente: 34 a 59;

A Tabela ilustra a conversão da poropressão em tensão efetiva utilizando a eq. (2.17).

σ' (kgf/cm ²)	p_p (kgf/cm ²)	(ϕ/ϕ_0)
1152,6	1,0335	
1142,1	15,0000	0,4291
1134,6	25,0000	0,4388
1115,8	50,0000	0,4632
1097,1	75,0000	0,4876
1078,3	100,0000	0,5120
1052,1	135,0000	0,5462
1022,1	175,0000	0,5852
1003,3	200,0000	0,6096
947,1	275,0000	0,6828
872,1	375,0000	0,7804
853,3	400,0000	0,8048
703,3	600,0000	1,0000
613,3	720,0000	1,1171
524,1	839,0000	1,2333
433,3	960,0000	1,3513

Figura 5.10 - Exemplo da relação entre a tensão efetiva e poropressão gerada utilizando a eq. (2.17) e multiplicador de porosidade para $\phi_k = 0,1$.

A Figura 5.11 representa a variação da porosidade (multiplicador) em função da poropressão e da tensão efetiva para a porosidade de 0,1 para as feições cársticas.

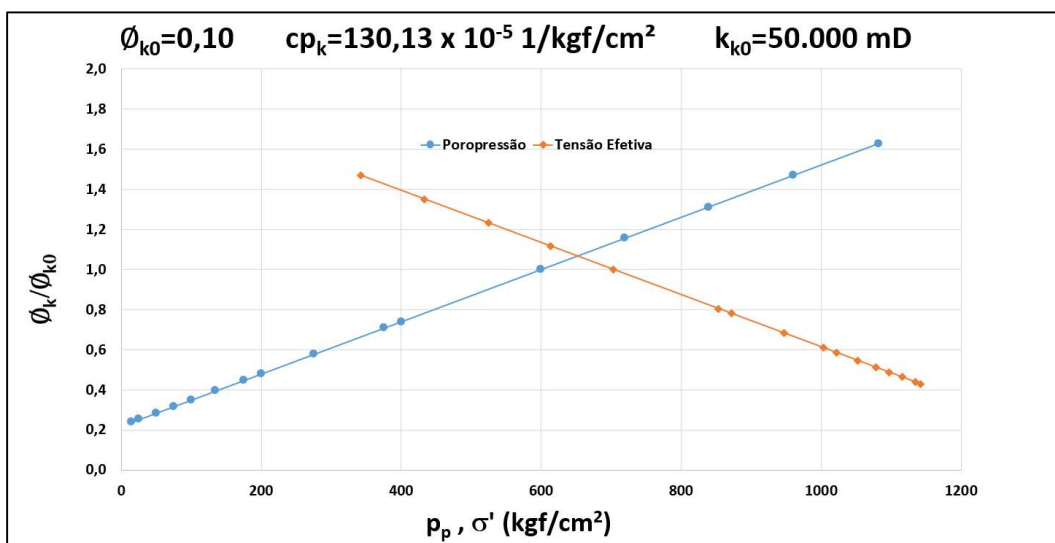


Figura 5.11– Multiplicador de porosidade vs Tensão Efetiva e Poropressão para $\phi_k = 0,1$.

A relação dos multiplicadores de permeabilidade com a variação da tensão efetiva para valores de $3 \leq A \leq 59$ é representada na Figura 5.12.

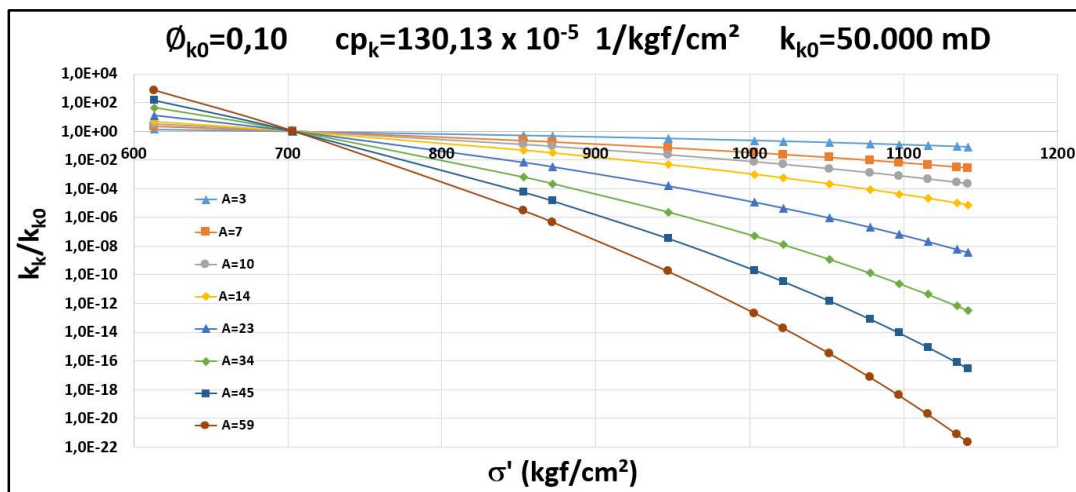


Figura 5.12– Variação dos multiplicadores de permeabilidade em função da tensão efetiva para $\phi_k = 0,10$.

É possível observar nas Figuras 5.11 e 5.12 que os multiplicadores de porosidade são menos sensíveis às variações de tensões efetiva que os multiplicadores de permeabilidade aplicada igualmente para as 3 (três) direções. A diferença entre os multiplicadores das duas propriedades chega a várias ordens de grandeza. Na Figura 5.12 também pode ser constatado que quanto maior o valor de A , menores são os multiplicadores de permeabilidade.

Para a porosidade de $\phi_k = 0,20$, as premissas adotadas foram:

- Porosidade do carste: $\phi_k = 0,2$;
- Compressibilidade dos carste – (cp_k): $51,42 \times 10^{-5} \text{ 1/kgf/cm}^2$;

Analogamente, a Figura 5.13 representa a variação da porosidade (multiplicador) em função da poropressão e da tensão efetiva para a porosidade de 0,2 para as feições cársticas.

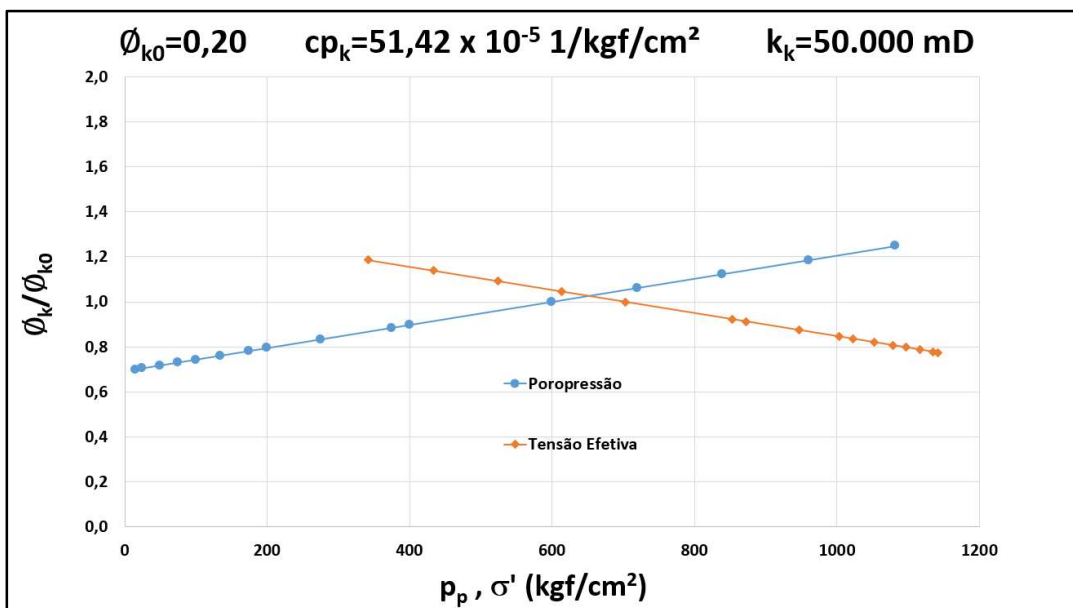


Figura 5.13– Multiplicador de porosidade vs Tensão Efetiva e Poropressão para $\phi_k=0,2$.

Os multiplicadores de permeabilidade calculados para a porosidade $\phi_k=0,2$, para cada valor de A, são apresentados nos gráficos da Figura 5.14.

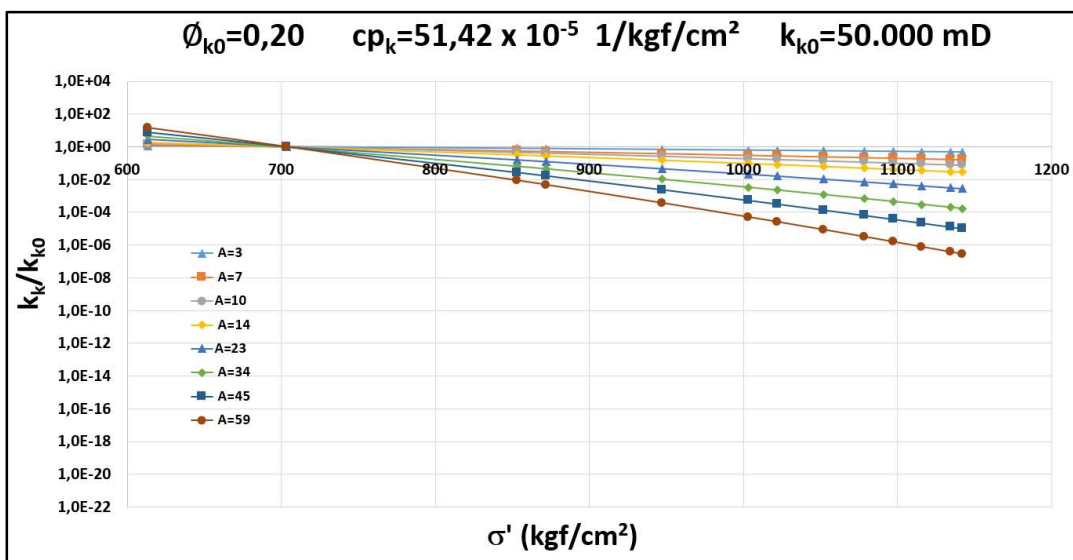


Figura 5.14– Variação dos multiplicadores de permeabilidade em função da tensão efetiva para $\phi_k=0,2$.

Seguindo as análises para a geração das tabelas de pseudoacoplamento, para a porosidade de $\phi_k=0,40$, as premissas adotadas foram:

- Porosidade do carste: $\phi_k=0,4$;
- Compressibilidade dos carste – (cp_k): $51,42 \times 10^{-5} \text{ 1/kgf/cm}^2$;

Os multiplicadores de porosidade e permeabilidade para a porosidade de $\phi_k = 0,4$ são apresentados nas Figuras 5.15 e 5.16 respectivamente.

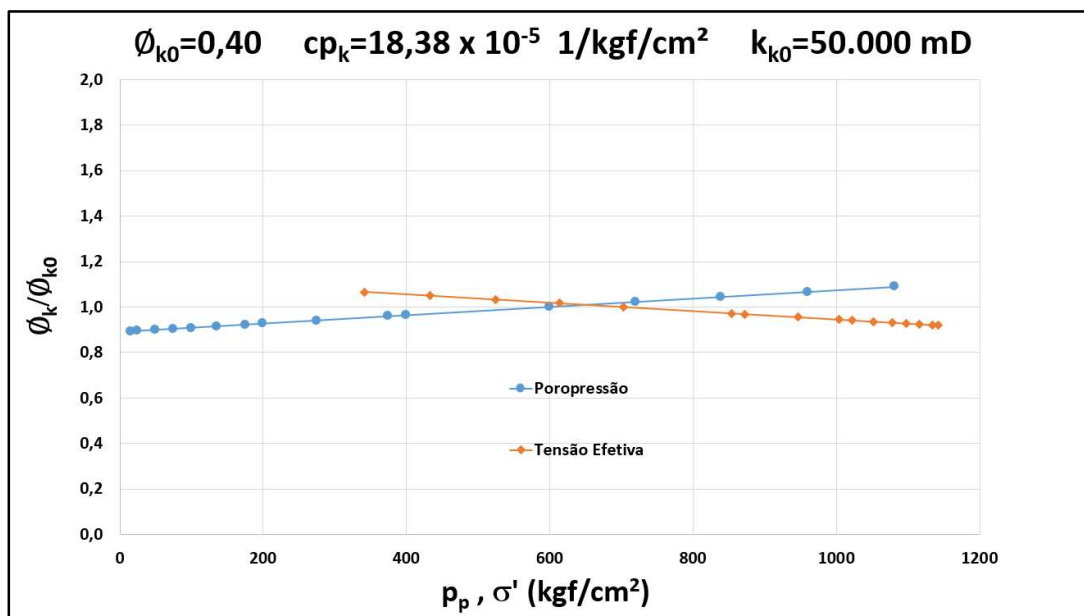


Figura 5.15- Multiplicador de porosidade vs tensão efetiva e poropressão para $\phi_k = 0,4$.

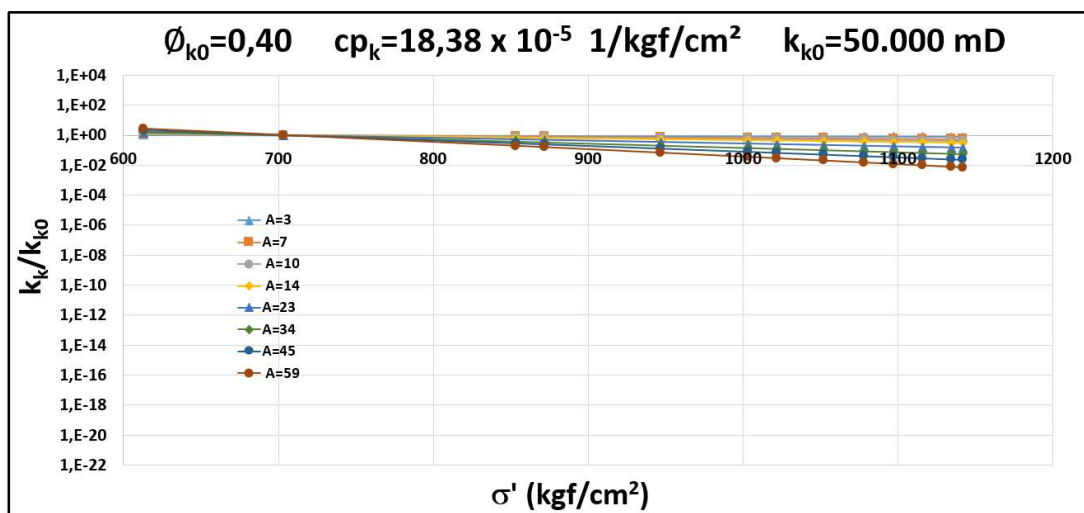


Figura 5.16 – Variação dos multiplicadores de permeabilidade em função da tensão efetiva para $\phi_k = 0,40$.

6 Resultados

As simulações foram realizadas utilizando o simulador comercial IMEX da CMG ©, versão 2020.23, com as seguintes premissas:

- Fluido: Pítuba adaptado, detalhado na Figura 6.1 (Banco de dados da PETROBRAS via projeto UNISIM-I, [59])

```

** *****
** FLUIDO
** *****
*MODEL  *BLACKOIL
*TRES    100.0

*PUT *BG 1
**      P      Rs      Bo      Eg      Vis0      VisG      co
**      (kg/cm2) (sm3/sm3) (rm3/sm3) (sm3/rm3) (cP)      (cP)      (cm2/kg)
**
1.030   0.0000   1.060000   0.63700000   5.380000   0.010300   0.000181021
41.030   30.7400   1.197000   0.03185000   3.180000   0.017000   0.000161395
81.030   48.9300   1.245000   0.01554000   2.650000   0.020500   0.000155744
121.030  65.9800   1.288000   0.01013000   2.290000   0.024000   0.000150249
161.030  83.8400   1.331000   0.00745000   2.000000   0.024300   0.000143348
201.100  102.5000   1.378000   0.00602000   1.770000   0.024500   0.000141559
248.030  126.5000   1.439000   0.00504000   1.570000   0.025000   0.00013442
261.030  133.0000   1.448000   0.00400000   1.450000   0.025100   0.000130947
301.030  153.0300   1.494000   0.00350000   1.320000   0.025200   0.000128829
341.030  174.0600   1.556000   0.00310000   1.220000   0.025300   0.000126055
361.030  184.0900   1.582000   0.00290000   1.160000   0.025400   0.000123094
700.030  254.0900   1.728000   0.00210000   0.800000   0.025800   0.000111577

** Oil and gas phase properties
** -----
*DENSITY *OIL      866
*DENSITY *GAS      0.745122
**CO      0.0
**CUO      0.0

** Water phase properties
** -----
*REFPW      322.00
*DENSITY *WATER    1010.0000
*BWI      1.0
*CW      0.0
*UWI      0.600
*CUW      0.0000E+00
**
*PTYPE CON 1

```

Figura 6.1– Curva PVT (Pressão-Volume-Temperatura) do Fluido utilizado.

- Modelo 101k;

- Configuração de produção: somente um poço no centro do reservatório;
- Vazão produção: $0,1 \text{ m}^3/\text{d}$;
- Estratégia de produção: depleção recriada através de um poço produtor com controle de BHP mínimo (Bottom Hole Pressure) – pressão mínima de fundo do poço: $1,033 \text{ kgf/cm}^2$;
- Porosidade matriz - (ϕ_m): 0,05;
- Presença de carste na matriz: sim, *vugs*;
- Porosidade do carste - (ϕ_k): 0,1; 0,2 e 0,4;
- Curvas de permeabilidade relativa (fluxo em duas fases) onde:
 S_w = Saturação de água;
 K_{rw} = permeabilidade relativa à água;
 K_{row} = permeabilidade relativa óleo-água;
 K_{rg} = permeabilidade relativa ao gás;
 K_{rog} = permeabilidade relativa óleo-gás;
 S_l = Saturação de líquido;

⇒ Região de matriz, Figuras 6.2 e 6.3.

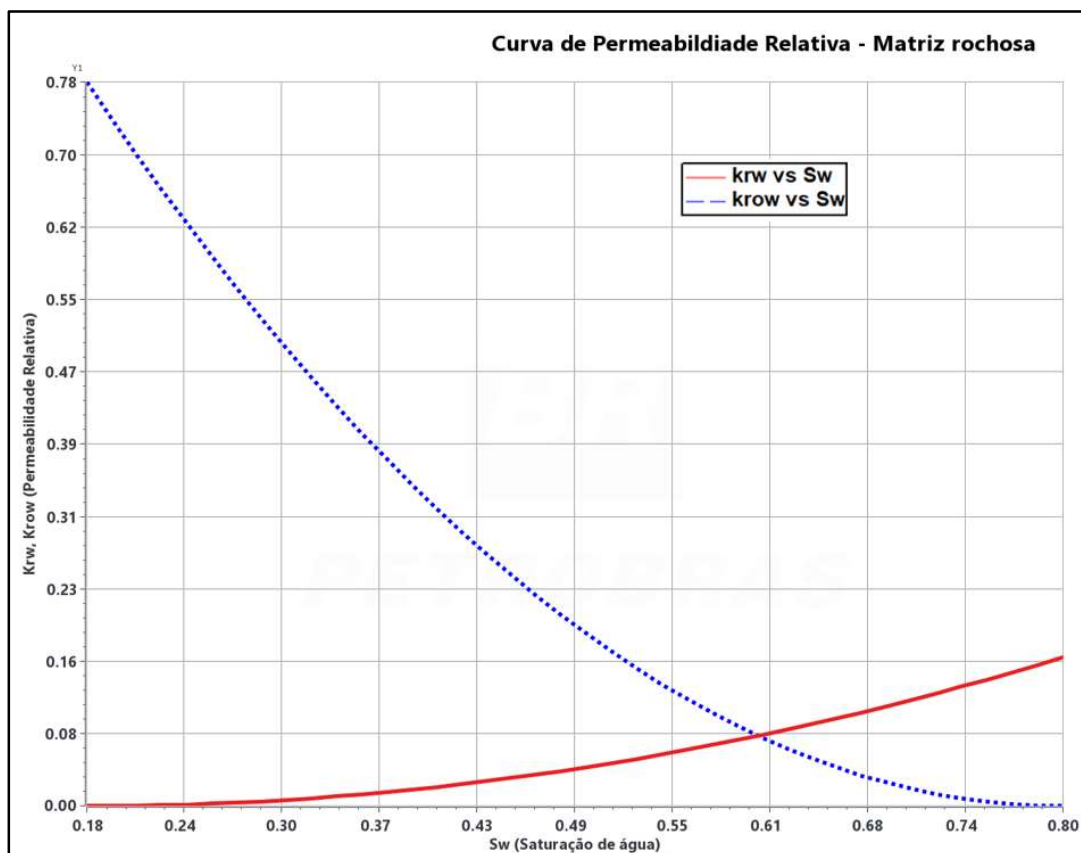


Figura 6.2– Curva de permeabilidade relativa (óleo-água) para matriz rochosa.

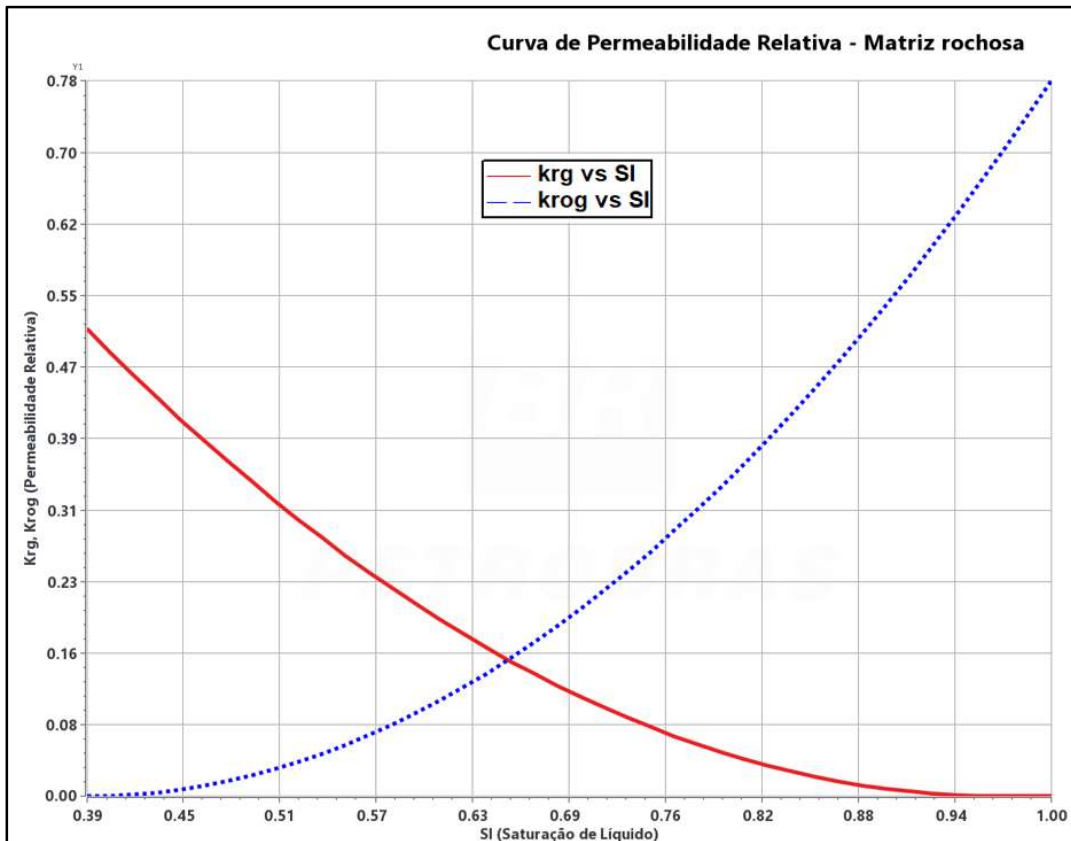


Figura 6.3- Curva de permeabilidade relativa (gás-líquido) para matriz rochosa.

