



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

RAQUEL OLIVEIRA LIMA

**AVALIAÇÃO DE PARÂMETROS QUE IMPACTAM AS SIMULAÇÕES DE FLUXO
ACOPLADAS PARCIALMENTE À GEOMECÂNICA: ESTUDO DE UM
RESERVATÓRIO SILICICLÁSTICO BRASILEIRO**

Recife

2024

RAQUEL OLIVEIRA LIMA

**AVALIAÇÃO DE PARÂMETROS QUE IMPACTAM AS SIMULAÇÕES DE FLUXO
ACOPLADAS PARCIALMENTE À GEOMECÂNICA: ESTUDO DE UM
RESERVATÓRIO SILICICLÁSTICO BRASILEIRO**

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

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

Coorientador: Dr. Leonardo Cabral Pereira.

Recife

2024

Catálogo na fonte
Bibliotecário Gabriel Luz, CRB-4 / 2222

- L732a Lima, Raquel Oliveira.
Avaliação de parâmetros que impactam as simulações de fluxo acopladas parcialmente à geomecânica: estudo de um reservatório siliciclástico brasileiro / Raquel Oliveira Lima, 2024.
145 f.: il.
- Orientador: Prof. Dr. Leonardo José do Nascimento Guimarães.
Coorientador: Dr. Leonardo Cabral Pereira.
Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil. Recife, 2024.
Inclui referências e anexo.
1. Engenharia civil. 2. Geomecânica de reservatórios. 3. Simulação acoplada. 4. Acoplamento parcial *two-way*. 5. Pseudoacoplamento. 6. Componentes principais. 7. Malhas não coincidentes. I. Guimarães, Leonardo José do Nascimento (Orientador). II. Pereira, Leonardo Cabral (Coorientador). III. Título.

624 CDD (22. Ed.)

UFPE
BCTG / 2024 - 90

RAQUEL OLIVEIRA LIMA

**AVALIAÇÃO DE PARÂMETROS QUE IMPACTAM AS SIMULAÇÕES DE FLUXO
ACOPLADAS PARCIALMENTE À GEOMECÂNICA: ESTUDO DE UM
RESERVATÓRIO SILICICLÁSTICO BRASILEIRO**

Tese em Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, como requisito para obtenção do título de Doutora em Engenharia Civil, Área de concentração: Simulação e Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo.

Aprovada em 31/01/2024

BANCA EXAMINADORA

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

Participação por videoconferência
Dr.^a Flávia de Oliveira Lima Falcão (Examinadora externa)
Petróleo Brasileiro S. A.

Participação por videoconferência
Dr. Marcos Vitor Barbosa Machado (Examinador externo)
Petróleo Brasileiro S. A.

Participação por videoconferência
Dr. Luís Carlos de Sousa Júnior (Examinador externo)
Petróleo Brasileiro S. A.

Participação por videoconferência
Prof.^a Dr.^a Lícia Mouta da Costa (Examinadora externa)
Universidade Federal de Pernambuco

*Dedico este trabalho a minha avó, Maria
Oliveira, que é a minha intercessora no Céu!*

AGRADECIMENTOS

A construção desta tese me fez ser uma pessoa mais agradecida, mais paciente, mais resiliente, mais questionadora ... Mais, mais, mais! Realmente eu aprendi muitas coisas ao longo dos últimos anos e palavras não são suficientes para agradecer por tanto.

Mas, das tantas idas e voltas que dei para chegar até aqui, poderia resumir dizendo que sou grata pelo fortalecimento da minha confiança em Deus em cada problema que surgia e parecia não ter solução e pelas boas pessoas que Ele colocou no meu caminho.

Ao meu Deus, o meu maior e mais sincero agradecimento, porque sem Ele, eu não sou nada. Mas com Ele, eu posso TUDO! E a concretização deste trabalho é mais um testemunho na minha vida que Deus é fiel, e que Ele honra aqueles que O buscam. Obrigada meu Deus!

À Nossa Senhora, por ter me acalmado nos momentos de tribulação.

À minha mãe, pela guerreira que é, por sempre ter feito de tudo pelos meus estudos, por cuidar tão bem mim e acolher as minhas decisões.