⇒ Região carstificada, Figuras 6.4 e 6.5.

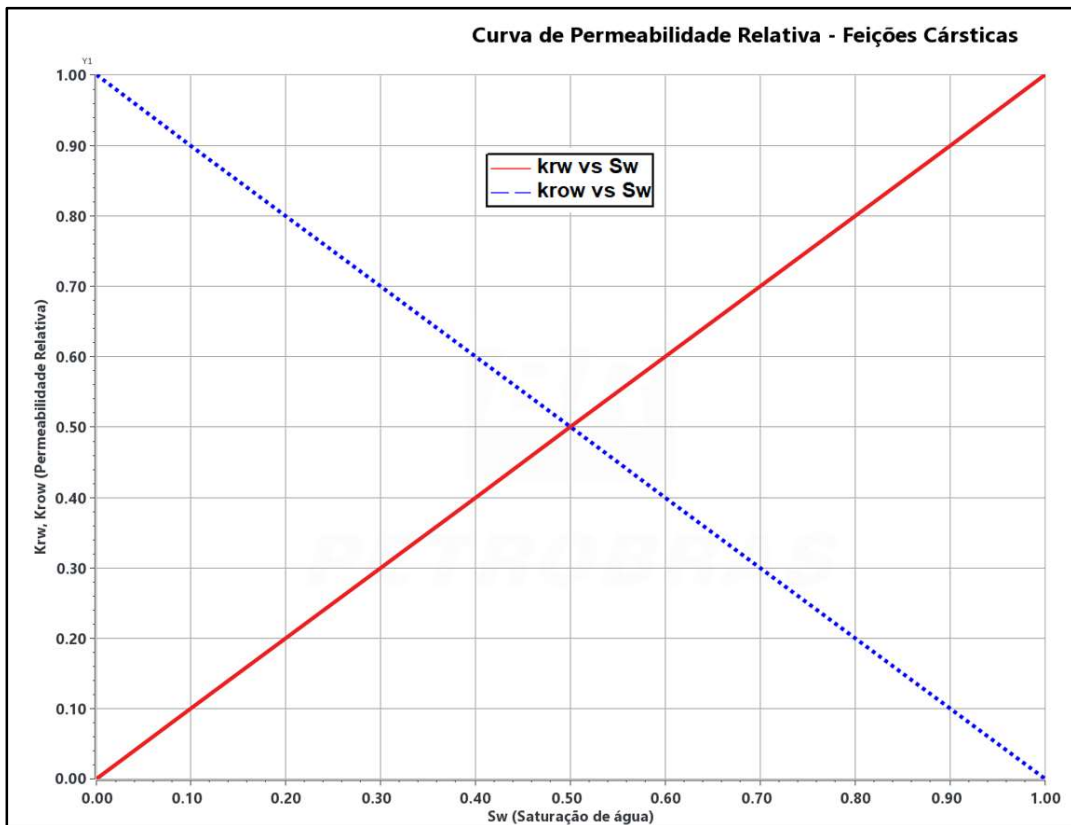


Figura 6.4- Curva de permeabilidade relativa (óleo-água) para feições cársticas.

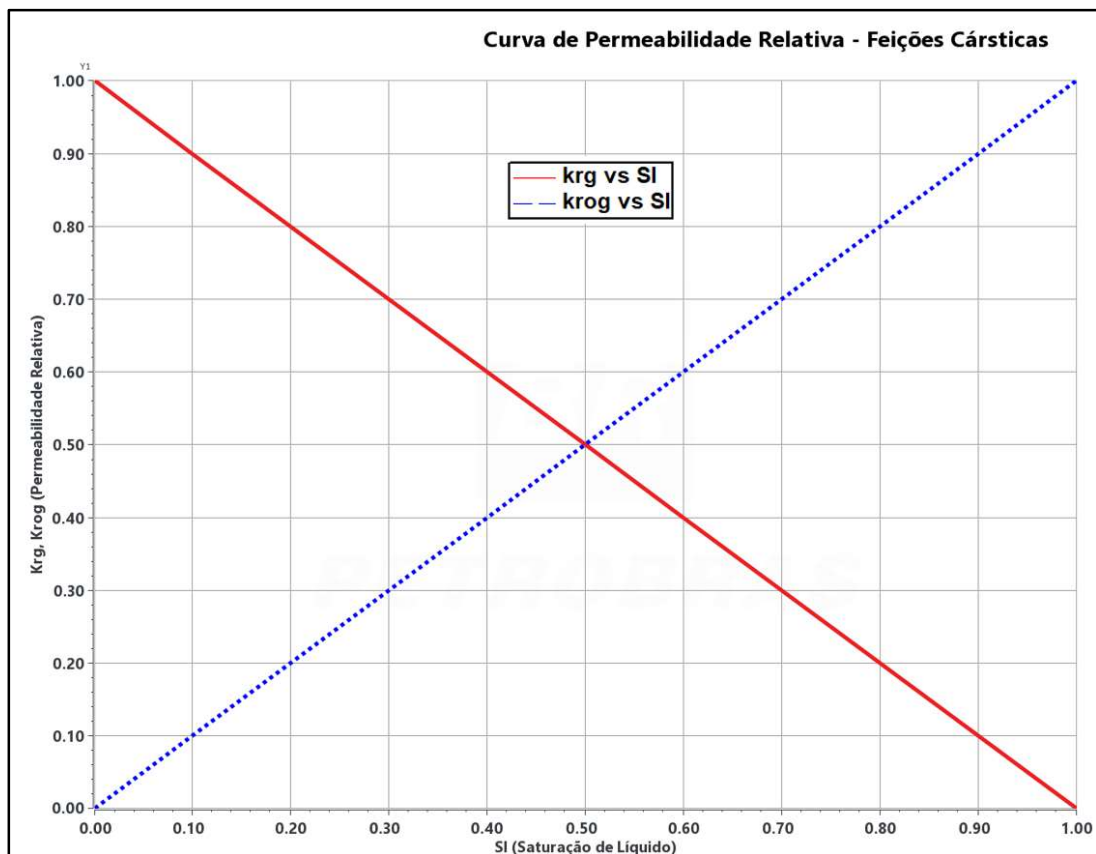


Figura 6.5- Curva de permeabilidade relativa (gás-líquido) para feições cársticas.

Foram simulados e avaliados 13 (treze) casos, organizados como segue na Figura 6.6, sendo variados os parâmetros abaixo:

- Porosidade do carste – (ϕ_k);
- Compressibilidade do carste – (cp_k);
- Coeficiente de Petunin (2013) – (A);
- Deformação elástica ou plástica – (CIRREVERS);

*.dat	Matriz					Fluido	krel	compressibilidade matriz	poisson	compressibilidade carste	$\frac{cp_{carste}}{cp_{matriz}}$	biot	A condut o	Irreversível conduto
	permi	permj	permk	carste ϕ_k	carste K (mD)			10^{-5} 1/kgf/cm ²		10^{-5} 1/kgf/cm ²				
M1912741_1.dat	10	10	0,1	0,1	50000	Pituba adaptada	Simplificada	2,940	-	2,940	1,00	-	-	-
M1912741_2.dat	10	10	0,1	0,2	50000	Pituba adaptada	Simplificada	2,940	-	2,940	1,00	-	-	-
M1912741_3.dat	10	10	0,1	0,4	50000	Pituba adaptada	Simplificada	2,940	-	2,940	1,00	-	-	-
M1912741_4.dat	10	10	0,1	0,1	50000	Pituba adaptada	Simplificada	2,940	0,25	130,13	44,3	-	-	-
M1912741_5.dat	10	10	0,1	0,2	50000	Pituba adaptada	Simplificada	2,940	0,25	51,42	17,5	-	-	-
M1912741_6.dat	10	10	0,1	0,4	50000	Pituba adaptada	Simplificada	2,940	0,25	18,38	6,3	-	-	-
M1912741_7.dat	10	10	0,1	0,1	50000	Pituba adaptada	Simplificada	2,940	0,25	CROCKTAB /130,13	44,3*	0,75	3	-
M1912741_8.dat	10	10	0,1	0,2	50000	Pituba adaptada	Simplificada	2,940	0,25	CROCKTAB /51,42	17,5*	0,75	3	-
M1912741_9.dat	10	10	0,1	0,2	50000	Pituba adaptada	Simplificada	2,940	0,25	CROCKTAB /51,42	17,5*	0,75	14	-
M1912741_10.dat	10	10	0,1	0,4	50000	Pituba adaptada	Simplificada	2,940	0,25	CROCKTAB /18,38	6,3*	0,75	3	-
M1912741_11.dat	10	10	0,1	0,4	50000	Pituba adaptada	Simplificada	2,940	0,25	CROCKTAB /18,38	6,3*	0,75	14	-
M1912741_12.dat	10	10	0,1	0,4	50000	Pituba adaptada	Simplificada	2,940	0,25	CROCKTAB /18,38	6,3*	0,75	34	-
M1912741_13.dat	10	10	0,1	0,4	50000	Pituba adaptada	Simplificada	2,940	0,25	CROCKTAB /18,38	6,3*	0,75	14	CIRREVERS

Figura 6.6- Organização das Simulações.

6.1

Simulações Convencionais vs Tabelas de Pseudoacoplamento

Inicialmente foram gerados 6 (seis) modelos considerando a compressibilidade constante durante todo o período de produção, os chamados modelos-base que representam a prática comum na simulação de reservatório. Estes modelos serão utilizados para comparação com os 7 (sete) modelos que foram gerados utilizando as tabelas de pseudoacoplamento, onde são variadas as porosidades, compressibilidades das feições cársticas e coeficiente A. Esta última abordagem tem como objetivo levar à simulação de escoamento a representação dos efeitos geomecânicos decorrentes da produção do campo.

As propriedades permoporosas da matriz rochosa permanecem constantes para todos os modelos, sendo estas detalhadas abaixo:

Porosidade inicial da matriz - (ϕ_m): 0,05

Obs.: Atualizada em função da compressibilidade utilizando a eq. (4.3) reescrita em função da poropressão e da compressibilidade da matriz, como segue:

$$\phi_{m(p_p)} = \phi_{m(p_{p_i})} [1 + cp_m (p_{p_i} - p_p)] \quad (6.1)$$

Onde,

$\phi_{m(p_p)}$ = porosidade da matriz atualizada na poropressão no passo de tempo t ;

$\phi_{m(p_{pi})}$ = porosidade da matriz inicial na poropressão inicial (referência);

cp_m = compressibilidade da matriz;

p_{pi} = pressão inicial do reservatório (poropressão);

p_p = poropressão no passo de tempo t ;

Permeabilidade da matriz – (k_m): 10 mD;

Compressibilidade da matriz – (cp_m): $2,94 \times 10^{-5}$ 1/kgf/cm².

Todos os modelos serão referenciados neste estudo somente pelo sufixo, exemplo: o modelo M1912741_1 será mencionado somente como modelo #1.

Nos tópicos a seguir serão apresentados os resultados das análises.

6.1.1

Porosidade parametrizada e compressibilidade constante

Seguindo as análises, os modelos #1, #2 e #3 foram gerados com as compressibilidades das feições cársticas constantes ao longo do tempo e iguais à da matriz rochosa. Estes serão os modelos-base para a comparação com os casos em que tanto a porosidade quanto a compressibilidade do carste serão parametrizadas, sendo esta última estimada utilizando a eq. (4.2).

As premissas utilizadas foram:

- Porosidade do carste - (ϕ_k): 0,1 (#1), 0,2 (#2) e 0,4 (#3), respectivamente;
- Permeabilidade do carste – (k_{k0}): 50.000 mD;
- Compressibilidade do carste – (cp_k): $2,94 \times 10^{-5}$ 1/kgf/cm²;
- Razão cp_k/ cp_m : 1 (um).

A Figura 6.7 ilustra a variação da poropressão média do reservatório em função do tempo, a curva de previsão de produção de óleo (Q_o), assim como a vazão de gás (Q_g), a RGO (Razão Gás Óleo) e WCUT (Corte de Água) para os modelos #1, #2 e #3, onde as porosidades são $\phi_k = 0,1$, $\phi_k = 0,2$ e $\phi_k = 0,4$ respectivamente. No modelo em que a porosidade é maior, #3 $\phi_k = 0,4$, a manutenção de pressão é mais pronunciada.

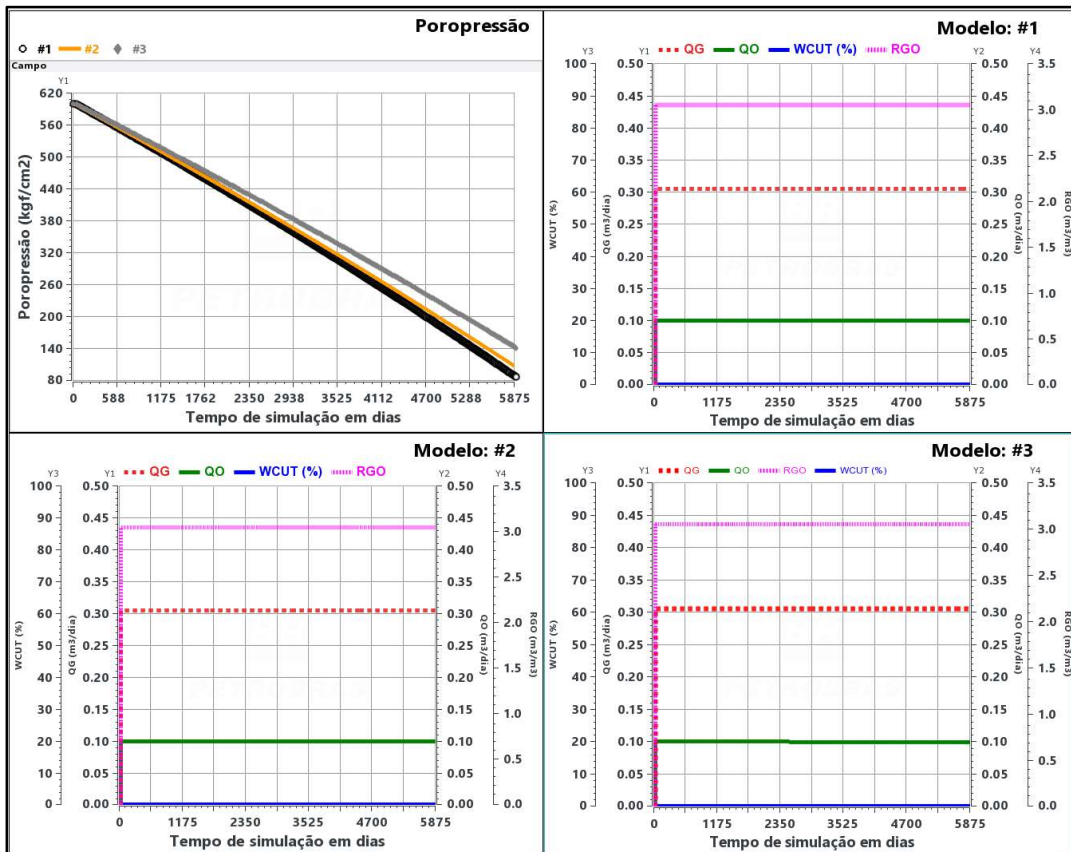


Figura 6.7 – Variação da pressão média do reservatório, vazão de óleo, vazão de gás, RGO e WCUT para os modelos #1, #2 e #3.

Considerando 5875 dias de tempo de simulação, aproximadamente 16 anos, os erros de balanço de materiais de cada modelo foram: 0,01 %, 0,02% e 0,04%, respectivamente. O modelo #3 foi o que apresentou menor tempo de simulação, aproximadamente 10 (dez) dias para alcançar 5875 dias de produção.

Apesar da queda de pressão observada, as vazões de óleo (Q_o) e gás (Q_g) permanecem constantes; assim como a RGO, indicando que não há produção de gás relevante. Sendo o WCUT constante e próximo de zero, não há produção de água nos três casos avaliados para o tempo de 5875 dias.

6.1.2

Porosidade e compressibilidade parametrizadas

O objetivo principal deste item é avaliar o efeito da variação da compressibilidade do carste estimada utilizando a eq. (4.2).

Nos casos avaliados neste item as porosidades e as compressibilidades das feições cársticas variam, onde em #4 $\phi_k = 0,1$, #5 $\phi_k = 0,2$ e #6 $\phi_k = 0,4$, com

compressibilidades das feições cársticas $130,13 \times 10^{-5} \text{ 1/kgf/cm}^2$, $51,42 \times 10^{-5} \text{ 1/kgf/cm}^2$ e $18,38 \times 10^{-5} \text{ 1/kgf/cm}^2$ respectivamente.

A razão entre as compressibilidades: $cp_k / cp_m = 44,3$, $cp_k / cp_m = 17,5$ e $cp_k / cp_m = 6,3$, também respectivamente.

Os resultados comparativos dos casos #4, #5 e #6 são apresentados na Figura 6.8.

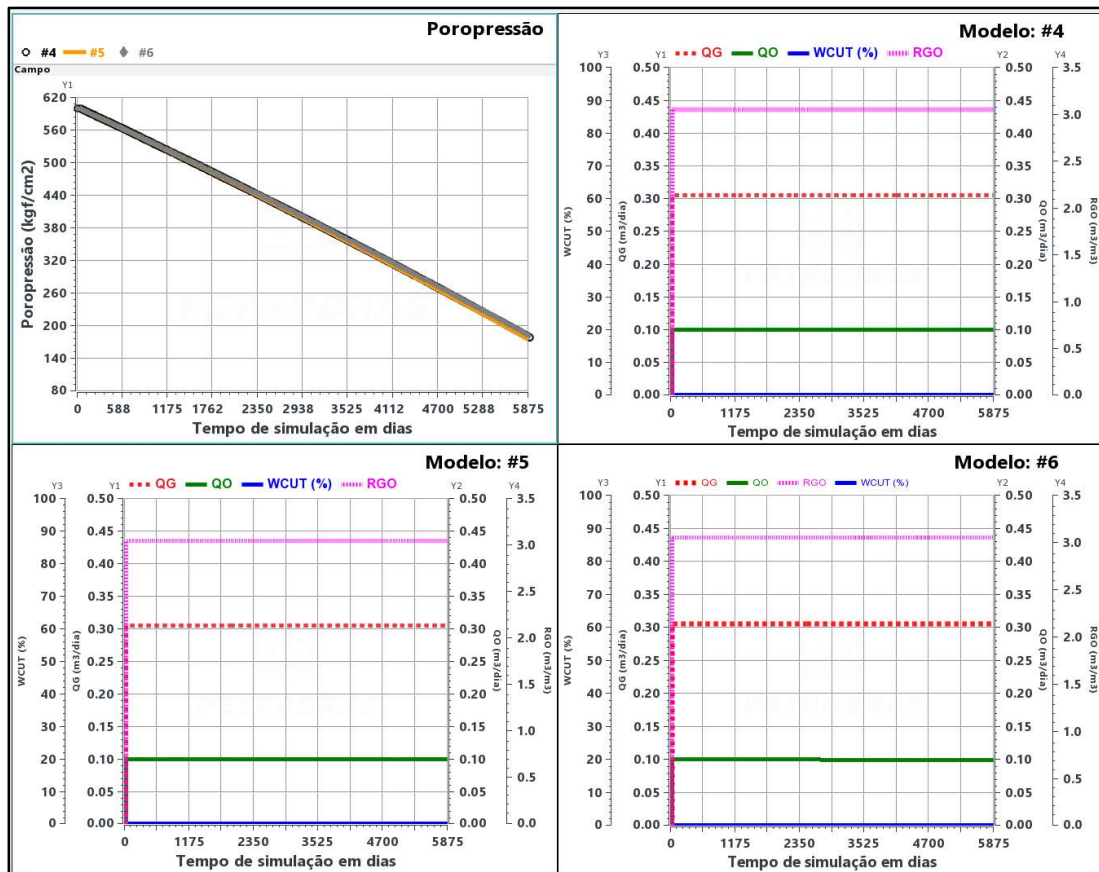


Figura 6.8 – Variação da pressão média do reservatório, vazão de óleo, RGO e WCUT para os modelos #4, #5 e #6.

O comportamento das curvas de pressão é idêntico para os casos em que a porosidade e as compressibilidades das feições cársticas são diferentes. Na mesma Figura 6.8, além do comportamento da poropressão ao longo do tempo, também são apresentados os comportamentos constantes das vazões de óleo e gás, RGO e WCUT para os três modelos.

O erro de balanço de materiais foi de 0,003% para o modelo #4, 0,02% para o modelo #5 e 0,04% para o #6 sendo que o modelo que obteve menor custo computacional.

6.1.3

Porosidade parametrizada e Pseudoacoplamento

Para avaliar o impacto das tabelas de pseudoacoplamento, conforme mencionado nos itens anteriores, alguns modelos foram gerados como base. Os parâmetros avaliados em todos os casos foram:

- Porosidade;
- Compressibilidade das feições cársticas associada a cada porosidade e estimada utilizando a eq. (4.2);
- Coeficiente de Biot;
- Parâmetro A;
- Coeficiente de Poisson;
- Tabela de Pseudoacoplamento associada a cada compressibilidade estimada pela equação 4.2.

A permeabilidade absoluta das feições cársticas manteve-se constante e igual a 5000 mD no tempo inicial de simulação para todos os casos avaliados.

As análises foram agrupadas de forma a isolar os efeitos dos parâmetros avaliados com o uso das tabelas de pseudoacoplamento, como segue abaixo.

⇒ **Casos # 4 e #7**

Sendo o caso #4 o modelo base e o #7 o modelo que utiliza a tabela de pseudoacoplamento, para ambos os casos as premissas adotadas foram:

- Porosidade inicial: 0,1;
- Compressibilidade das feições cársticas: $130,13 \times 10^{-5} \text{ 1/kgf/cm}^2$;

E para o modelo #7 também foram considerados os parâmetros:

- Coeficiente de Poisson: 0,25;
- Coeficiente de Biot: 0,75;
- A: 3;

As curvas da Figura 6.9 representam a variação dos multiplicadores de porosidade e de permeabilidade em função da tensão efetiva.

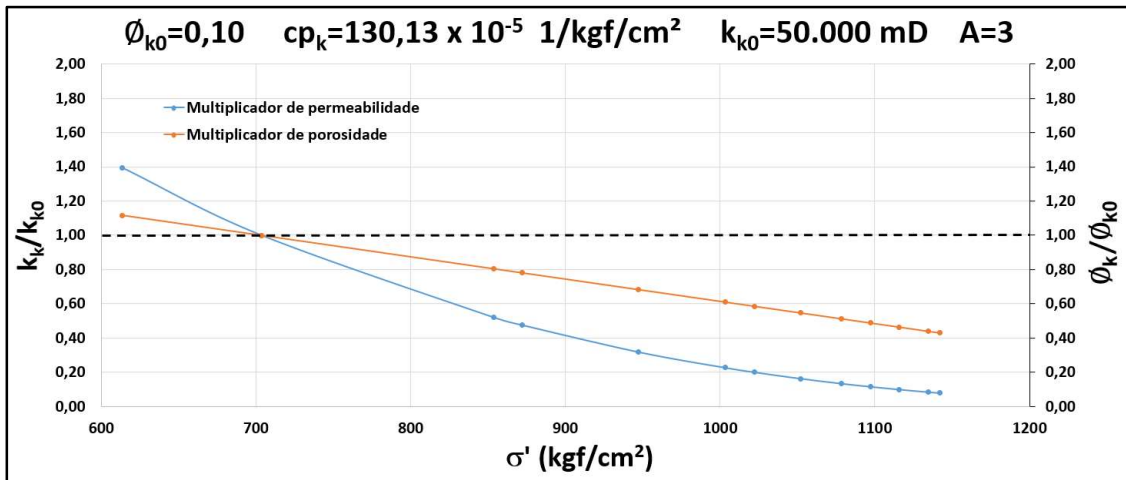


Figura 6.9 - Multiplicadores em função da Tensão Efetiva para A=3 para #7.

Vale ressaltar que, para a entrada no simulador de escoamento (IMEX), além de ser necessário relacionar os multiplicadores com a poropressão, a própria saída do simulador é a pressão de poros. A Figura 6.10 é um exemplo da tabela de pseudoacoplamento no arquivo de simulação, onde há valores de poropressão acima da pressão inicial do reservatório de forma que, caso necessário, seja feita internamente pelo simulador uma extrapolação linear dos multiplicadores.

```

*CROCKTYPE 2 ** carste
*CROCKTAB ** data table for main path. A = 3 ; tabela gerada com cpc = 130,13E-5; Sv =1153kgf/cm²; biot=0,75; phi=0,10; k=500.
** Tabela gerada em função da tensão efetiva
** press      por.mult      perm.mult (hor)
15      0.4290679783      0.07899112731
25      0.4388275000      0.08450482507
50      0.4632263043      0.09939845606
75      0.4876251087      0.11594664336
100     0.5120239130      0.13423653486
135     0.5461822391      0.16293437561
175     0.5852203261      0.20042791349
200     0.6096191304      0.22655610071
275     0.6828155435      0.31835391589
375     0.7804107609      0.47530211562
400     0.8048095652      0.52128999307
600     1.0000000000      1.00000000000
720     1.1171142609      1.39409634284
839     1.2332525696      1.87566850918
960     1.3513427826      2.46772396875
1082    1.4704089478      3.17917482366

```

Figura 6.10 – Tabela de Pseudoacoplamento para o modelo #7.

Já a Figura 6.11 ilustra o gráfico da poropressão em função do tempo resultante da saída da simulação, assim como o comportamento da RGO, WCUT, e vazões de óleo e gás.

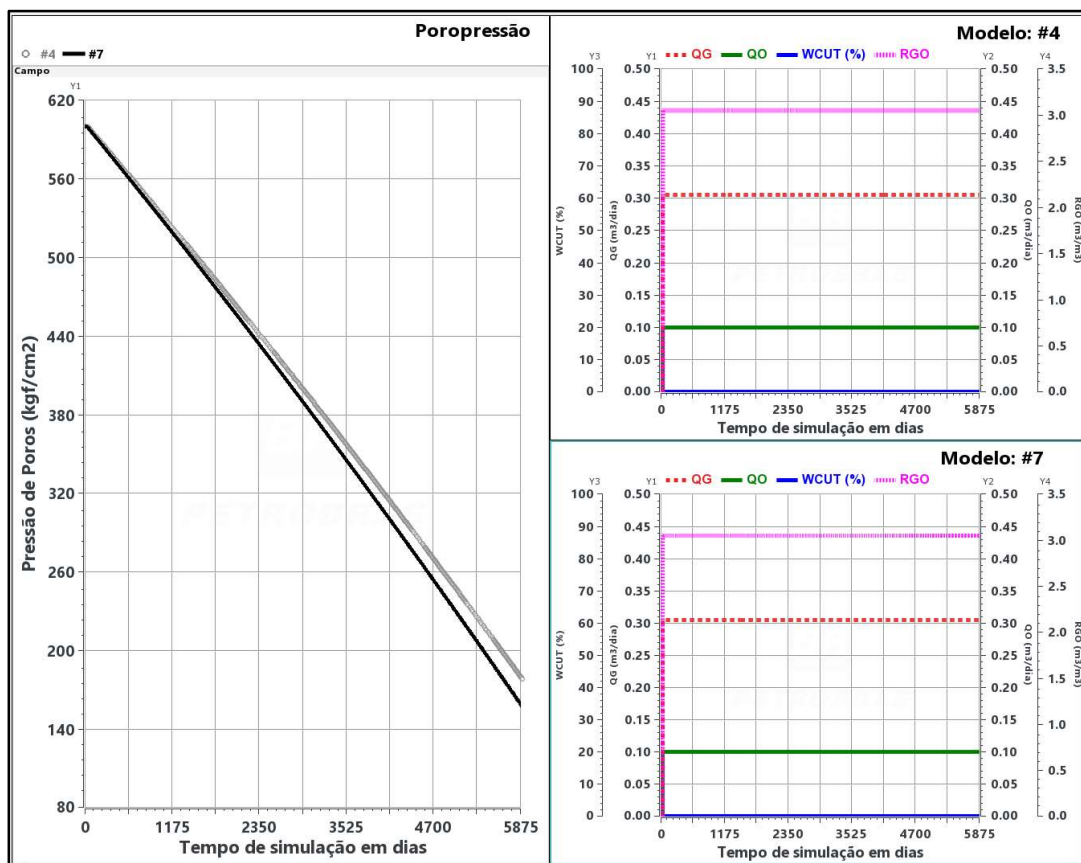


Figura 6.11 – Variação da pressão média do reservatório, vazão de óleo, RGO e WCUT para os modelos #4, e #7.

Na figura acima, é possível observar que, a partir de 1200 dias de produção aproximadamente há um descolamento significativo entre as curvas de pressão dos modelos, ilustrando a diferença de comportamento entre um modelo que atualiza a porosidade em função da compressibilidade e permeabilidade constante ao longo do tempo (#4) e outro que considera estes parâmetros variáveis com uso da tabela de pseudoacoplamento (#7). Esta diferença, aparentemente pequena, é bastante significativa considerando um ajuste de histórico de pressão em um campo de petróleo, principalmente porque o tempo de concessão de produção pode chegar a mais de 11000 dias, ou seja, a diferença de comportamento será mais pronunciada com o passar do tempo.

Para a configuração de produção adotada, somente um poço no centro do reservatório, e a vazão considerada neste estudo, não houve variação na vazão média de óleo do campo para o tempo de simulação adotado. A RGO e o WCUT, conseqüentemente, se mantiveram constantes como ilustrado na Figura 6.11.

A Figura 6.12 ilustra a variação da porosidade do carste em função da depleção, redução de pressão ao longo do tempo de produção, para o caso #7, que utiliza tabela de pseudoacoplamento.

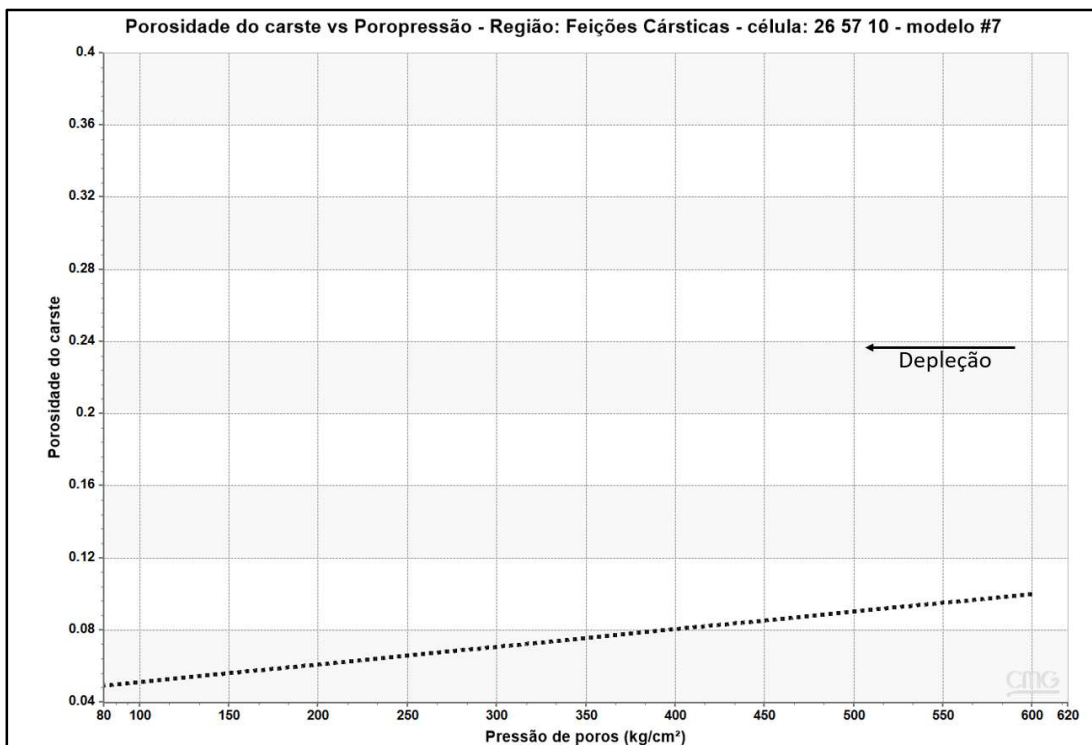


Figura 6.12 – Variação da porosidade do carste em função da depleção na região carstificada observada na célula de simulação $i=26$ $j=57$ $k=10$ do modelo #7.

O comportamento da porosidade e permeabilidade para os tempos inicial e final da simulação são apresentados nas Figuras 6.13 e 6.14. Para o caso #4 estas variações não são observadas.

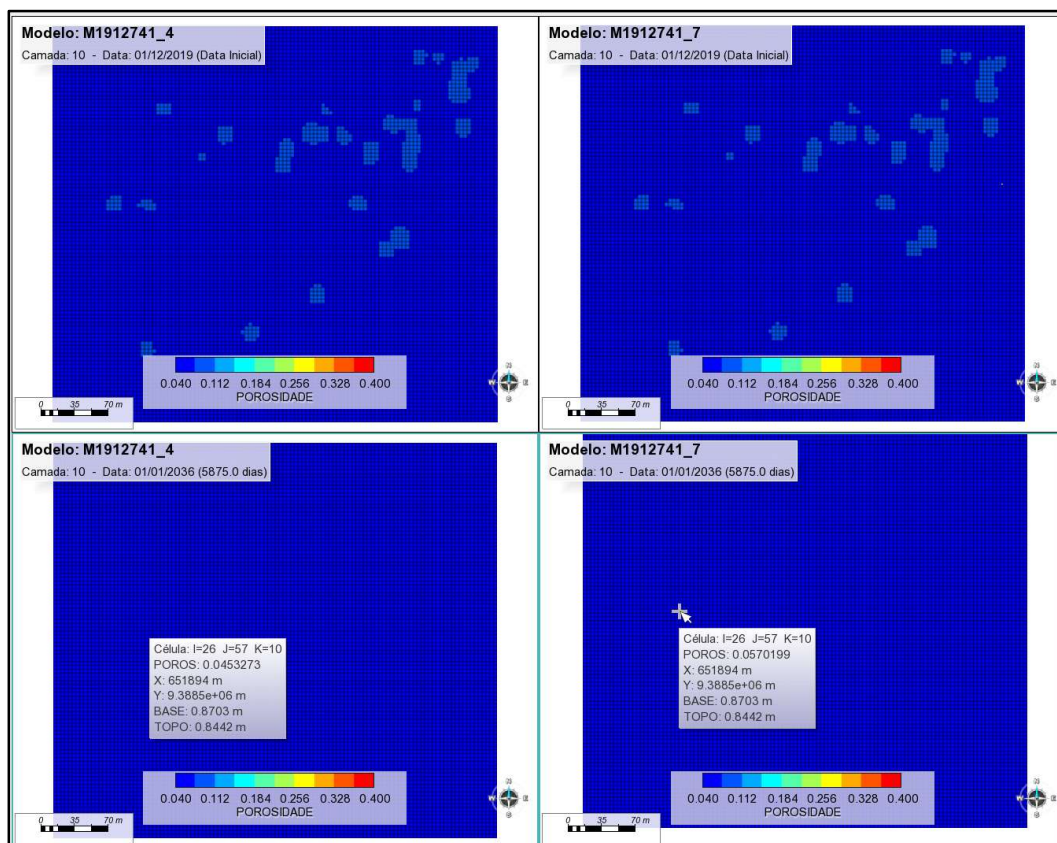


Figura 6.13– Variação de porosidade para os modelos #4 e #7 nos tempos inicial e final da simulação para a camada 10.

Sendo a porosidade da matriz rochosa em todos os casos estudados igual 0,05 e nos modelos #4 e #7 a porosidade inicial das feições cársticas 0,1, para este caso específico o contraste entre as porosidades da matriz e do carste é baixa. Como para baixas porosidades do carste a compressibilidade destas feições é elevada, observa-se diferença significativa de porosidade entre os casos no tempo final de simulação, como pode ser observado nos retângulos cinzas na Figura 6.13 onde a porosidade final é indicada pela palavra POROS.

Mais do que as porosidades finais, as permeabilidades apresentaram grande variação entre os casos. Para o modelo #4, que não utiliza a tabela de pseudoacoplamento, a permeabilidade final permaneceu constante, $k_{k0} = 50.000$ mD, como pode ser observado na Figura 6.14. Já para o modelo #7, a redução da permeabilidade foi de mais de 80%, ou seja, $k_k = 9.280$ mD.

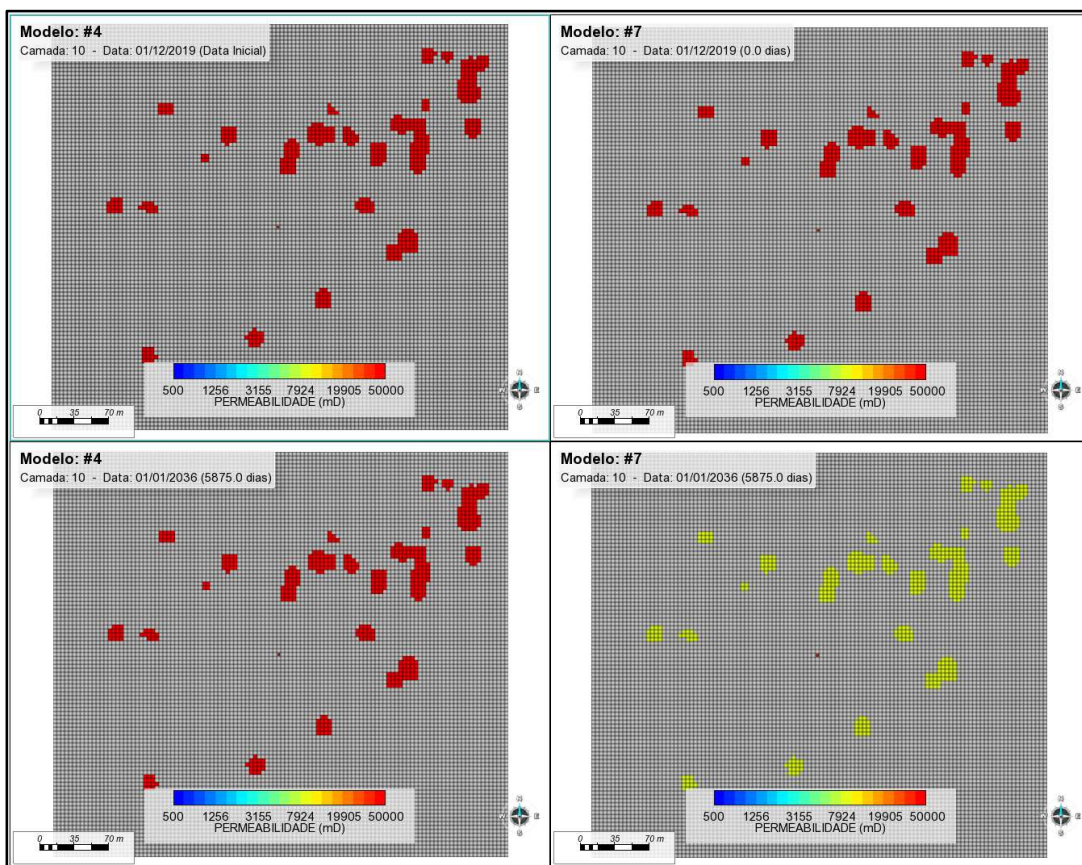


Figura 6.14 – Variação de permeabilidade para os modelos #4 e #7 nos tempos inicial e final da simulação para a camada 10.

O erro de balanço de materiais para ambos os casos foi de 003%, com o modelo #7 apresentando o menor custo computacional.

⇒ Casos #5 e #8

Nesta análise, em relação à anterior, o que muda é:

- Porosidade inicial: 0,2;
- Compressibilidade das feições cársticas: $51,42 \times 10^{-5} \text{ 1/kgf/cm}^2$;

Assim como na análise anterior, para o modelo que utiliza a tabela de pseudoacoplamento, #8, também foram modificados os seguintes parâmetros:

- Coeficiente de Poisson: 0,25;
- Coeficiente de Biot: 0,75;
- A: 3;

Os multiplicadores de porosidade e permeabilidade para o caso #8 são ilustrados no gráfico da Figura 6.15.

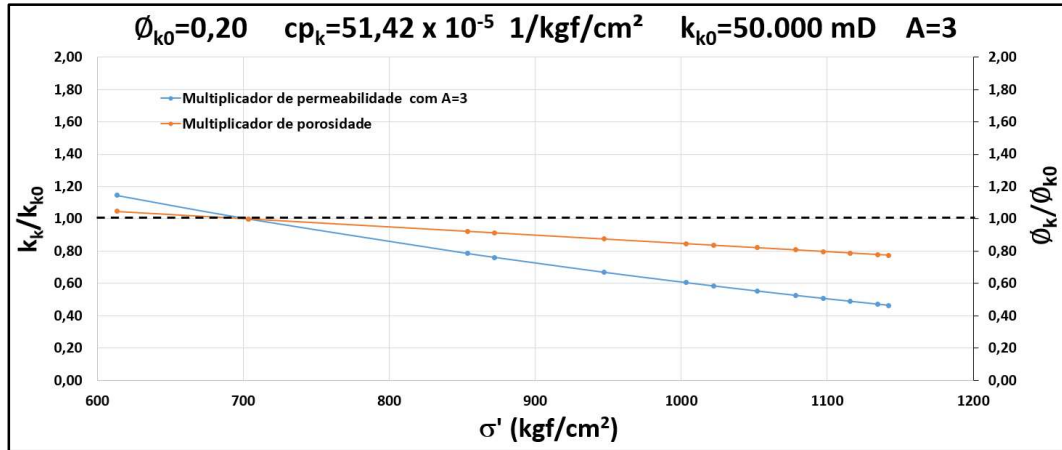


Figura 6.15 - Multiplicadores de porosidade e permeabilidade em função da tensão efetiva para $A=3$ para #8.

Assim como no caso anterior, também ocorre mudança de comportamento de pressão entre os dois modelos comparados. Entretanto, neste caso em que a porosidade é o dobro do caso anterior e a compressibilidade é cerca de 2,5 vezes menor, o descolamento significativo entre as curvas ocorre em aproximadamente 1500 dias de produção. Este comportamento pode ser observado na Figura 6.16.

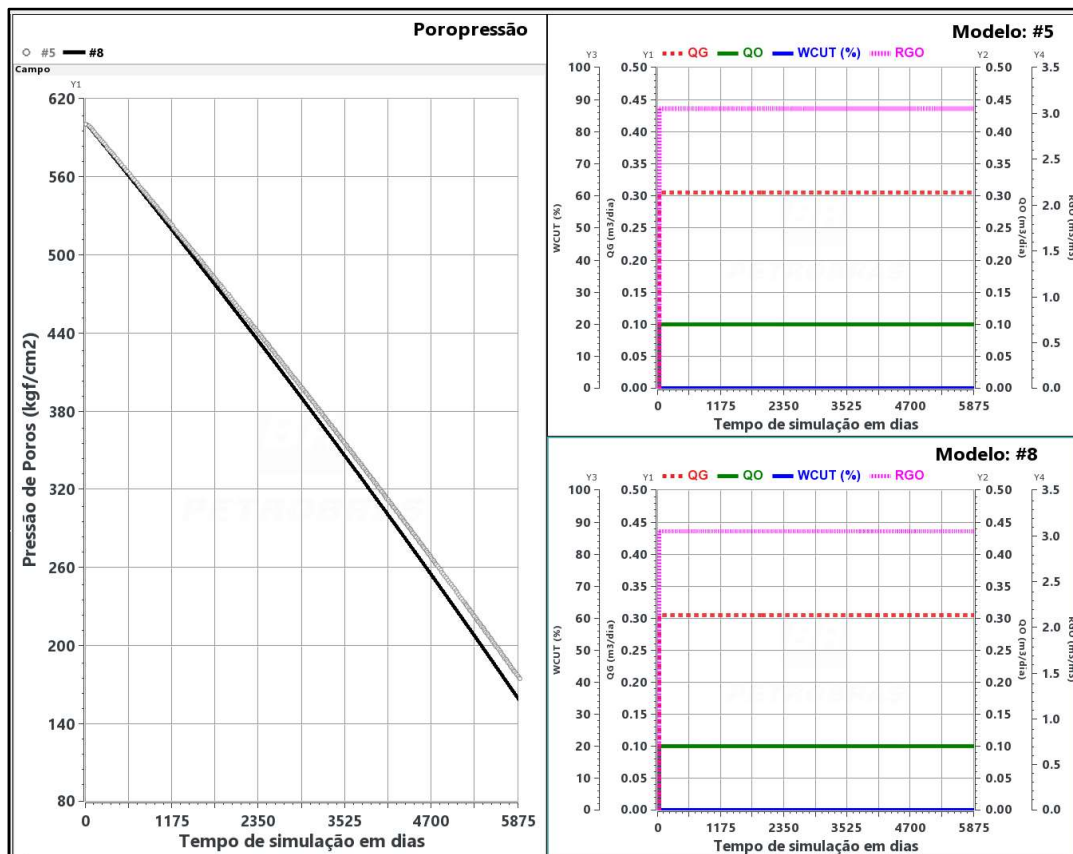


Figura 6.16 – Variação da pressão média do reservatório, vazão de óleo, RGO e WCUT para os modelos #5 e #8.

Ainda na Figura 6.16, observa-se que não há variação da vazão de óleo, gás, RGO e WCUT.

A Figura 6.17 ilustra a variação da porosidade do carste em função da depleção, redução de pressão ao longo do tempo de produção, para o caso #8, que utiliza tabela de pseudoacoplamento.