Aos meus irmãos, Wesley, Wendel e Weverton, por terem sido base e suporte para que eu pudesse estudar e por torcerem pelo meu sucesso.

À minha cunhada Lucélia, por todo carinho, atenção e disponibilidade em tudo que preciso.

À minha família por todo apoio, incentivo e torcida pelo meu sucesso profissional.

Ao meu melhor amigo, meu cachorrinho Yuki, que faz meus dias mais amorosos, leves, felizes, que me tirava da cadeira após horas de estudo para brincar com ele.

Ao meu orientador, Leonardo Guimarães, por fazer eu acreditar mais no meu potencial através de tantos desafios que me foram dados nos últimos anos. Por todo conhecimento compartilhado e pelas inúmeras oportunidades profissionais.

Ao meu coorientador, Leonardo Cabral, pelas boas dicas e discussões, pelo gigantesco conhecimento compartilhado, e por acreditar no meu potencial.

Aos meus professores de toda vida, pois vocês construíram comigo os degraus para alcançar este título acadêmico. Em especial, Eliana, Kaká, Murilo, Garcia, João Paulo, Acto, Flávio, Luanda, Lucas e Igor.

Ao professor Paulo Marcelo, por todo o suporte e conhecimento compartilhado.

Ao Laboratório Progeologia e meus parceiros de trabalho da UFS, pela compreensão da minha ausência e por todo o suporte para que este trabalho fosse concluído.

Aos meus grandes amigos, Beatriz, Letícia, Arthur, José da Paixão, Andreia, Vivian, Suellen, Maju, Helô, pelo companheirismo e suporte de sempre. Em especial a José da Paixão, por ter me feito enxergar que o caminho da construção desta tese poderia ser mais leve se eu aproveitasse o percurso.

Aos meus amigos da UFPE, Rayane, Laura, Cindy, Nayara, Ana, Luiza, Oscar, Arthur, Ricardo, Jean, Cícero, Augusto, Bruno, que fizeram meus dias em Recife muito mais felizes e leves, e por todo conhecimento compartilhado. Em especial a Katinha, que hoje é minha irmã de coração, por todo incentivo, por me fazer acreditar que daria certo e por tantas vezes que me escutou desabafar.

As minhas companheiras de apartamento do 104, Sabrynna e Vitória, por terem me acolhido tão bem, por todo carinho, cumplicidade e momentos bons que compartilhamos.

Aos meus alunos, pela compreensão e por todas as palavras de incentivo.

Aos meus irmãos em Cristo, Comunidade dos Viventes e Campistas de Assis (Tribos Fé e Salvação), pelo ombro amigo e por caminharem junto comigo.

À Petrobras, à Energi Simulation e à Universidade Federal de Sergipe pelo apoio financeiro.

À equipe administrativa, Rose, Priscila e Andrea, por todo o suporte.

Enfim, muito obrigada!

*“Houve momentos em que os meus olhos se encheram de lágrimas, mas graças sejam dadas a Deus por tudo.”
(Santa Teresa de Calcutá)*