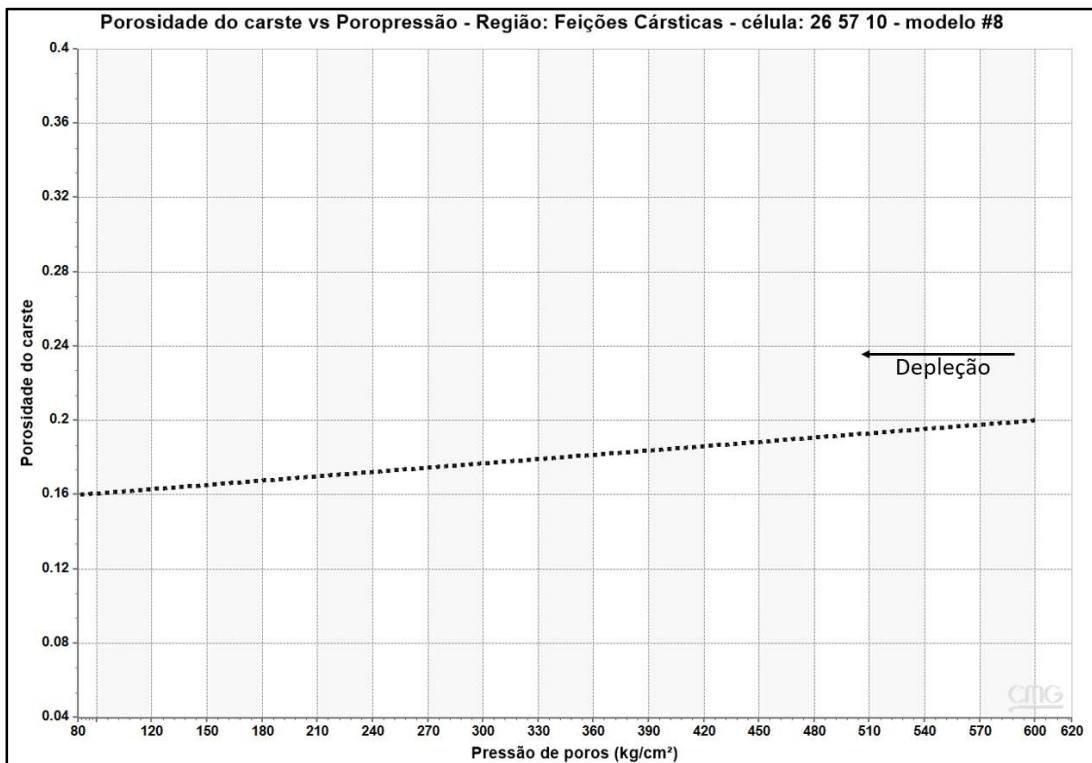


Figura 6.17 – Variação da porosidade do carste em função da depleção na região carstificada observada na célula de simulação $i=26$ $j=57$ $k=10$ do modelo #8.

Para o modelo #8, que utiliza a tabela de pseudoacoplamento, é possível observar na Figuras 6.18 a variação de porosidade, entre os tempos inicial e final da simulação, comparando com o modelo #5.

A variação de porosidade é praticamente a mesma nos tempos inicial e final de simulação para os modelos #5 e #8, ou seja, a variação da porosidade do carste atualizada pela tabela de pseudoacoplamento é similar à do modelo-base, calculada em função da compressibilidade constante ao longo do tempo, diferentemente do observado na comparação anterior, em que as porosidades finais eram bem diferentes.

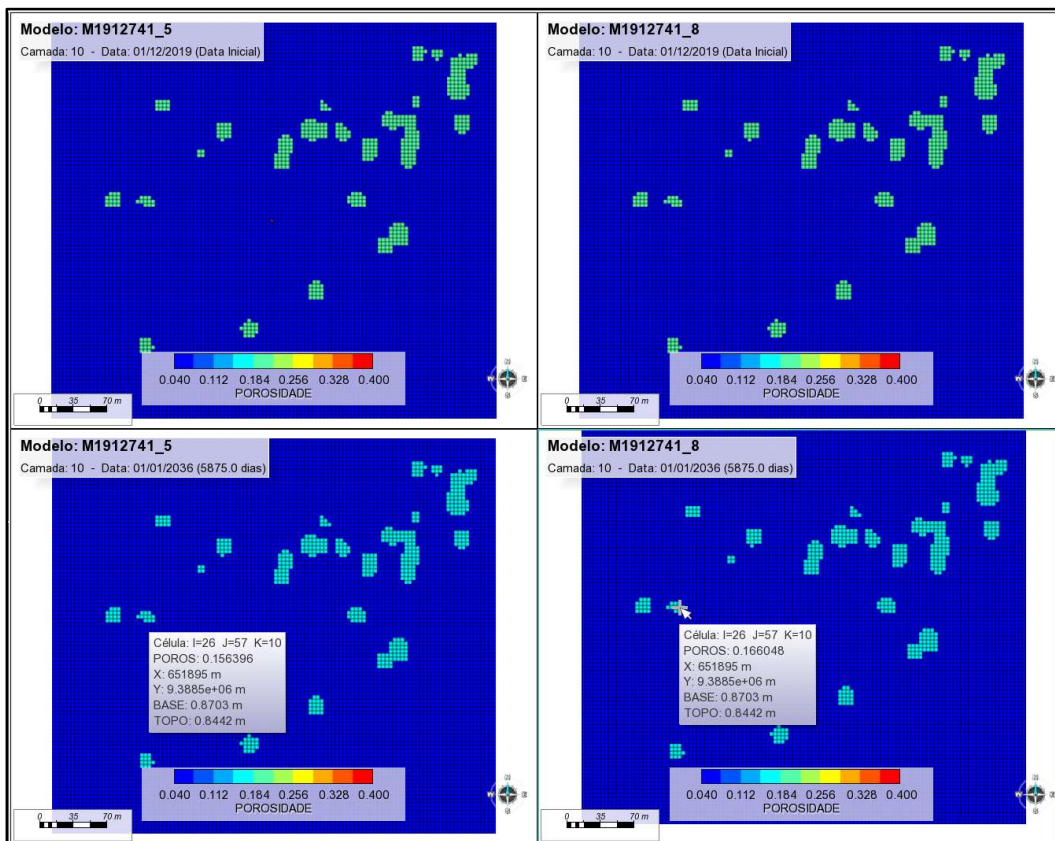


Figura 6.18 – Variação de porosidade para os modelos #5 e #8 nos tempos inicial e final da simulação para a camada 10.

Para os casos #5 e #8, a redução de porosidade é de aproximadamente - 20%, como pode ser observado na Figura 6.18 acima.

Em relação às permeabilidades inicial e final para os modelos comparados, #5 e #8, como pode ser observado na Figura 6.19, a redução percentual é maior. Para o modelo que não utiliza a tabela de pseudoacoplamento, #5, $k_k = k_{k0} = 50.000 \text{ mD}$. Já para o modelo #8, a redução foi de -43%, ou seja, $k_k = 28612 \text{ mD}$.

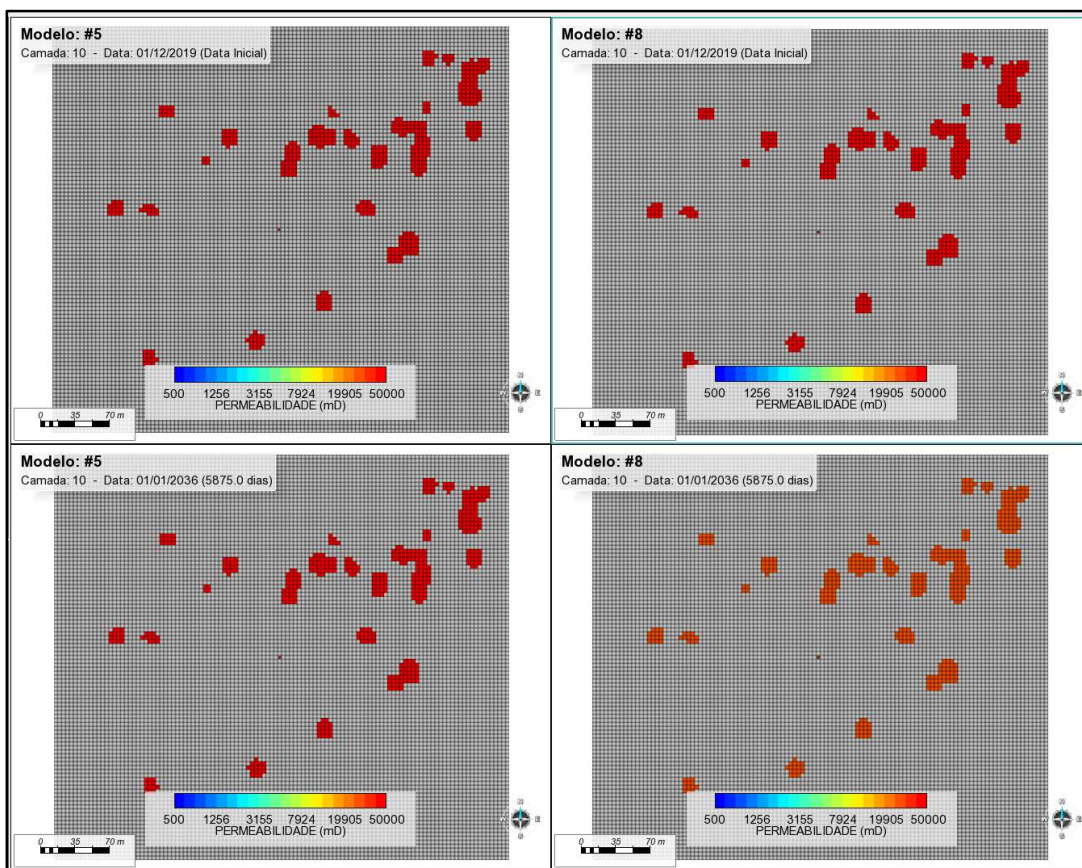


Figura 6.19 – Variação de permeabilidade para os modelos #5 e #8 nos tempos inicial e final da simulação para a camada 10.

O erro de balanço de materiais foi de 0,003% para o modelo #5, 0,02% para o modelo #8, tendo este último que obtido o menor tempo de simulação.

⇒ Casos #6 e #10

Assim como nos casos anteriores, os modelos #6 e #10 foram gerados de forma a serem avaliadas a diferença de comportamento entre modelos que consideram a compressibilidade e tabela de pseudoacoplamento, respectivamente.

Ao contrário das comparações anteriores, nos casos #6 e #10, a porosidade do carste é maior e a compressibilidade, do carste, consequentemente, menor:

- Porosidade inicial: 0,4;
- Compressibilidade das feições cársticas: $18,38 \times 10^{-5} \text{ 1/kgf/cm}^2$;

Vale ressaltar que para todos os modelos adotados o coeficiente de Poisson e Biot permanecem constantes e iguais a 0,25 e 0,75, respectivamente. E para o modelo #10, foi modificado o parâmetro:

- A: 3;

O gráfico da Figura 6.20 representa a variação dos multiplicadores de porosidade e de permeabilidade em função da tensão efetiva para o caso #10.

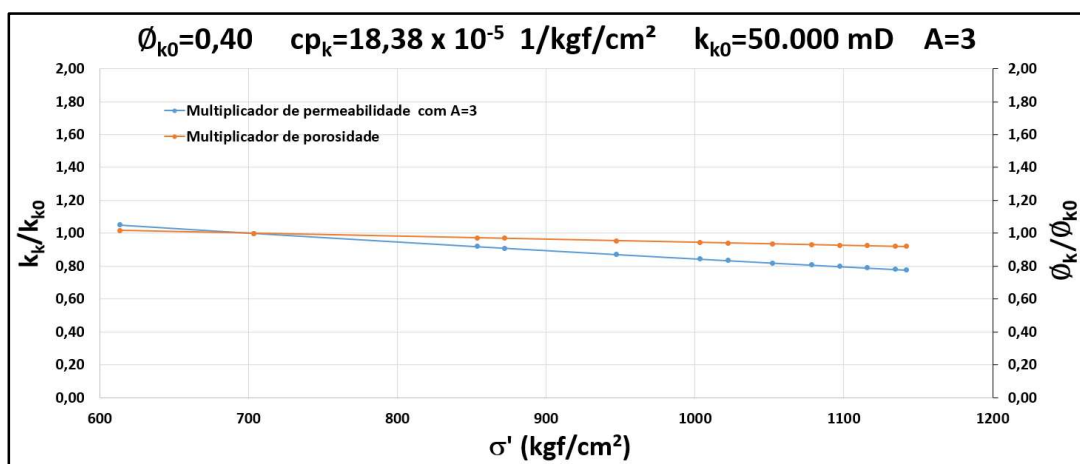


Figura 6.20 - Multiplicadores de porosidade e permeabilidade em função da tensão efetiva para A=3 para o modelo #10.

Para os casos avaliados neste item, há variação de pressão entre eles a partir de 2600 dias, aproximadamente, de simulação. Porém, não há mudança nos valores de RGO e WCUT para a configuração de produção e nível de vazão adotados, como ilustra a Figura 6.21.

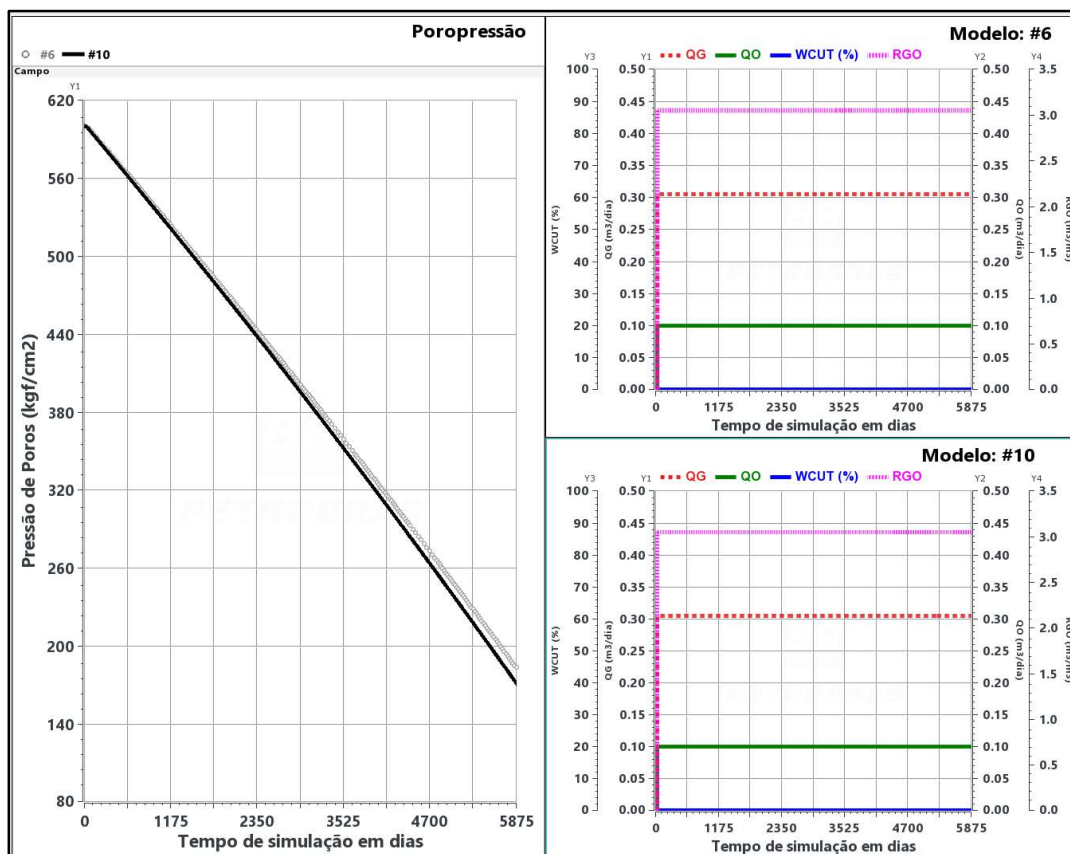


Figura 6.21 - Variação da pressão média do reservatório, vazão de óleo, RGO e WCUT para os modelos #6, e #10.

As variações atualizadas em função da compressibilidade entre o caso #6, que atualiza a porosidade da forma convencional, e o modelo #10, que utiliza uma tabela de pseudoacoplamento para modificar a porosidade, são apresentadas na Figura 6.22, onde é possível observar (representado nos retângulos cinza pela palavra POROS) que a variação da porosidade entre os modelos no tempo 5875 dias é similar para a vazão, configuração e mecanismo de produção escolhidas no estudo.

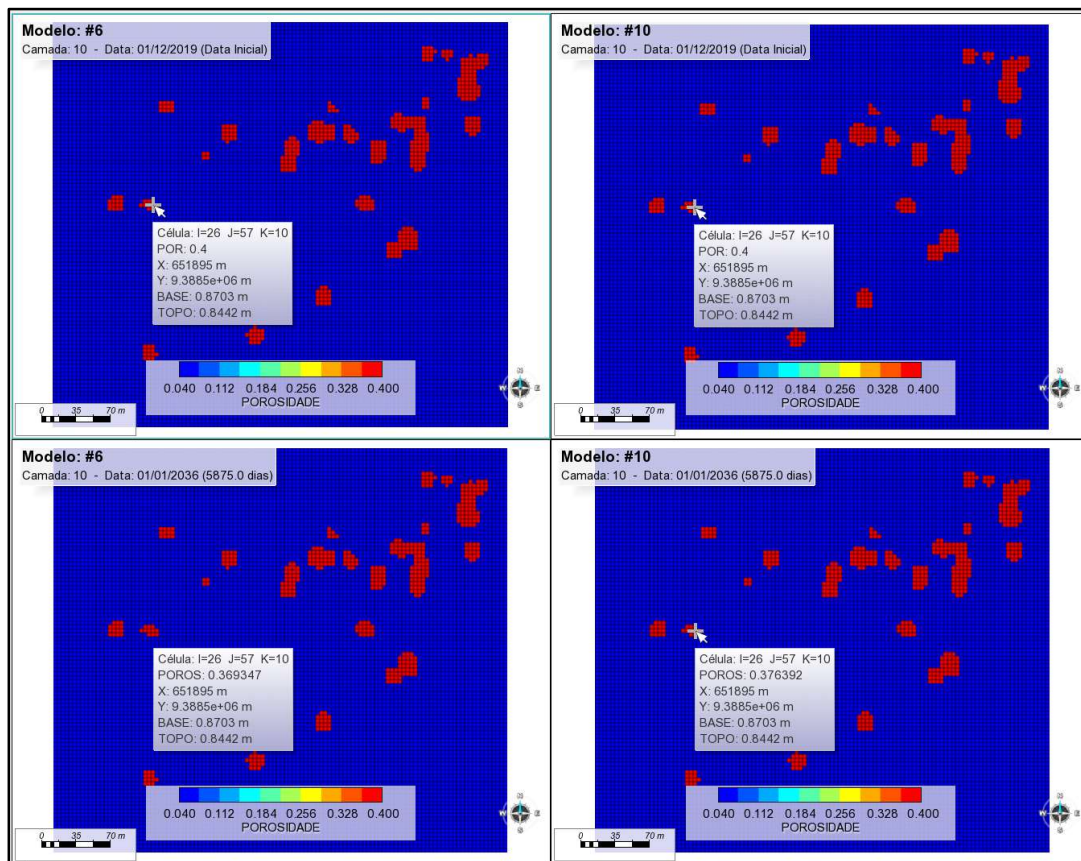


Figura 6.22- Variação de porosidade para os modelos #6 e #10 nos tempos inicial e final da simulação para a camada 10.

No caso da variação de permeabilidade a diferença também não é significativa, permanecendo constante, $k = 50.000$ mD, no tempo final da simulação para o modelo #6 e $k = 41.659$ mD para o caso #10, como ilustrado no retângulo cinza da Figura 6.23.

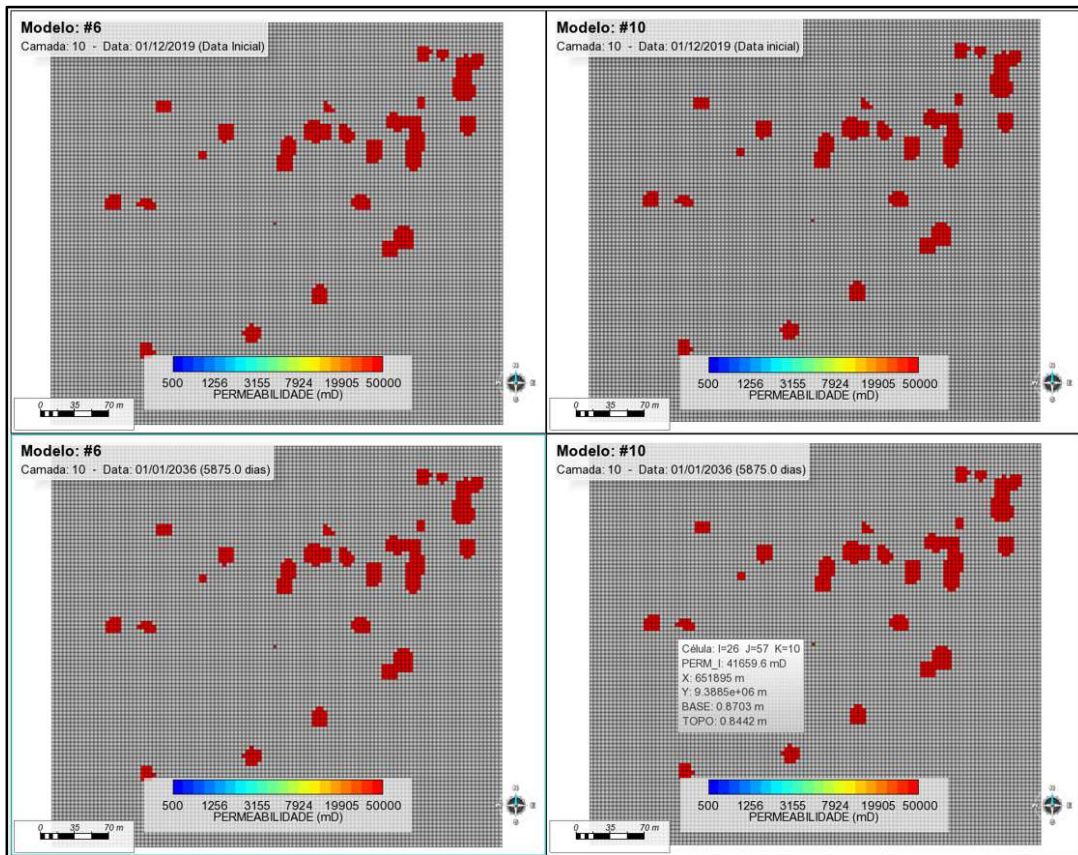


Figura 6.23- Variação de permeabilidade para os modelos #6 e #10 nos tempos inicial e final da simulação para a camada 10.

O erro de balanço de materiais foi de 0,04% para o modelo #6, 0,03% para o modelo #10.

O tempo de simulação foi similar entre os modelos, com aproximadamente 6 dias para alcançar 5875 dias de produção.

⇒ Casos #8 e # 9

Neste item serão avaliados dois casos com o uso da tabela de pseudoacoplamento com o objetivo de comparar o impacto do parâmetro de atualização da permeabilidade, A (Petunin, 2011), sendo a diferença de premissas adotadas para os modelos anteriores resumidas abaixo:

- Compressibilidade das feições cársticas: $51,42 \times 10^{-5} \text{ 1/kgf/cm}^2$;

- A:

#8 → 3;

#9 → 14;

Os multiplicadores de porosidade e permeabilidade para ambos os casos são ilustrados no gráfico da Figura 6.24.

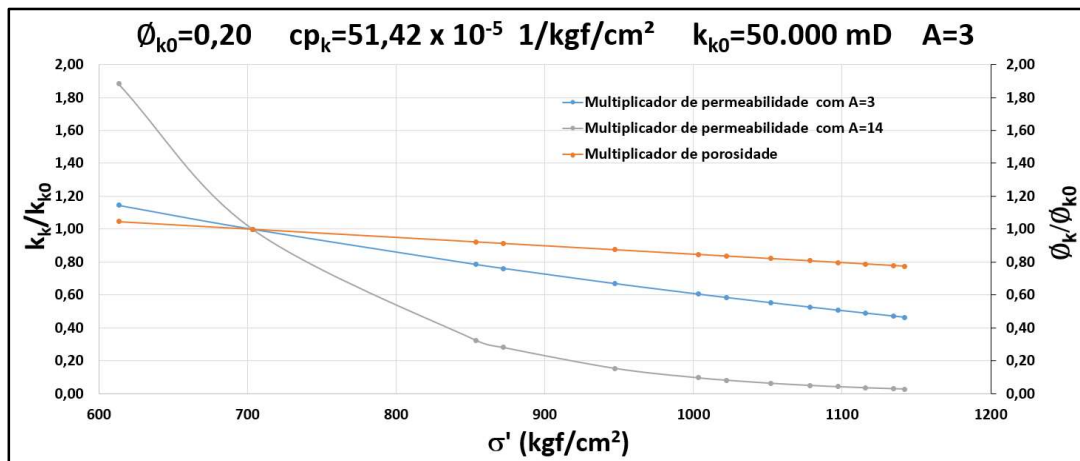


Figura 6.24 - Multiplicadores de porosidade e permeabilidade em função da tensão efetiva para A=3 e A=14, para #8 e #9 respectivamente.

Como pode ser observado na Figura 6.25, nos casos em que somente há variação do coeficiente A, não há variação de pressão, RGO e WCUT para o mecanismo de produção e nível de vazão adotados.

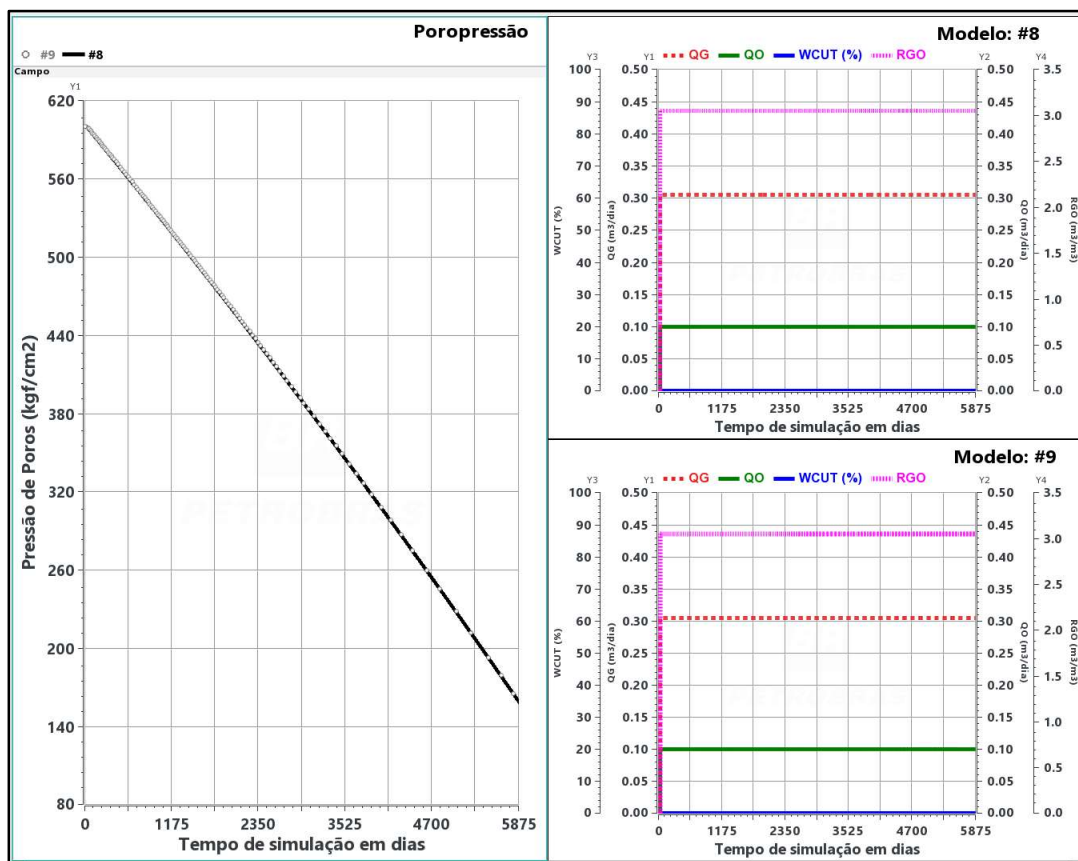


Figura 6.25- Variação da pressão média do reservatório, vazão de óleo, RGO e WCUT para os modelos #8 e #9.

Já o multiplicador de porosidade permanece constante independentemente do valor de A , uma vez que este multiplicador é uma função das porosidades e da compressibilidade e para os casos #8 e #9 só houve atualização do multiplicador de permeabilidade através da mudança no parâmetro A .

Vale ressaltar que para uma configuração de poços, nível de vazão e esquema de produção diferentes dos adotados neste estudo, poderá ocorrer variação de pressão, assim como vazão de óleo, gás, RGO e WCUT ainda que só haja mudança de multiplicador de permeabilidade.

Sendo assim, como o ilustrado na Figura 6.26, constata-se que a variação de porosidade é praticamente a mesma nos tempos inicial e final de simulação para os modelos #8 e #9.

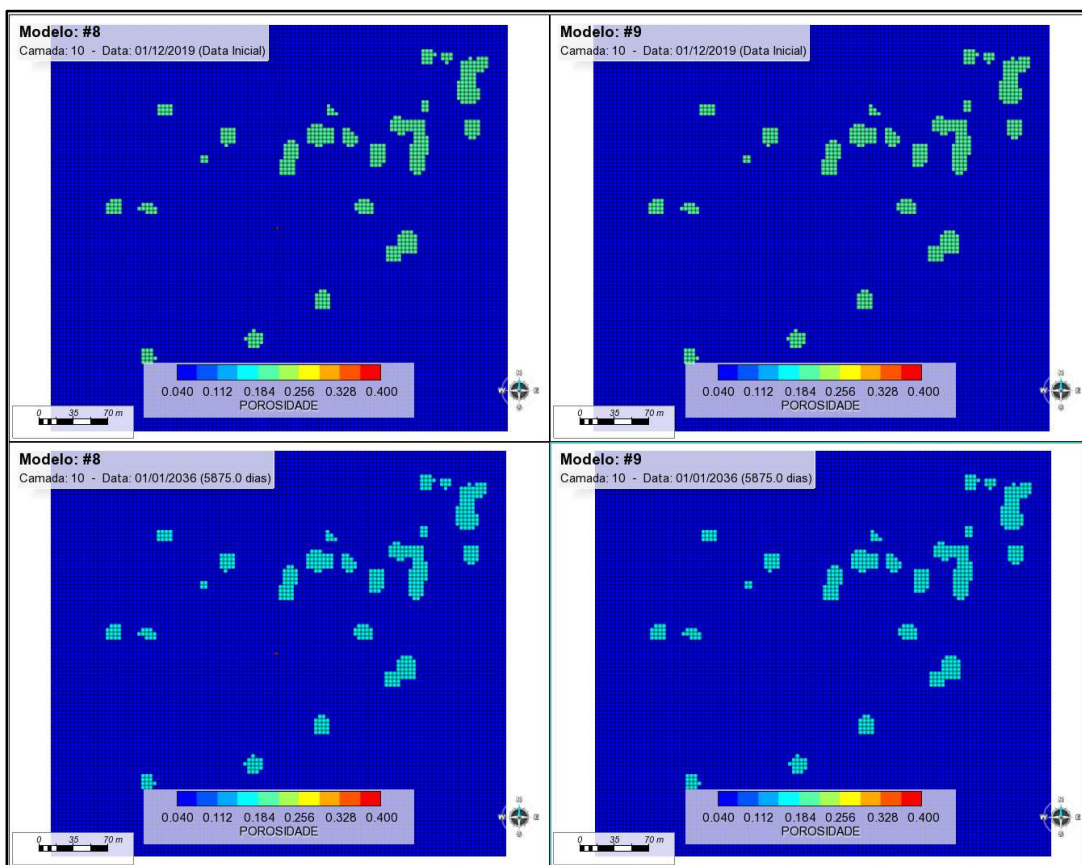


Figura 6.26- Variação de porosidade para os modelos #8 e #9 nos tempos inicial e final da simulação para a camada 10.

Entretanto, há variação acentuada da permeabilidade quando o coeficiente A é mais elevado, #9, como o observado na Figura 6.27, que representa a comparação entre os multiplicadores de permeabilidade para os tempos inicial e final de simulação para os modelos onde há variação do coeficiente A, #8 e #9.

Para melhor representar a grande diferença entre as permeabilidades inicial e final das feições cársticas, a escala adotada foi dimensionada não contemplando a permeabilidade da matriz rochosa, 10 mD. Desta forma, a matriz rochosa nos mapas de permeabilidade permanecerá sempre com a cor cinza.

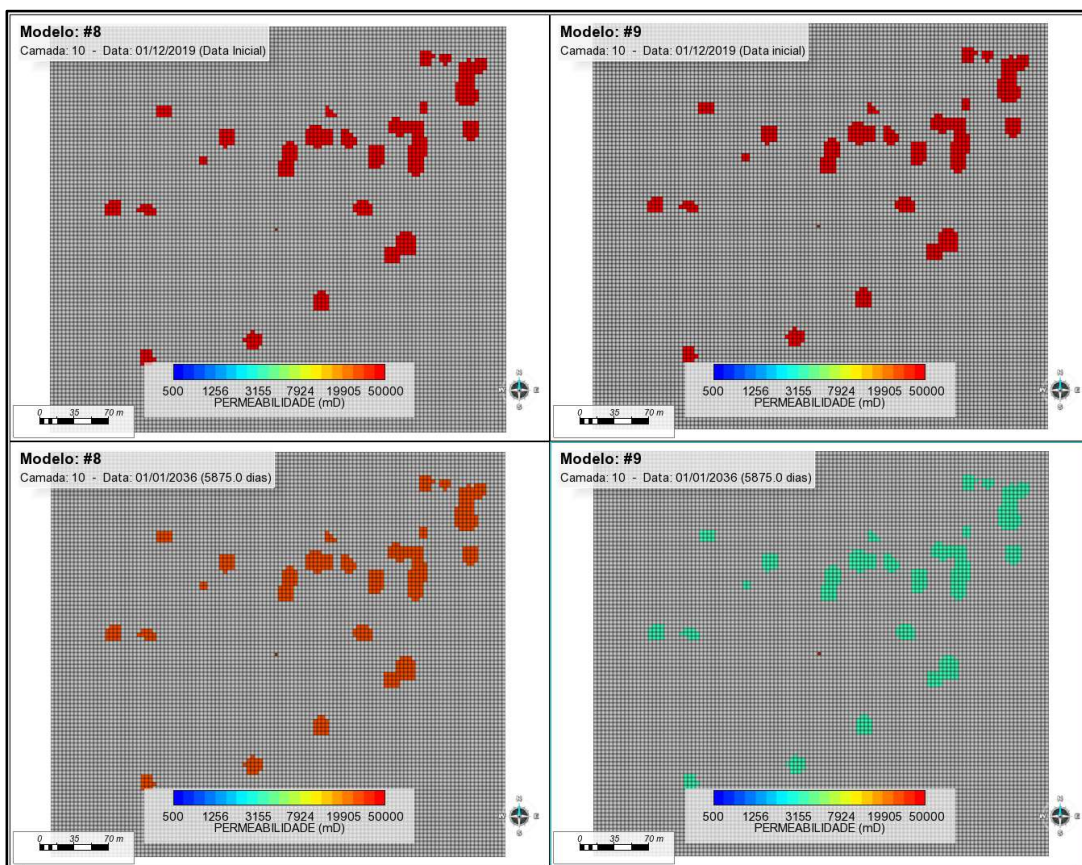


Figura 6.27 - Variação de permeabilidade para os modelos #8 e #9 nos tempos inicial e final da simulação para a camada 10.

O erro de balanço de materiais foi de 0,02% para o modelo #8, 0,01% para o modelo #9.

O tempo de simulação do modelo #9 foi bem menor que para o #8, tendo a simulação alcançado 5875 dias de produção em pouco mais de 5 dias.

⇒ **Casos #10, #11 e #12;**

Neste item serão avaliados casos com tabelas de pseudoacoplamento onde foram variados os valores do coeficiente A, sendo as premissas dos modelos resumidas abaixo:

- A: #10 → 3;
- #11 → 14;
- #12 → 34;

Os multiplicadores de porosidade e permeabilidade adotados para cada valor de A são apresentados na Figura 6.28.

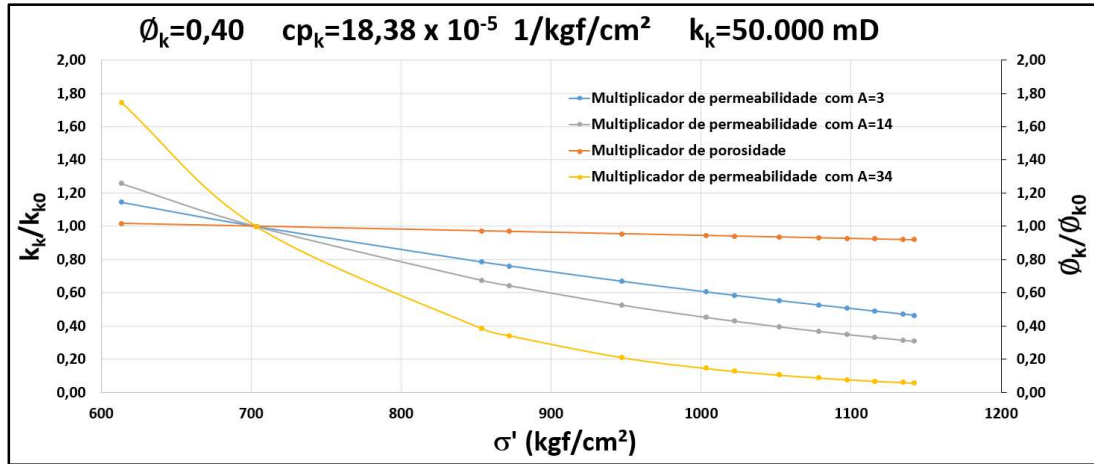


Figura 6.28 - Multiplicadores de porosidade e permeabilidade em função da tensão efetiva para A=3, A=14 e A=34.

Como não há variação dos multiplicadores de porosidade, não houve variação significativa de pressão entre os três casos comparados, conforme pode ser observado na Figura 6.29. Na mesma figura pode ser observado que a RGO, WCUT e as vazões de óleo e gás produzidas são constantes independentemente dos valores de A adotados.

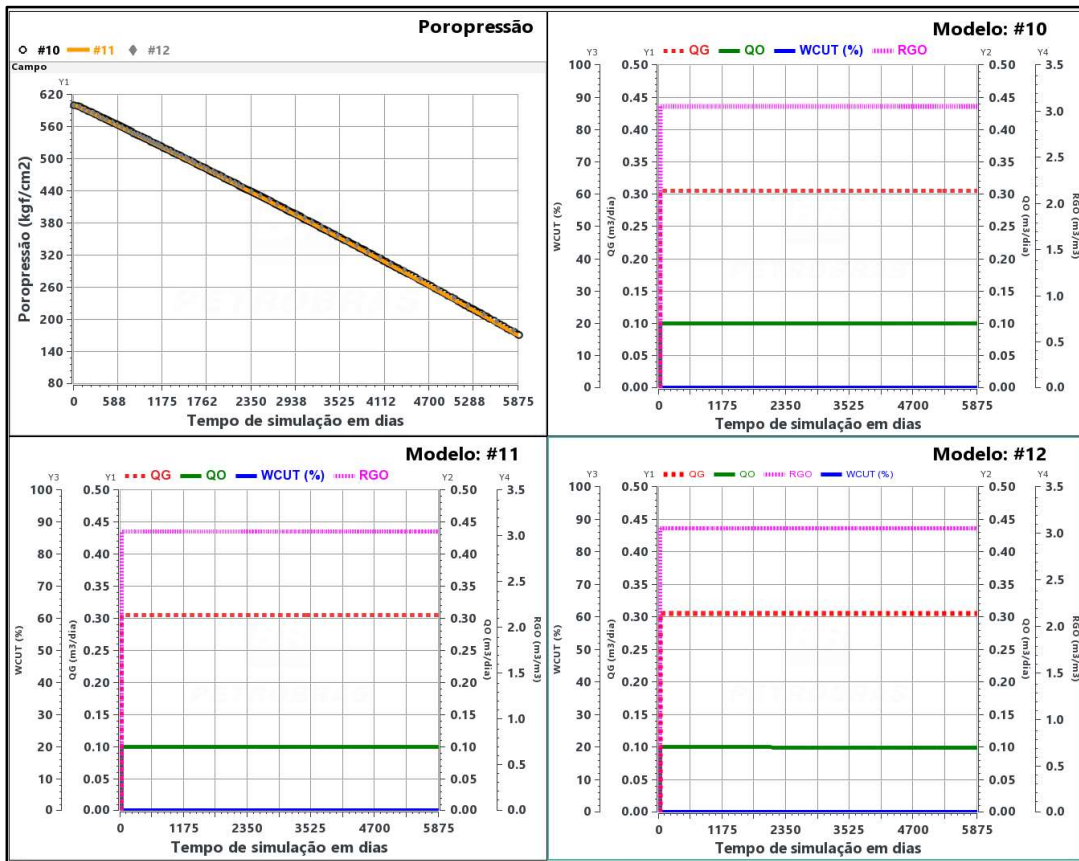


Figura 6.29 - Variação da pressão média do reservatório, vazão de óleo, RGO e WCUT para os modelos #10, 11 e #12.

Já a diferença entre os multiplicadores de permeabilidade para os modelos #10, #11 e #12 podem ser observadas na Figura 6.30 nos tempos inicial e final da simulação, onde as permeabilidades no tempo final para cada modelo são, $k = 41.659 \text{ mD}$, $k = 21.319 \text{ mD}$, $k = 6.402 \text{ mD}$, respectivamente.

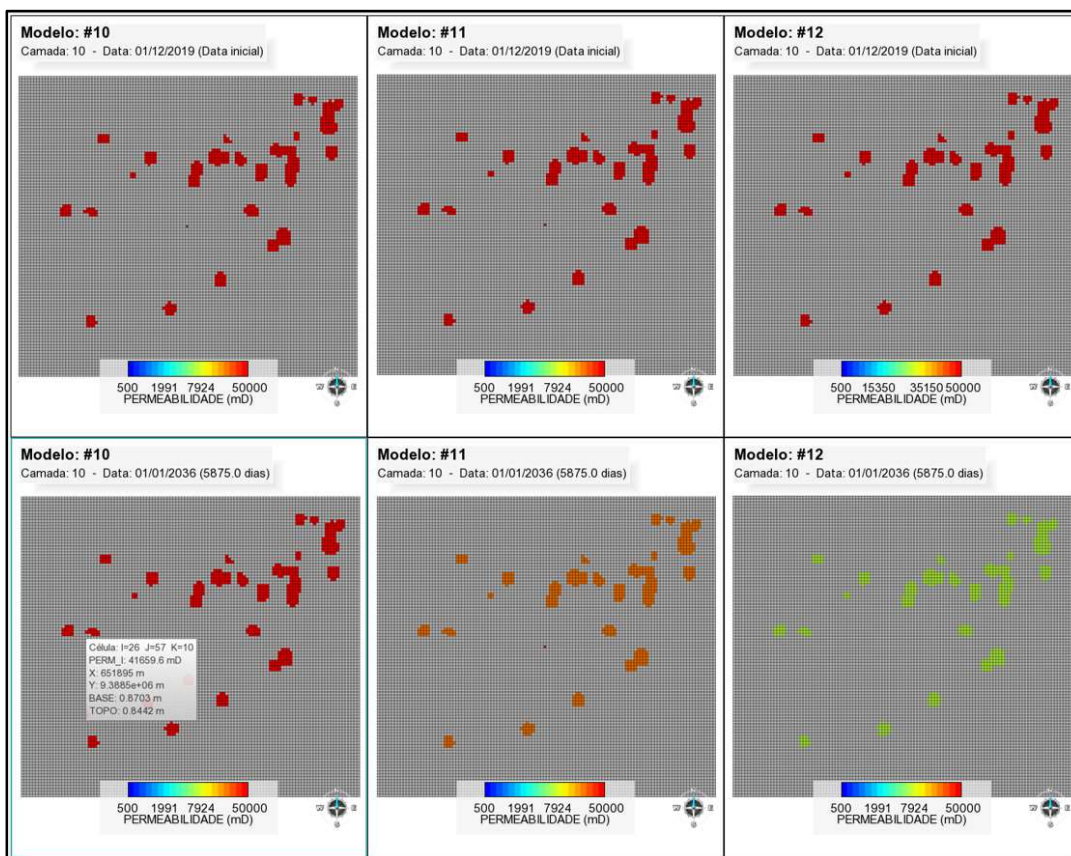


Figura 6.30 - Variação de permeabilidade para os modelos #10, #11 e #12 nos tempos inicial e final da simulação para a camada 10.

O erro de balanço de materiais para os modelos foram: 0,03% para o #10, 0,02% para o #11 e 0,10% para o #12.

O custo computacional entre os modelos foi bem distinto, tendo o modelo #12 alcançado 5875 dias de produção em menos de 2 (dois) dias de simulação e para os modelos #10 e #11 foram necessários pouco mais de 6 (seis) dias para chegar ao mesmo tempo de produção.

⇒ **Casos #11 e #13;**

Neste item será avaliada a diferença de comportamento do processo reversível, deformação elástica das feições, e irreversível, deformação plástica do carste, considerando que há variação somente na permeabilidade. Para tal, no modelo #13, serão utilizadas as mesmas premissas adotadas para o modelo #11, exceto pelo uso da palavra-chave CIRREVERS que representa o comportamento

irreversível da permeabilidade no simulador IMEX (© CMG). Os parâmetros considerados foram:

- A: 14
- CIRREVERS

Os multiplicadores de porosidade e permeabilidade adotados estão representados na Figura 6.31.

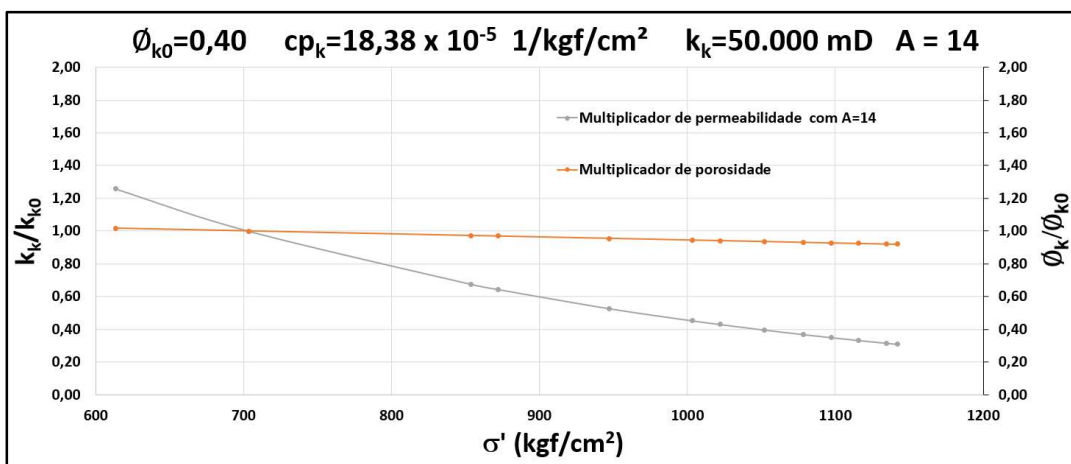


Figura 6.31 - Multiplicadores de porosidade e permeabilidade em função da tensão efetiva para A = 14.

Como não há variação nos multiplicadores de porosidade entre os dois casos, a variação da poropressão é praticamente a mesma nos dois modelos. Da mesma forma, como ilustrado na Figura 6.32, a RGO, WCUT e vazões de óleo e gás também permanecem inalteradas para os dois casos.

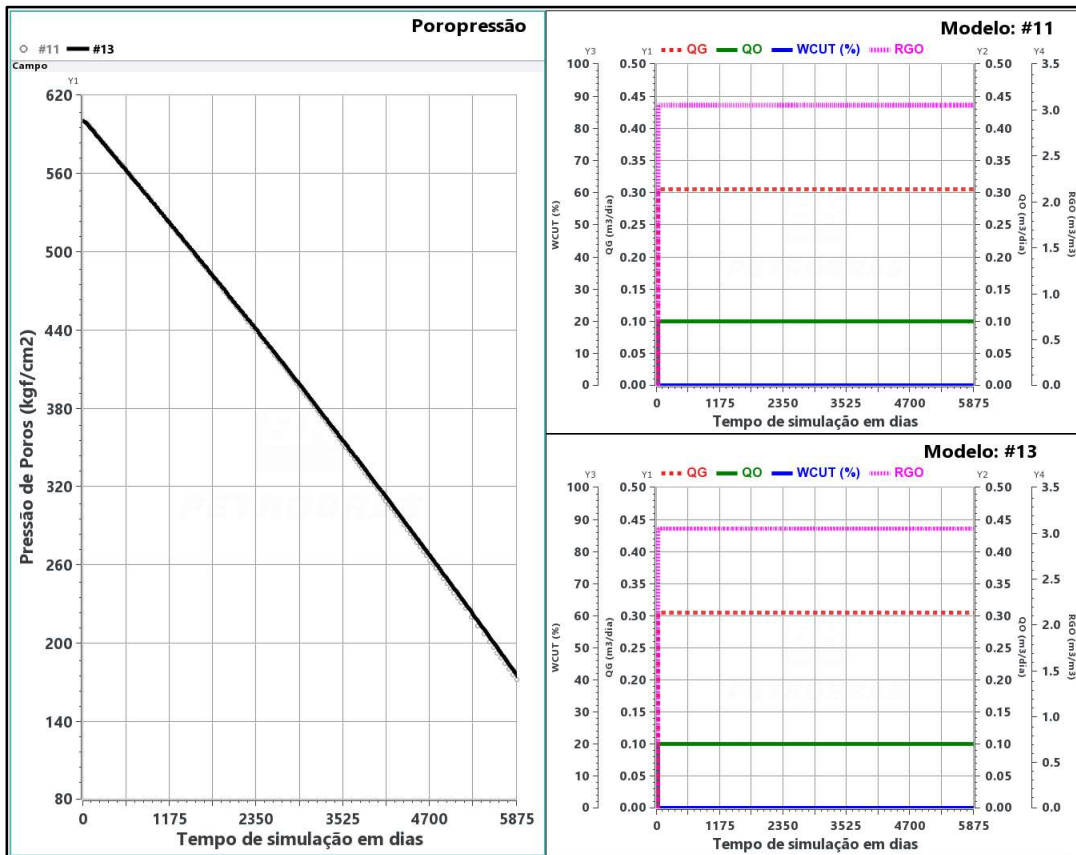


Figura 6.32-Variação da pressão média do reservatório, vazão de óleo, RGO e WCUT para os modelos 11 e #13.

Assim como nos casos em que foram comparados modelos com atualização da porosidade da forma convencional e com a utilização da tabela de pseudoacoplamento, a variação de porosidade no tempo 5875 dias de produção permanece praticamente inalterada entre os dois modelos, como segue na Figura 6.33.

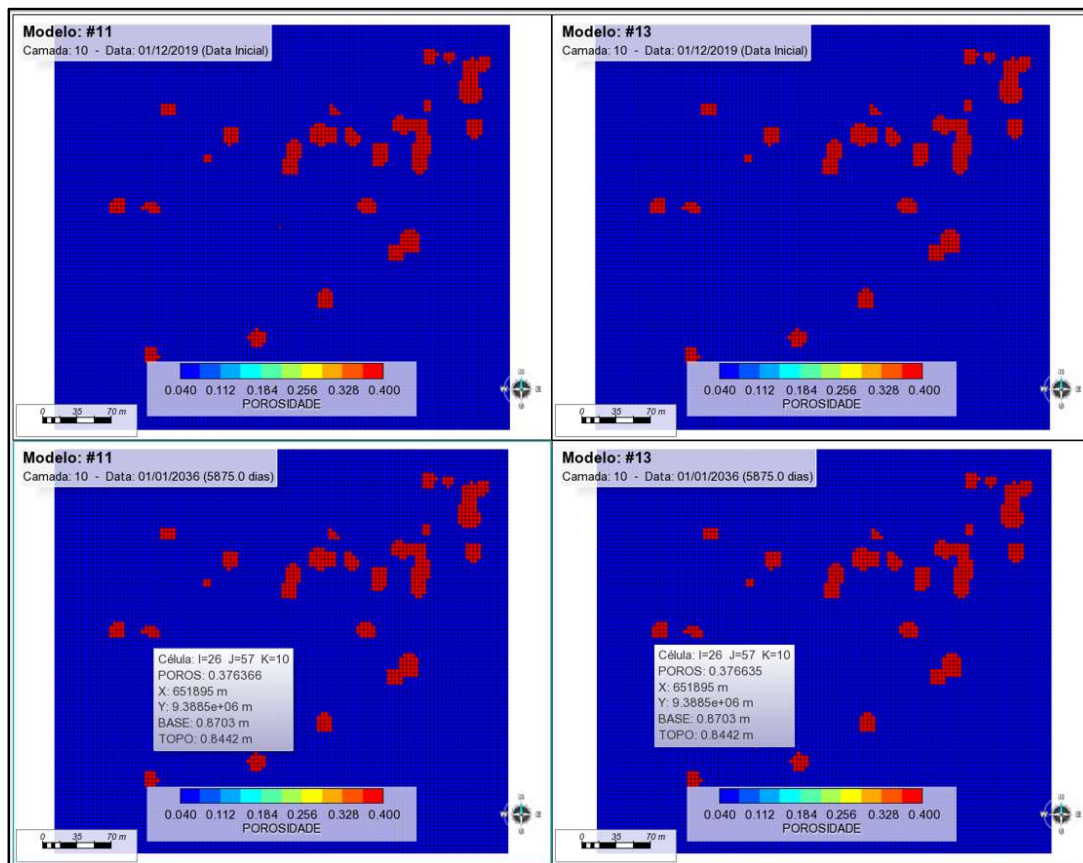


Figura 6.33 - Variação de porosidade para os modelos #11 e #13 nos tempos inicial e final da simulação para a camada 10.

A diferença de permeabilidade entre os casos que consideram comportamento elástico e plástico, para as premissas adotadas neste estudo, é bem pequena; sendo $k = 21.310 \text{ mD}$ para o caso reversível e $k = 21.520 \text{ mD}$ para o caso irreversível, como observado na Figura 6.34.

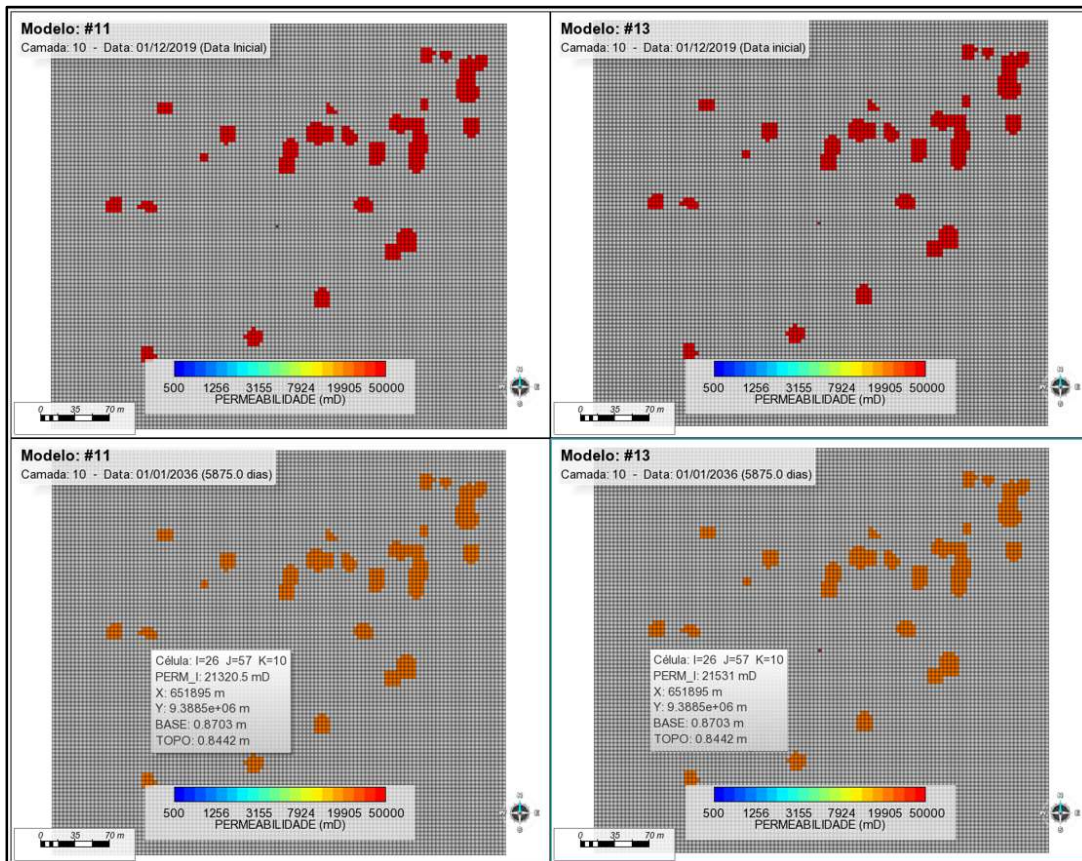


Figura 6.34 - Variação de permeabilidade para os modelos #11 (reversível) e #13 (irreversível) nos tempos inicial e final da simulação para a camada 10.

O erro de balanço de materiais para o modelo #11 de 0,02% e 0,14% para o modelo #13.

O custo computacional foi altíssimo para ambos os modelos, sendo necessário pouco mais de 10 dias para alcançar 5875 dias de produção.

7

Discussão dos Resultados

7.1

Porosidade das feições cársticas parametrizadas e estimativa da compressibilidade das feições cársticas

O Lajedo Arapuá é um análogo estrutural e de algumas fácies de campos do Pré-Sal brasileiro, entretanto, a porosidade equivalente estimada pode não representar a porosidade equivalente (matriz e feições cársticas) de reservatórios destes campos. Assim, de forma a representar a porosidade média das feições cársticas relevantes em campos do Pré-Sal e que sejam compatíveis com o modelo de alta concentração proposto por Hashin (1960), foram considerada porosidades maiores. Neste estudo foram consideradas, para as feições cársticas, o intervalo de porosidade $0,1 \leq \phi_k \leq 0,4$. As Figuras 7.1, 7.2 e 7.3 exemplificam as os mapas de porosidades, matriz em azul e feições cársticas em vermelho, das camadas 8, 17 e 24, respectivamente. A camada 10 foi a escolhida para representar as variações entre os modelos simulados em todo este estudo.

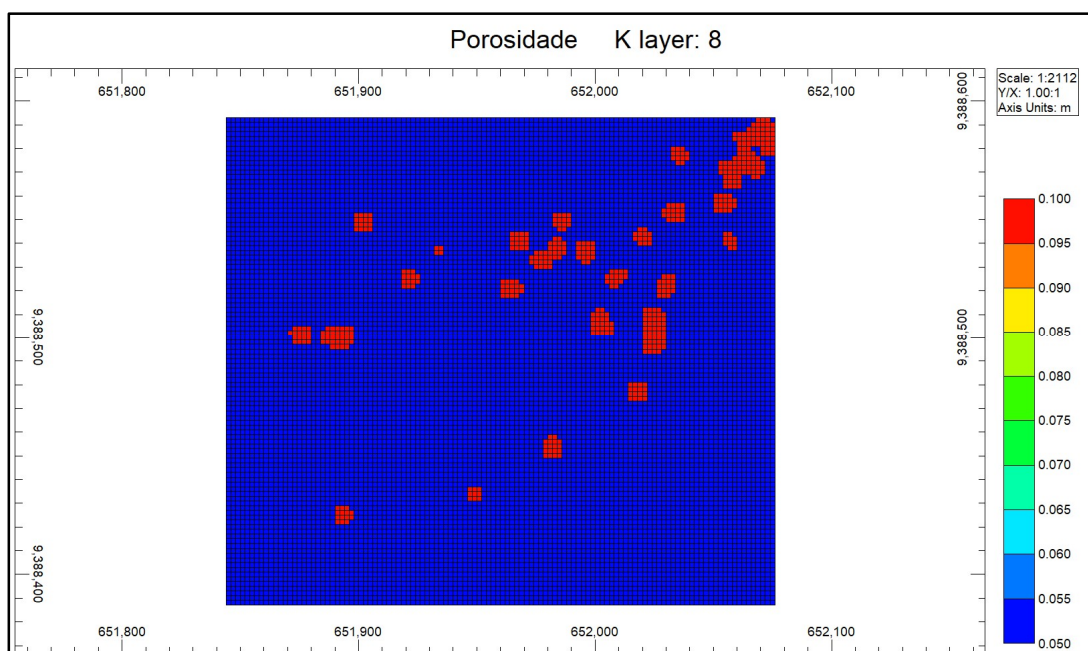


Figura 7.1- Porosidade da matriz (azul) e das feições cársticas (vermelho) para a camada 8.

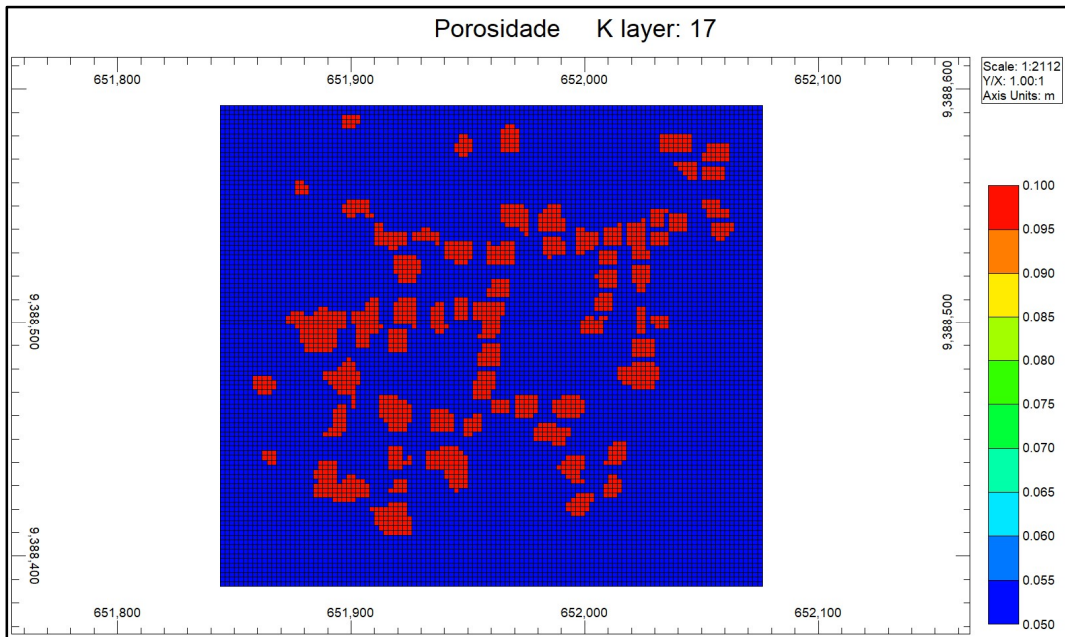


Figura 7.2- Porosidade da matriz (azul) e das feições cársticas (vermelho) para a camada 17.

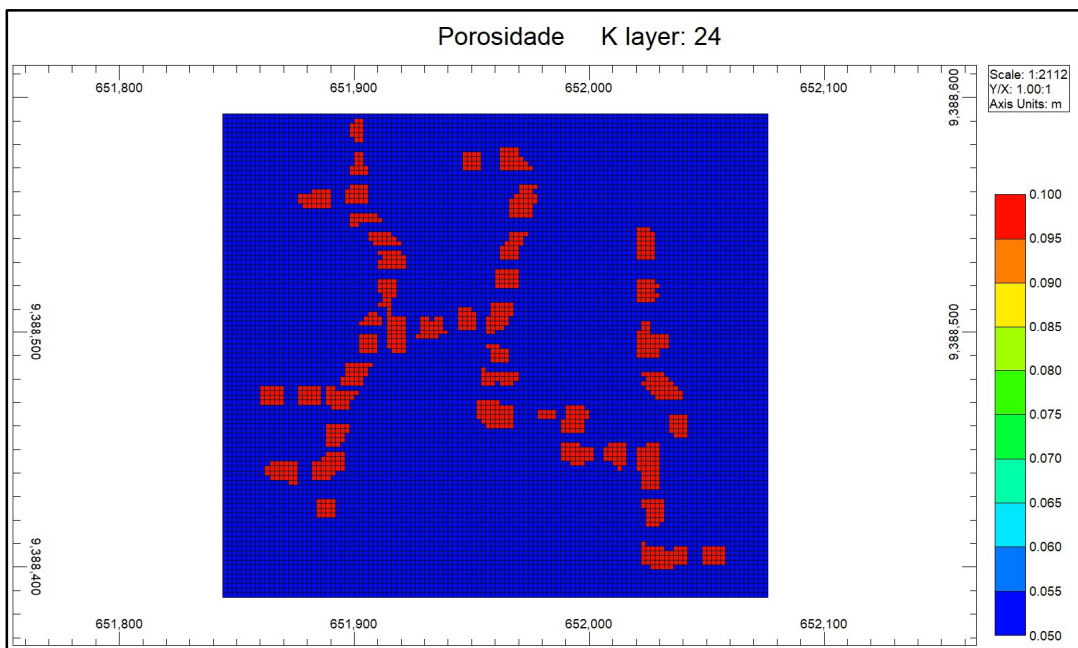


Figura 7.3 - Porosidade da matriz (azul) e das feições cársticas (vermelho) para a camada 24.

Como pode ser observado nas Figuras 7.1, 7.2 e 7.3, as porosidades tanto da matriz quanto das feições cársticas são constantes para cada caso parametrizado, ou seja, $\phi_m = 0,05$ para todos os modelos e $0,1 \leq \phi_k \leq 0,4$, caracterizando um reservatório homogêneo e isotrópico no que tange à porosidade.

Da mesma forma, para a permeabilidade, também foi considerada a isotropia, ou seja, esta propriedade é constante em todas as direções. A Figura 7.4 representa o mapa de permeabilidade adotado.

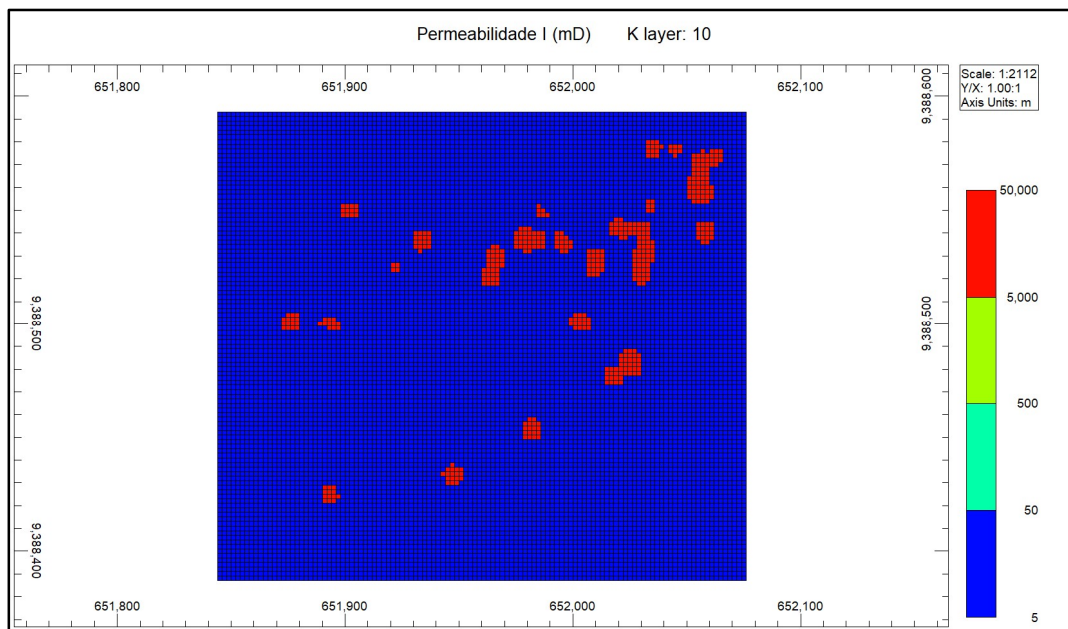


Figura 7.4 – Permeabilidades nas direções $i = j = k$, em azul para a matriz rochosa e em vermelho para as feições cársticas.

Vale ressaltar que para os reservatórios dos campos do Pré-Sal, as características permoporosas tanto da matriz quanto das feições cársticas apresentam pronunciadas heterogeneidades e anisotropias. Em geral, utilizam-se volumes que representam estas variações de propriedades.

Ainda sobre a caracterização das feições cársticas, devido às heterogeneidades das rochas carbonáticas que constituem os reservatórios dos campos que produzem na camada Pré-Sal, de forma a aumentar a acurácia das previsões de produção, recomenda-se que as feições cársticas sejam bem representadas nos simuladores de escoamento, ou seja, sejam criadas regiões separadas da matriz de forma que estas possam ter propriedades diferentes.

Neste trabalho, devido à escassez de trabalhos em literatura que estimassem a compressibilidade das feições cársticas, foi proposta a metodologia representada pelo esquema da Figura 7.5, onde as porosidades das feições cársticas foram parametrizadas.

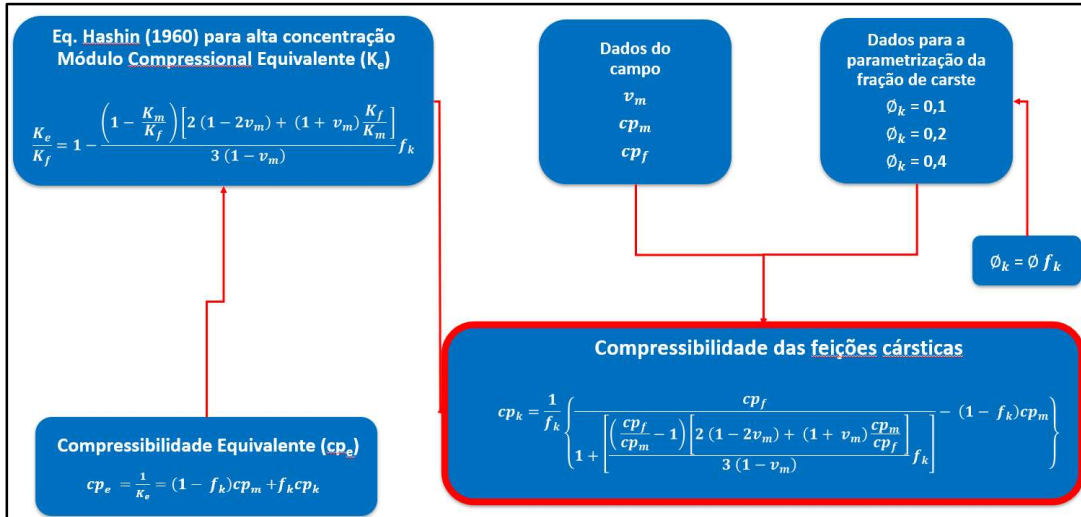


Figura 7.5 – Fluxo de trabalho proposto para a estimativa das feições cársticas.

Na ausência de correlações e/ou dados que representem as propriedades elásticas do Lajedo Arapuá, foram utilizados valores de coeficiente de Poisson e compressibilidades, matriz e fluido, de campos do Pré-Sal (análogos). Esta prática é bastante comum na indústria do petróleo.

7.2

Simulações Convencionais com porosidade parametrizada

○ Comparação entre os casos # 1, #2; e #3

As porosidades parametrizadas foram: $\phi_k = 0,1$, $\phi_k = 0,2$ e $\phi_k = 0,4$, respectivamente.

A comparação entre os modelos em que a porosidade das feições cársticas é parametrizada e a compressibilidade destas é tratada da forma convencional mostra que no modelo em que a porosidade é maior, #3 $\phi_k = 0,4$, a manutenção de pressão é mais pronunciada. Ou seja, a compressibilidade do carste é constante ao longo do tempo, caracterizando o regime de deformação elástica. Já a porosidade é atualizada através da equação 7.1 que pode ser reescrita em função da compressibilidade e porosidade das feições cársticas, como segue:

$$\phi_{k(p_p)} = \phi_{k(p_{p_i})} [1 + cp_k (p_{p_i} - p_p)] \quad (7.1)$$

Onde,

$\phi_k(p_p)$ = porosidade do carste atualizada na poropressão no passo de tempo t;

$\phi_k(p_{p_i})$ = porosidade do carste inicial na poropressão inicial (referência);

cp_k = compressibilidade do carste;

p_{p_i} = pressão inicial do reservatório (poropressão);

p_p = poropressão no passo de tempo t;

Vale ressaltar que esta abordagem, compressibilidade constante ao longo do tempo, é muito utilizada atualmente na indústria do petróleo. Para os campos do Pré-Sal da PETROBRAS, já existem iniciativas de estudo que tratam a compressibilidade tanto da matriz rochosa, quanto das feições cársticas e também do sistema fraturado, como uma propriedade que varia ao longo do tempo.

A Figura 7.6 ilustra a diferença de pressão entre os modelos.

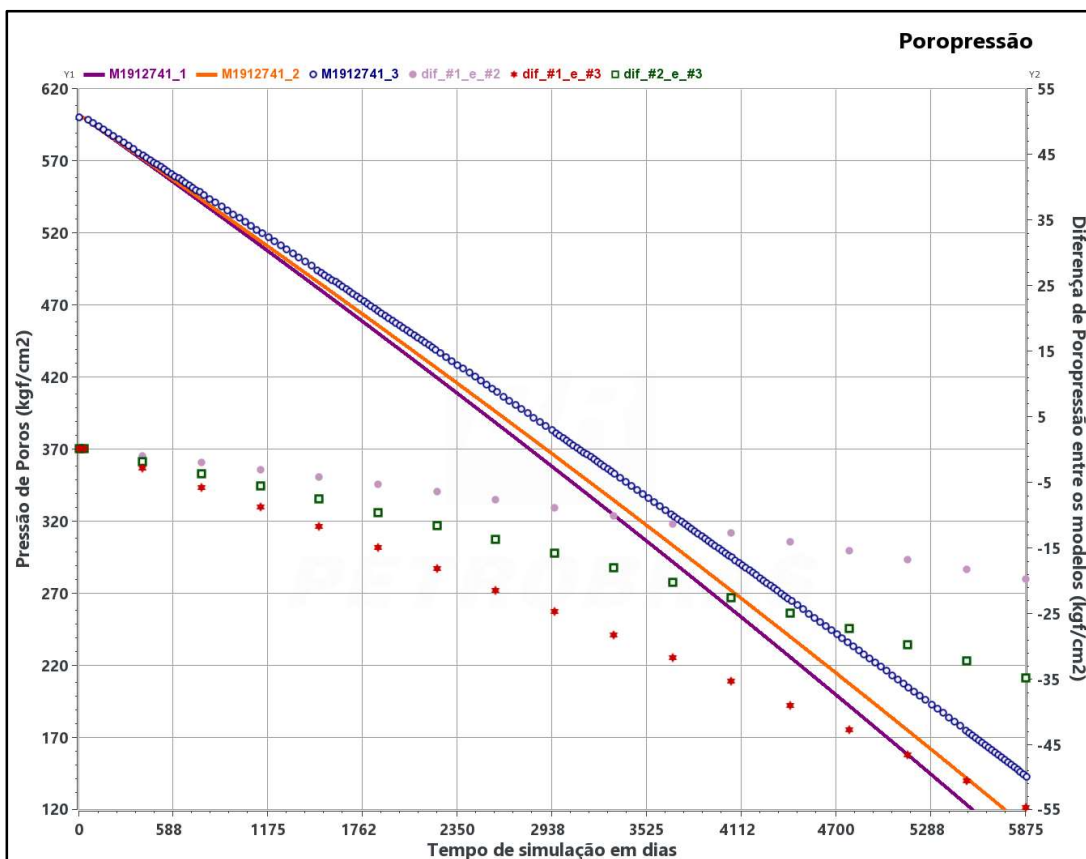


Figura 7.6 – Diferença de poropressão entre os modelos #1, #2 e #3.

Este comportamento da pressão é entendido ao avaliar a equação 2.14, equação da difusividade hidráulica, que comanda o escoamento em meios porosos (para uma fase genérica pouco compressível sem termos fonte ou sumidouro), onde a variação da pressão é diretamente proporcional à porosidade e a compressibilidade total. Vale lembrar que o comportamento da compressibilidade das feições cárstica é inversamente proporcional a sua porosidade.

Como o mencionado no item, 7.1, os modelos de simulação de reservatórios dos campos do Pré-Sal são populados, em geral, com volumes que representem a variação de porosidade e permeabilidade, de forma que cada célula do modelo possa apresentar propriedades diferentes. Assim, o entendimento do comportamento da diferença de poropressão dos modelos #1, #2 e #3, apresentado na Figura 7.6, exemplifica a variação de pressão em reservatórios com propriedades permoporosas diferentes.

7.3

Simulações Convencionais vs Pseudoacoplamento

○ Comparação entre os casos # 4 e #7; #5 e #8; #6 e #10

Os modelos #4 e #7 apresentam $\phi_k = 0,1$ e $cp_k = 130,13 \times 10^{-5} \text{ 1/kgf/cm}^2$, onde no segundo caso a compressibilidade é utilizada pela tabela de pseudoacoplamento. Para #5 e #8 (com tabela de pseudoacoplamento), $\phi_k = 0,2$ e $cp_k = 51,42 \times 10^{-5} \text{ 1/kgf/cm}^2$ e, considerando #6 e #10, com tabela de pseudoacoplamento, $\phi_k = 0,4$ e $cp_k = 18,38 \times 10^{-5} \text{ 1/kgf/cm}^2$ respectivamente.

A razão entre as compressibilidades é: $cp_k / cp_m = 44,3$, $cp_k / cp_m = 17,5$ e $cp_k / cp_m = 6,3$, respectivamente.

Como para baixas porosidades do carste, nestes casos $\phi_k = 0,1$, a compressibilidade destas feições é elevada. Observa-se diferença significativa de porosidade entre os casos no tempo final de simulação. A queda de porosidade para o caso (#4) que não utiliza a tabela de pseudoacoplamento é de aproximadamente -55%, já no caso que #7, que utiliza a tabela de pseudoacoplamento, a queda da porosidade é menor, -43%, uma vez que o uso da tabela, nestes casos

comparados, promove uma maior manutenção e pressão. A relação entre as porosidades é $\phi_k = 2\phi_m$. A Figura 7.7 ilustra a relação entre as porosidades e pressão de poros dos modelos.

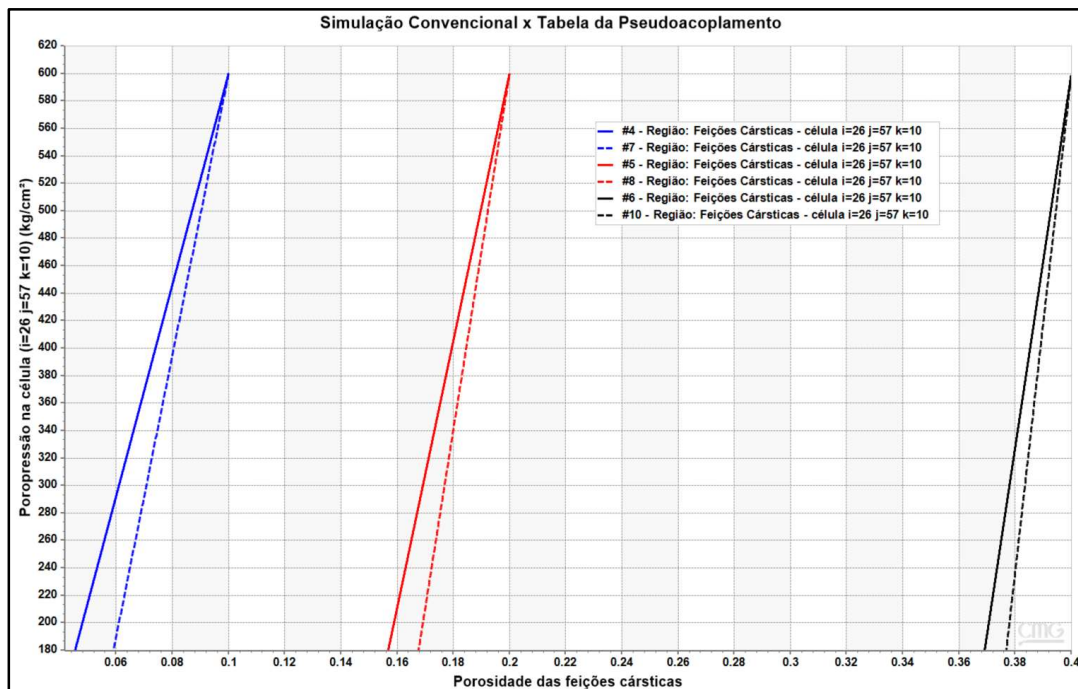


Figura 7.7 – Comparação entre os modelos #4 e #7, #5 e #8, #6 e #10.

Da mesma forma, a variação de permeabilidade também é mais pronunciada para o modelo #7, aproximadamente -80% de redução.

No caso em que a porosidade é o dobro do caso anterior e a compressibilidade é cerca de 2,5 vezes menor, o descolamento significativo entre as curvas ocorre em um tempo de produção maior.

Vale ressaltar que para os modelos #5 e #8 em que o contraste de porosidade entre a matriz rochosa e o carste é maior, $\phi_k = 4\phi_m$, que para os casos #4 e #7 e o contraste entre a compressibilidade é menor, a redução de porosidade, seja com o uso da tabela de pseudoacoplamento, ou compressibilidade constante ao longo do tempo de simulação, é consideravelmente menor. Isto é, para os casos #5 e #8, aproximadamente -20% e para os modelos #4 e #7, -50%.

Para os modelos #6 e #10, a porosidade é dobro dos casos, #5 e #8, do caso anterior e a compressibilidade é cerca de 2,8 vezes menor, o descolamento significativo entre as curvas também ocorre em um tempo de produção maior. O contraste entre a porosidade das feições cársticas e matriz é ainda maior, $\phi_k = 8\phi_m$, a redução de porosidade, é bem menor, ou seja, cerca de -8% para o caso #10, que utiliza a tabela de pseudoacoplamento.

Conforme o esperado, a redução das permeabilidades, para os modelos comparados, #4 e 7, #5 e #8, #6 e #10, -80%, -43% e -17%, respectivamente, segue a mesma tendência, ou seja, a compressibilidade das feições cársticas é inversamente proporcional a redução de porosidade e permeabilidade.

Importante pontuar que para o ajuste do histórico de pressão de campos com elevada concentração de carste, reservatório compartimentados, isto é, reservatórios heterogêneos de forma geral, a diferença constatada entre a abordagem dita convencional (consideração de compressibilidade das feições cársticas constante ao longo do tempo) e o uso das tabelas de pseudoacoplamento, ganha maior importância; uma vez que esta impactará diretamente nos volumes produzidos.

Variação do coeficiente A

○ Comparação entre os casos #8 e #9 e casos #10, #11 e #12

Nestes casos, os multiplicadores de porosidade permanecem praticamente constantes, para cada porosidade inicial, $\phi_k=0,2$ e $\phi_k=0,4$, independentemente do valor de A, uma vez que este multiplicador é uma função das porosidades e da compressibilidade. O multiplicador de porosidade é inversamente proporcional à porosidade inicial. A Figura 7.8 ilustra os multiplicadores de porosidade e razão entre os multiplicadores para os casos #8 e #9, #10, #11 e #12.

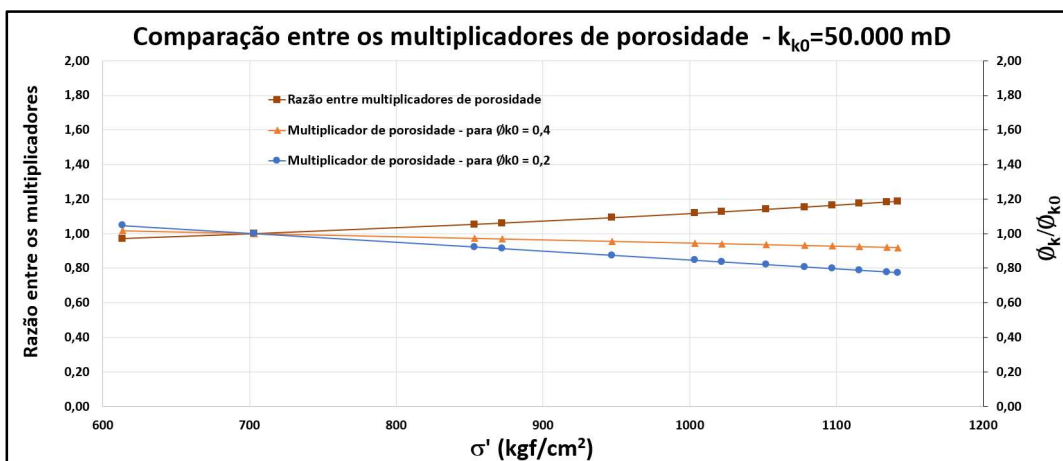


Figura 7.8 – Multiplicadores para as porosidades parametrizadas e razão entre ambos.

Apesar da razão entre as porosidades parametrizadas ser o dobro e a razão entre as compressibilidades das feições cársticas ser de 2,8, a redução de porosidades, representada pelo multiplicador de porosidade, é somente de cerca de 20%.

Em relação aos multiplicadores de permeabilidades, observa-se que quanto maior for o valor de A maior será a redução de permeabilidade, este comportamento pode ser observado na Figura 7.9, onde, para $\phi_k=0,4$, a curva em vermelho (bolinhas) representa A=3 e a curva amarela (cruz), maior redução de permeabilidade, o valor de A=14; e também na Figura 7.10 que representa a razão entre os multiplicadores de permeabilidade (A=3, A=14 e A=34) para $\phi_k=0,4/\phi_k=0,2$.

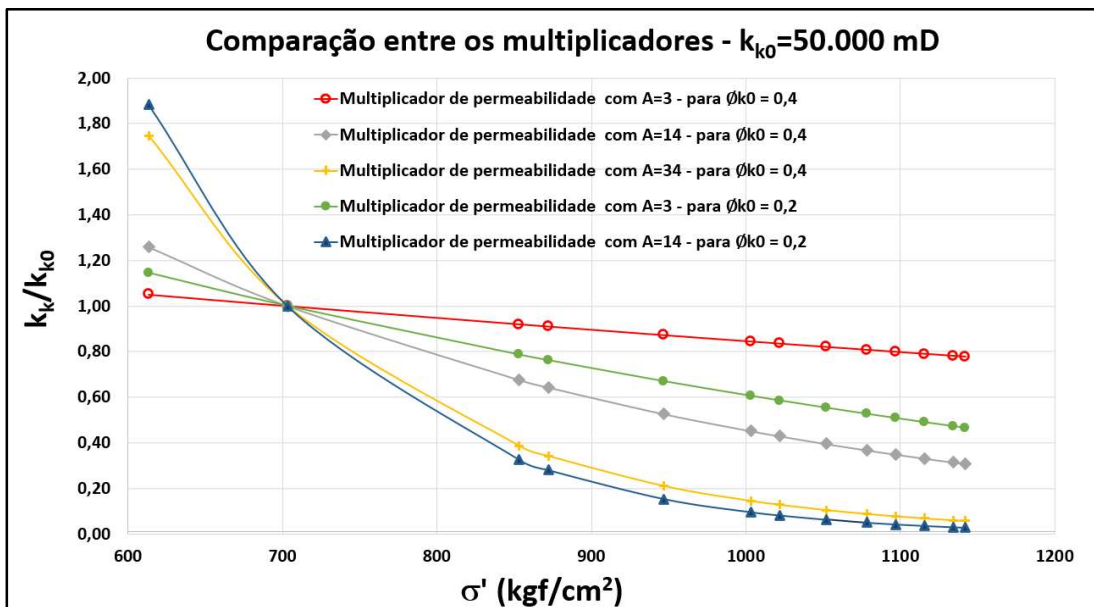


Figura 7.9 – Multiplicadores de permeabilidade para os casos #8 e #9, $\phi_k=0,2$ e A=3 e A=14, respectivamente e casos #10, #11 e #12, $\phi_k=0,4$ e A=3, A=14 e A=34, respectivamente.

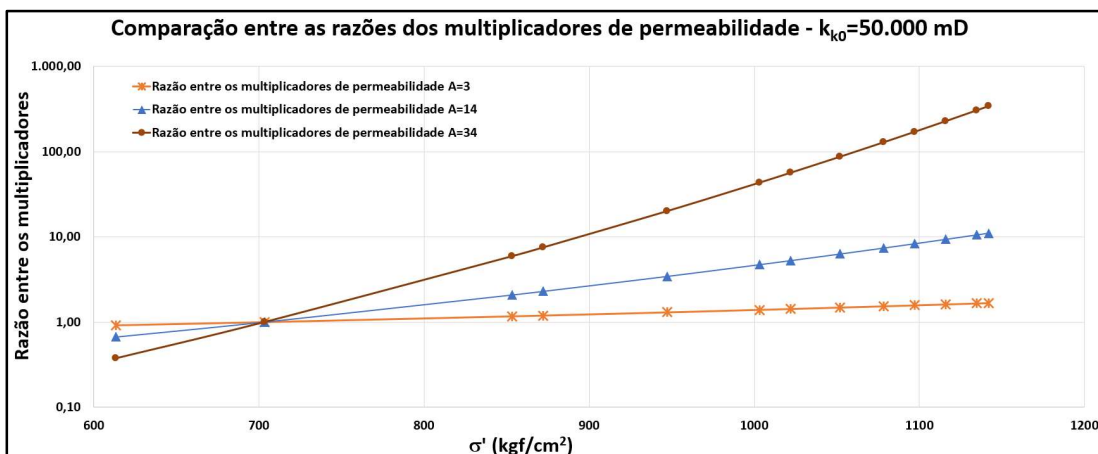


Figura 7.10 – Razão entre os multiplicadores de porosidade, $\phi_k=0,4/\phi_k=0,2$, com $A=3$, $A=14$ e $A=34$.

Entretanto, para o mesmo valor de $A = 14$, curva amarela (cruz) com a $\phi_k=0,4$ e curva azul (triângulo) com a $\phi_k=0,2$, a redução de permeabilidade se mostra mais pronunciada para a menor porosidade da feição cárstica.

Assim, tanto para os casos #8 e #9 onde $\phi_k=0,2$ e $A=3$ e $A=14$, respectivamente, quanto para os casos #10, #11 e #12 onde $\phi_k=0,4$ e $A=3$, $A=14$ e $A=34$, também respectivamente, observa-se, apesar de as compressibilidades das feições cársticas serem diferentes, $cp_k = 51,42 \times 10^{-5}$ 1/kgf/cm² (casos #8 e #9) e $cp_k = 18,38 \times 10^{-5}$ 1/kgf/cm² (casos #10, #11 e #12), que não há variação de pressão de poros significativa. Este comportamento é esperado uma que a poropressão é diretamente proporcional à porosidade. As Figuras 7.11 e 7.12 ilustram a diferença de poropressão entre os modelos #8 e #9, #10, #11 e #12, respectivamente.

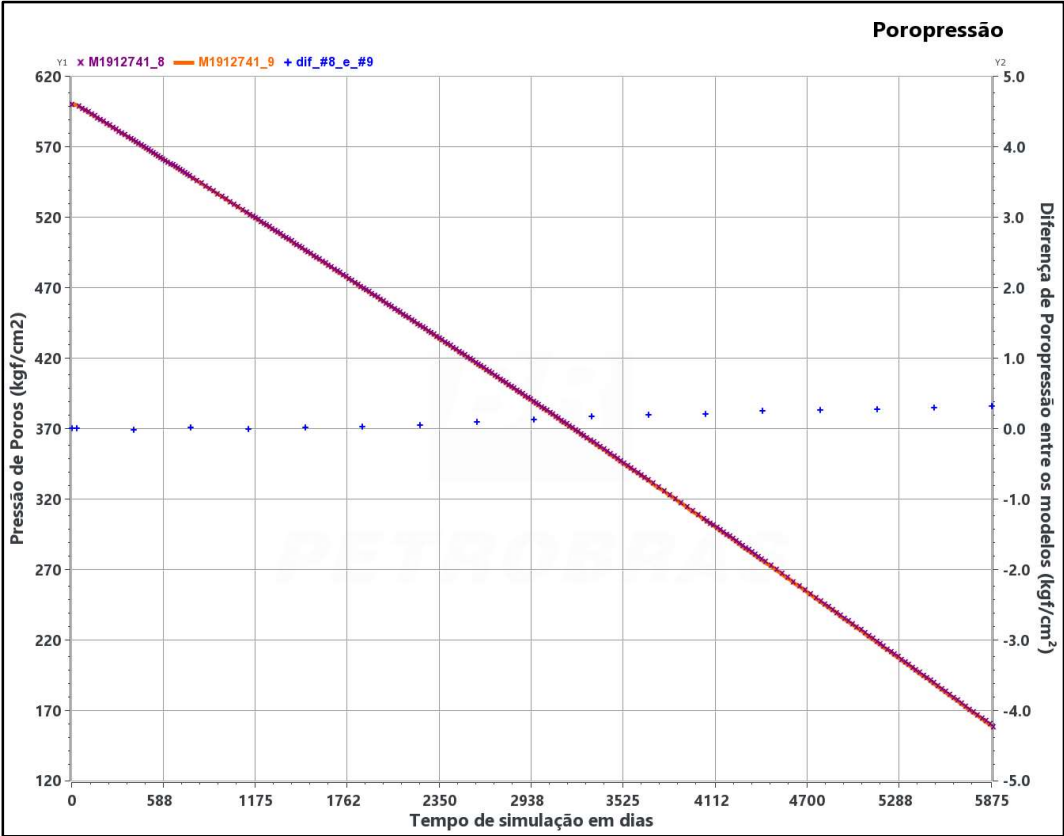


Figura 7.11 – Diferença de poropressão entre os modelos #8 e #9.

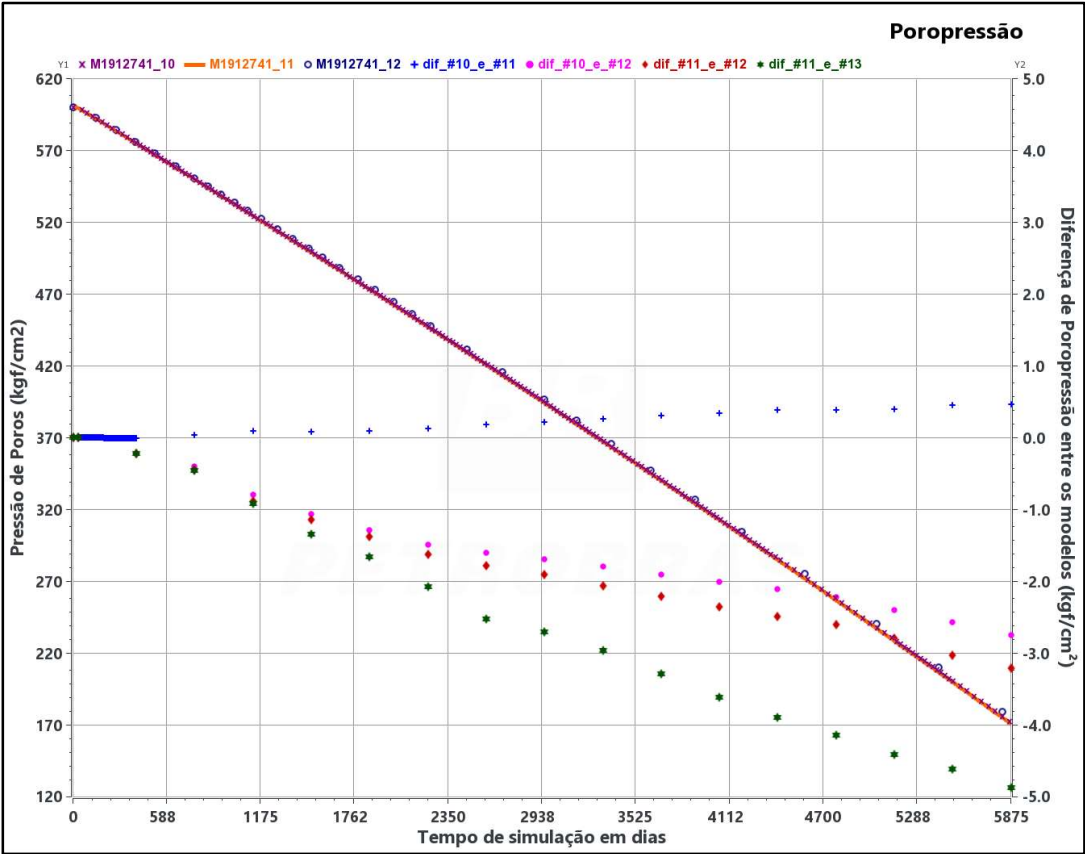


Figura 7.12– Diferença de poropressão entre os modelos #10, #11 e #12.

A Figura 7.13 representa a relação entre as porosidades e pressão de poros dos modelos.

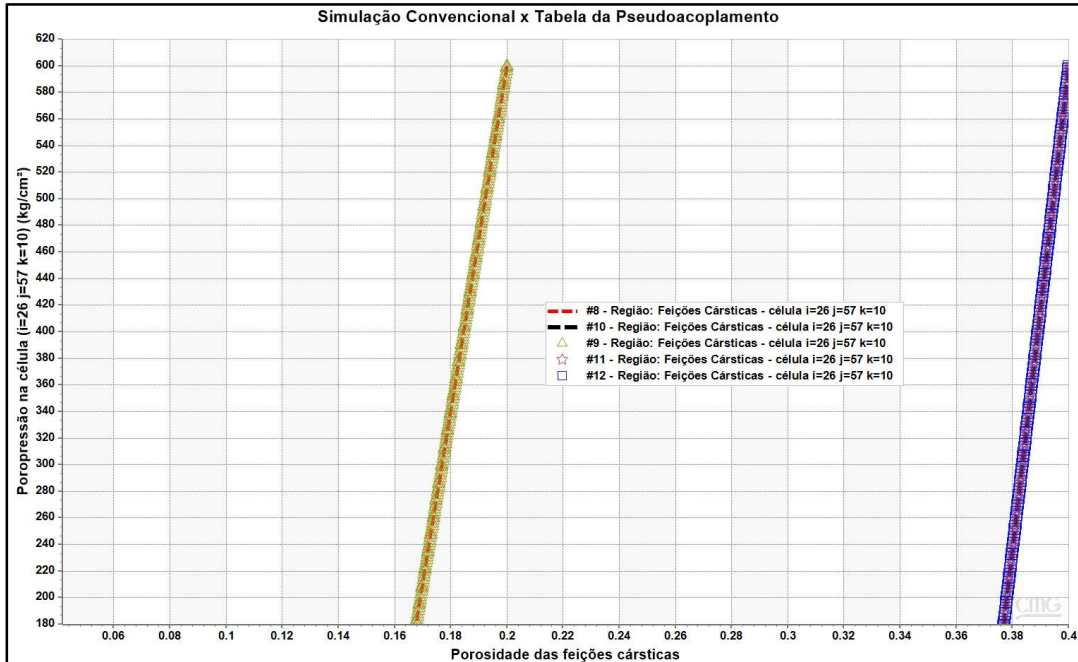


Figura 7.13– Comparação entre os modelos #8 e #9, #10, #11 e #12.

Como o já detalhado nos itens 7.1 e 7.2, modelos que consideram a compressibilidade constante ao longo do tempo vs tabela de pseudoacoplamento e modelos com a variação do coeficiente A, respectivamente, assim como casos em que foram comparados o comportamento da deformação elástica vs plástica (CIR-REVERS) para a permeabilidade, os resultados apresentados, tanto relativos à variação de poropressão quanto às variações de porosidades e permeabilidade (multiplicadores), mostram a importância da incorporação dos efeitos geomecânicos na fase de gerenciamento de reservatórios para a acurácia do ajuste de histórico de campos de petróleo, sobretudo de campos que apresentem elevada heterogeneidades e anisotropias como os do Pré-Sal brasileiro.

8

Conclusões e Recomendações

8.1

Conclusões

Uma importante conclusão deste estudo refere-se ao comportamento geral da compressibilidade das feições cársticas em função da porosidade, que seguindo a metodologia escolhida, segue o comportamento geral da compressibilidade da matriz rochosa em função da porosidade que já foi bastante documentado na literatura. Ou seja, a compressibilidade das feições cársticas segue uma curva de potência com expoente negativo (a compressibilidade é inversamente proporcional à porosidade do carste).

Outra conclusão relevante é a ordem de grandeza em si da compressibilidade do carste que, para as porosidades típicas destas feições nos campos do Pré-Sal, é entre 10 (dez) e 50 (cinquenta) vezes maior que a compressibilidade da matriz rochosa considerada.

De posse destes resultados, os profissionais que trabalham tanto com simulação de reservatórios quanto com modelagem geomecânica poderão aumentar a acurácia da previsão de produção e estimativa de deformações em reservatórios com presença de carste.

Objetivo também alcançado por este estudo e que contribuirá para melhorar os modelos de escoamento e geomecânico foi a comparação entre os modelos que utilizam a simulação convencional de reservatórios e a técnica de pseudocoplamento, que se propõe a representar efeitos geomecânicos com reduzidos custos computacionais. A análise entre as duas técnicas comprova a importância de incorporar efeitos geomecânicos de forma dinâmica nestes modelos, ou seja, a diferença de pressão ao longo do tempo de produção mostra-se significativa, o que impacta diretamente no ajuste de histórico de produção e, consequentemente nas previsões de produção.

Para a vazão, configuração e mecanismo de produção adotadas neste estudo, apesar de significativa queda nos multiplicadores de porosidade e permeabilidade, para o tempo de simulação escolhido, não houve significativo impacto nas curvas de previsão de produção com a variação do coeficiente A, assim como para a comparação dos casos em que foram consideradas deformação elástica e plástica, comportamento reversível e irreversível respectivamente, somente para

a permeabilidade. Salienta-se que, para diferentes configurações de produção, como por exemplo mais poços espalhados pelo reservatório, a diferença significativa de permeabilidade também pode acarretar impacto no ajuste de histórico e, conseqüentemente, alteração nas curvas de previsão de produção. Devido ao elevado custo computacional, não foi possível testar outras premissas de produção, tais como configurações e número de poços produtos e/ou injetores, vazão de produção, e aumento do tempo de simulação etc.

Vale ressaltar que o elevado custo computacional das simulações deste estudo não se deve à utilização das tabelas de pseudoacoplamento, e sim à necessidade de utilização de algumas palavras-chaves necessárias para gravação dos dados de porosidade, permeabilidade e velocidade de escoamento no simulador, além da quantidade de time-steps escolhidos para a gravação destes dados. Outro aspecto que onera a simulação é o contraste entre as porosidades da matriz e feições cársticas. Assim, para gerar modelos com erros de balanço de materiais entre os níveis desejável, inferior a 0,1%, e aceitável, inferior a 1,0%, para uma simulação *Black-Oil*, foi necessário utilizar um controle numérico bem justo, o que impactou consideravelmente no tempo de simulação.

8.2 Recomendações

A metodologia apresentada neste estudo para a determinação do módulo compressional equivalente (inverso da compressibilidade) de um meio com presença de carste foi proposta na década de 60. Esta abordagem foi utilizada uma vez que a estimativa da compressibilidade de inclusões elásticas utilizada por Dobrynin (1970), metodologia que serviu de base para este estudo, parte desta forma de determinação dos módulos equivalentes. Atualmente há técnicas mais modernas, como a metodologia denominada Auto-coerente, para determinação dos módulos elásticos equivalentes que podem ser testadas no futuro.

Além da metodologia em si de estimativa dos módulos compressoriais das feições cársticas, recomenda-se o estudo do seu impacto nas curvas de produção de um reservatório com presença de carste conduto, uma vez que neste trabalho somente foi considerada a presença de carste difuso.

Assim como a presença de diferentes tipos de carstificação, também é importante avaliar a metodologia proposta para reservatórios heterogêneos, tanto em relação às fácies constituintes da matriz rochosa quanto a forma (difuso e

conduto) do carte. A presença de falhas e fraturas também são aspectos que conferem heterogeneidades a um reservatório, que não foi escopo deste trabalho, e recomenda-se a avaliação da metodologia proposta.

Assim como a presença de diferentes tipos de carstificação, também é importante avaliar a metodologia proposta para reservatórios heterogêneos, tanto em relação às fácies constituintes da matriz rochosa quanto a forma (difuso e conduto) do carte. A presença de falhas e fraturas também são aspectos que conferem heterogeneidades a um reservatório, que não foi escopo deste trabalho, e recomenda-se a avaliação da metodologia proposta.

Outro importante ponto a ser avaliado em estudos futuros é o comportamento não só da permeabilidade, mas também da porosidade do carste quando ocorre colapso de poros, ou seja, quando ocorre deformação plástica destas feições. Esta premissa impactará diretamente no material de preenchimento dos poros, sendo necessário também avaliar diferentes valores de coeficiente de Poisson e Biot para as feições cársticas.

Para a matriz rochosa, neste estudo, não foi avaliado o uso de tabelas de pseudoacoplamento que representassem a variação da porosidade e permeabilidade ao longo do tempo. Entretanto, assim como para as feições cársticas, de forma a incorporar efeitos geomecânicos na simulação de escoamento, recomenda-se considerar a variação das propriedades permoporosas da matriz ao longo do tempo de produção.

Vale ressaltar que para melhor acurácia do uso de tabelas de pseudoacoplamento para incorporação dos efeitos geomecânicos na simulação, é necessário a realização de ensaios de laboratório para calibrar (ajustar) os modelos geomecânicos. Além de ensaios de petrofísica básica que fornecerão os valores de porosidade e permeabilidade da rocha reservatório, *scratch test*, ensaios uniaxiais e triaxial com medição de vazão fornecerão estimativas de propriedades como o módulo de deformabilidade e o módulo volumétrico da rocha, assim como a variação da porosidade e permeabilidade em função da tensão. Pelo exposto, recomenda-se a utilização destes dados ditos “*hard*” na indústria do petróleo, ou seja, dados passíveis de medição e controle, em futuros estudos sobre estimativas de compressibilidade e utilização de tabelas de pseudoacoplamento.

Recomenda-se também avaliar diferentes configurações de produção (Ex.: Five spot e Face produtora), mecanismos de produção (Ex.: Injeção de água, Injeção de gás e *Water Alternating Gas (WAG)* – Injeção alternada de água e gás),

uma vez que neste estudo foi considerado somente um poço no centro do reservatório produzindo por depleção. Utilizar diferentes mecanismos de produção será de suma importância para uma melhor avaliação das curvas de produção quando a rocha sobre deformação reversível (elástica) e irreversível (plástica); assim como para avaliação do processo de histerese, que também não foi avaliado neste trabalho.

A introdução de mecanismos de produção que visem recuperar a pressão de poros do reservatório, ex.: Injeção de água, Injeção de gás e *Water Alternating Gas (WAG)* – Injeção alternada de água e gás, também permitirá avaliar, com o uso de tabelas de pseudoacoplamentos, o efeito da histerese na variação das propriedades permoporosas ao longo da produção do campo.

Avaliar diferentes controles numéricos para o modelo de forma a reduzir o custo computacional das análises. A utilização de softwares, tal como o CMOST da própria CMG, que facilitam o ajuste assistido pode ser uma alternativa para otimização do controle numérico tendo como meta erros de balanço de materiais desejáveis.

Referências Bibliográficas

- 1 SAMIER, P.; ONAISL, A.; GENNARO, S. de. A Practical Iterative Scheme for Coupling Geomechanics with Reservoir Simulation. **SPE Res Eval & Eng** **11**, outubro 2008.
- 2 MACHADO, M. V. B.; QUADROS, F.; BRITO, D.; MORAES, R. Investigation of Modeling Options for Numerical Simulation of Fractured and Karstified Reservoirs. **EAGE – 4TH Naturally Fractured Reservoir Workshop**, 2020.
- 3 QUADROS, F.B. **Modelagem Geológica Numérica do Sistema Cárstico do Lajedo Arapuá, Formação Jandaíra, Bacia Potiguar**. 2018. 111p. Dissertação de Mestrado (Engenharia civil) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2018.
- 4 YANG, S. **Fundamentals of Petrophysics**, Pequim: Springer, Inc., 2017.
- 5 YAO, J.; HUANG, Z. **Fractured Vuggy Carbonate Reservoir Simulation**, Pequim: Springer, Inc., 2017. 253 p.
- 6 LUCIA, F.J. **Carbonate Reservoir Characterization: An Integrated Approach**, Austin: Springer-Verlag, Inc., 2007. 342 p.
- 7 GAMS, I. **Origin of the Term “Karst”, and the Transformation of the Classical Karst (Kras)**. *Geo* **21**, 110-114p, 1993.
- 8 JAMES, N.P; CHOQUETTE, P.W. **Paleokarst**, Chicago: Springer-Verlag, Inc., 1987. 422 p.
- 9 PINTO, C. de S. **Curso Básico De Mecânica Dos Solos**. São Paulo: Oficina de Textos, 2000.
- 10 CHILINGAR, C. V.; BISSEL, H. J.; FAIRBRIDGE, R. W. **Carbonate Rocks – Physical and Chemical Aspects**. Amsterdam: Elsevier, 1967. 413 p.
- 11 LEIGHTON, M. W; PENDEXTER, C. Carbonate Rock Types. **Classification of Carbonate Rocks**, Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1962.

- 12 SINGH, K.H; JOSHI, R.M. **Petro-physics and Rock Physics of Carbonate Reservoirs: Likely Elucidations and Way Forward**, Singapura: Springer, Inc., 2019. 291 p.
- 13 MOORE, C.H; WADE, W.J. **Carbonate Reservoirs: Porosity and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework**, Amsterdam: Elsevier, Inc., 2013.
- 14 TERRA, G.J.S et al. Classificação de Rochas Carbonáticas Aplicável às Bacias Sedimentares Brasileiras. **Boletim de Geociências da PETROBRAS**, v. 18, p. 9-29, 2010.
- 15 VAN GOLF-RACHT, T.D. **Naturally Fractured Carbonate Reservoirs**. In: **Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis, Part II**, Amsterdam: Elsevier, Inc., 1996.
- 16 DOBRYNIN, V.M. **Deformations and Changes in the Physical properties of Oil and Gas Collectors** (em russo), Moscou: Nedra, 1970. 239 p.
- 17 PALMER, A.N. Origin and morphology of limestone caves. **Geological Society of America Bulletin**, v.103, p. 1-21, 1991.
- 18 KARMANN, I. **Carste e Cavernas no Brasil: Distribuição, Dinâmica Atual e Registros Sedimentares, Breve Histórico e Análise Crítica das Pesquisas Realizadas no Âmbito do IGc USP**. 2016. 62p. Tese Livre Docência (Instituto de Geociências) – Universidade de São Paulo, 2016.
- 19 JOUVES, J. et al. Speleogenesis, geometry, and topology of caves: A quantitative study of 3D karst conduits. **Geomorphology**, v. 298 86-106p. Elsevier, 2017.
- 20 CHILINGARIAN, G. V.; RIEKE, H.H; MAZZULLO, S.J. **Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic – Engineering Analysis**, v. 44, parte II, Amsterdam: Elsevier, Inc., 1996. 994 p.
- 21 FJÆR, E. *et al.* **Petroleum Related Rock Mechanics**, Amsterdam: Elsevier, 1992.
- 22 CHOU, P.; PAGANO, N. **Elasticity Tensor, Dyadic and Engineering Approaches**, New York: Dove Publications, Inc., 1992.
- 23 GOULD, P. L.; **Introduction to Linear Elasticity**, p. 15-46. New York: Springer, 2012. 346 p.

- 24 WILLIAM, K. J. Constitutive Models for Engineering Materials. **Encyclopedia of Physical Science & Technology**, v. 3 603-633p. Academic Press, 2002.
- 25 ABOUDI, J.; ARNOLD, S.M.; BEDNARCYK, B.A. **Micromechanics of Composite materials**, Oxford: Elsevier, Inc., 2013.
- 26 ZOBACK, M. D. **Reservoir Geomechanics**, Cambridge: Cambridge University Press, 2008. 452 p.
- 27 GOODMAN, R. **Introduction to Rock Mechanics**. New York: John Wiley & Sons, 1989, 560 p.
- 28 ZHANG, J.J. **Applied Petroleum Geomechanics**. Oxford: Gulf Professional Publishing, 2019, 515 p.
- 29 BIOT, M. A. General Theory of Three-Dimensional Consolidation. **Journal of Applied Physics**, v.12, no 12, 155-164 p., 1941.
- 30 HALL, H. N. Compressibility of Reservoirs Rocks. **Petroleum Transactions, AIME**. v. 198, 309-311 p., 1953.
- 31 DOBRYNIN, V. M. An investigation of the porosity complex carbonate reservoirs (em russo). **Geologia nefti I gaza**, no 5, 30-34 p., 1991.
- 32 SMITH, C. R.; TRACY, G. W.; FARRAR, R. L. **Applied Reservoir Engineering**. v.1. Tulsa: Oil & Gas Consultants International, 1992.
- 33 SEN, V.; SETTARI, T. Coupled Geomechanical and Flow Modeling of Compacting Reservoirs. **The Leading Edge**, dezembro 2005.
- 34 FANCHI, J. **Principles of Applied Reservoir Simulation**. Oxford: Gulf Professional Publishing, 2018. 354 p.
- 35 ALVARADO, V.; MANRIQUE, E. **Enhanced Oil Recovery: Field Planning and Development Strategies**. Oxford: Gulf Professional Publishing, 2010. 192 p.
- 36 PETUNIN, V. V. et al. An Experimental Study for Investigating the Stress Dependence of Permeability in Sandstones and Carbonates. **ARMA - American Rock Mechanics Association**. In: **45th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium**, 2011, San Francisco, EUA.
- 37 FALCÃO, F.O.L. **Simulação Hidromecânica de Reservatório Carbonático de Petróleo através de Pseudoacoplamento**. 2013. 201 p. Tese de

- Doutorado (Engenharia civil) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2013.
- 38 SETTARI, A.; MOURITS, F. M. A Coupled Reservoir and Geomechanical Simulation System. **SPE Journal**, setembro 1998.
 - 39 ROSA A.; CARVALHO R.; XAVIER, D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**, Rio de Janeiro: Editora Interciência Ltda., 2011. 808 p.
 - 40 TRAN, D.; SETTARI, A.; NGHIEM, L. New Iterative Coupling Between a Reservoir Simulator and a Geomechanics Module. In: **SPE/ISRM Rock Mechanics Conference**, 2002, Irving, Texas.
 - 41 SAMIER, P.; ONAISI, A.; FONTAINE, G. Coupled Analysis of Geomechanics and Fluid Flow in Reservoir Simulation. In: **SPE Reservoir Simulation Symposium**, 2003, Houston, Texas.
 - 42 SETTARI A.; WALTERS, D. Advances in Coupled Geomechanical and Reservoir Modeling with Applications to Reservoir Compaction. In: **SPE Reservoir Simulation Symposium**, 1999, Houston, Texas.
 - 43 TRAN, D.; NGHIEM, L.; BUCHANAN, L. Aspect of Coupling Between Petroleum Reservoir Flow and Geomechanics. In: **43rd US Rock Mechanics Symposium**, 2009, Asheville, NC.
 - 44 TRAN, D.; SETTARI A.; NGHIEM, L. New Iterative Coupling Between a Reservoir Simulator and a Geomechanics Module. **SPE Journal**, pp. 362-369, setembro 2009.
 - 45 MAVKO, G; NUR, A. The effect of a percolation threshold in the Kozeny-Carman relation. **Geophysics**, v. 62, no 5, 1480-1482 p., 1997.
 - 46 BERNABÉ, Y; MOK, U.; EVANS, B. Permeability-porosity Relationships in Rocks Subjected to Various Evolution Processes. **Pure and Applied Geophysics**, 2003.
 - 47 PETUNIN, V. V. et al. An Experimental Study for Investigating the Stress Dependence of Permeability in Sandstones and Carbonates. **ASCE – Poromechanics V**, 2013, San Francisco, EUA.
 - 48 BOURBIÉ, T; COUSSY, O.; ZINSZNER, B. **Acoustics of Porous Media - Instituto Francês de Petróleo** - Paris: Technip, 1987. 334 p.
 - 49 REESE, W. C. et al. Stress Dependent Storage and Transport Properties in Carbonate Reservoir Rocks: Pore Type and Stress Path Effects. **ARMA** -

American Rock Mechanics Association. In: **54th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium**, 2020, Golden, EUA.

- 50 RAMAKRISHNAN, N.; ARUNACHALAM, V. S. Effective Elastic Moduli of Porous Solids. **Journal of Materials Science** **25**, 1990.
- 51 HASHIN, Z. The Elastic Moduli of Heterogenous Material. **Journal of Applied Mechanics**, 1962. 143-150 p.
- 52 MAVKO, G.; MUKERJI, T.; DVORKIN, J. **The Rock Physics Handbook – Tools for Seismic Analysis of Porous Media**. Cambridge: Cambridge University Press, 2009.
- 53 TORQUATO, S. **Interdisciplinary Applied mathematics - Random Heterogeneous Materials: Microstructure and Macroscopic**. v. 16, Princeton: Springer, 2002.
- 54 HASHIN, Z. The Elastic Moduli of Heterogenous Material. **Technical Report** no 9, Virginia: Aired Services Technical Information Agency, 1960.
- 55 MACHADO, M. V. B.; BRITO, D. U de; MORAES, R. J de. Investigação de Opções de Modelagem para Simulação Numérica de Meios Fraturados e Carstificados – Aplicação ao Modelo de Sépia – **13º Seminário de Reservas e Reservatórios da PETROBRAS**, 2019.
- 56 CMG, **Manual de Instruções** do *software* IMEX, V.2020.23, Calgary, Canadá, 2020.
- 57 POSTON, S. W.; BERG, R. R. **Gas Reservoir**. Richardson: SPE, 1997.
- 58 FALCÃO, F.O.L. **Efeitos Geomecânicos na Simulação de Reservatórios de Petróleo**. 2002. 152 p. Dissertação de Mestrado (Engenharia civil) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2002.
- 59 UNISIM-CEPETRO-UNICAMP. **UNISIM-I: Benchmark Case**, UNICAMP, 09 Agosto 2022. [Online]. Disponível em: <https://www.unisim.cepetro.unicamp.br/benchmarks/br/unisim-i/overview>. [Acesso em 09 Agosto 2022].