RESUMO

Este trabalho utiliza a simulação de fluxo acoplada à geomecânica para quantificar a deformação das rochas como resultado da produção nos reservatórios de petróleo. O módulo para simulações acopladas emprega o *software* comercial Imex[®] como simulador de fluxo e um simulador mecânico em elementos finitos em Matlab[®], empregando esquemas de acoplamento parcial *one way*, *two way* e de pseudoacoplamento. Os problemas de fluxo e mecânico são acoplados pela alteração das pressões, da compressibilidade dos poros, da permeabilidade absoluta e da porosidade. As simulações foram realizadas para o Campo de Namorado (Bacia de Campos, Brasil) para avaliar os aspectos que impactam o procedimento de acoplamento parcial, tais como refinamento das malhas de fluxo e mecânica, frequência e variáveis de acoplamento, propriedades das rochas e dos fluidos. O objetivo consiste em avaliar a influência do comportamento mecânico do reservatório nas previsões de produção, e como reduzir o custo computacional das simulações acopladas. Os resultados mostraram que reduzir apenas o refinamento vertical da malha mecânica, em relação à malha de fluxo, acelerou o tempo total de execução da simulação acoplada *one-way* em cinco vezes, sem perder acurácia da solução. Nas simulações acopladas *two-way*, a compressibilidade dos poros foi o parâmetro de acoplamento que demonstrou maior influência nas previsões de produção, representando uma diferença de 93% na recuperação de óleo a depender da forma como esse parâmetro foi determinado. Para os cenários avaliados, uma elevada frequência de acoplamento (quantidade de vezes que o problema mecânico foi resolvido) não resultou em diferenças significativas nas previsões de produção e nas deformações calculadas. Assim, a definição dos passos de tempo de acoplamento empregando um algoritmo de verificação da variação do volume poroso resultou em um ganho de aproximadamente 3,3 horas do tempo total de simulação. As simulações acopladas *two-way* previram maior recuperação de óleo do que a simulação de fluxo tradicional, representando uma diferença de 3,5%. O esquema de pseudoacoplamento, em que as tabelas de multiplicadores foram geradas através das simulações acopladas *two-way*, foi atrativo para quantificar as alterações da porosidade e permeabilidade do reservatório em estudo com custo computacional similar ao da simulação de fluxo tradicional. Foi possível explicar a contribuição positiva da variação do volume poroso para aumentar a produção de óleo e reduzir a produção do gás livre pela análise estatística de componentes principais, através de 60 cenários de simulação variando tanto as propriedades do óleo, quando os parâmetros elásticos das rochas.

Palavras-chave: geomecânica de reservatórios; simulação acoplada; acoplamento parcial *two-way*; pseudoacoplamento; componentes principais; malhas não coincidentes.

ABSTRACT

This work uses flow simulation coupled with geomechanics to quantify rock deformation due to production in oil reservoirs. The module for coupled simulations uses the commercial software Imex[®] as a flow simulator and a finite element mechanical simulator in Matlab[®], employing one-way, two-way partial coupling and pseudo-coupling schemes. The flow and mechanical problems are coupled by changing pressure, pore compressibility, absolute permeability, and porosity. The simulations were conducted for Campo de Namorado (Campos Basin, Brazil) to evaluate aspects that impact the partial coupling procedure, such as the refinement of flow and mechanical meshes, coupling frequency and variables, and rock and fluid properties. The objective is to evaluate the influence of the reservoir's mechanical behavior on production predictions and how to reduce the computational cost of coupled simulations. The results showed that reducing only the vertical refinement of the mechanical mesh, in relation to the flow mesh, accelerated the total execution time of the one-way coupled simulation by five times, without losing solution accuracy. In the two-way coupled simulations, pore compressibility was the coupling parameter that demonstrated the greatest influence on production predictions, representing a difference of 93% in oil recovery depending on the way this parameter was determined. For the scenarios evaluated, a high coupling frequency (number of times the mechanical problem was solved) did not result in significant differences in production predictions and calculated deformations. Thus, defining the coupling time steps using an algorithm to check pore volume variation resulted in a gain of approximately 3.3 hours in total simulation time. Two-way coupled simulations predicted greater oil recovery than the flow simulation, representing a difference of 3,5%. The pseudocoupling scheme, in which the multiplier tables were generated through two-way coupled simulations, was attractive to quantify changes in porosity and permeability of the reservoir under study with computational cost similar to that of traditional flow simulation. It was possible to explain the positive contribution of pore volume variation to increase oil production and decrease free gas production by statistical analysis of principal components, through 60 simulation scenarios varying both the oil properties and the elastic parameters of the rocks

Keywords: reservoir geomechanics; coupled simulation; two-way partial coupling; pseudo coupling; principal component analysis; non-coincident meshes.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – A) Campo de tensões tridimensional em um cubo; B) Tensões em um ponto no plano x qualquer.	25
Figura 2 - Comportamento rúptil e dúctil das rochas	29
Figura 3 - Comportamento mecânico das rochas devido à extração de óleo/gás.	30
Figura 4 - Variação da permeabilidade em função da pressão efetiva para três diferentes mecanismos de compactação.....	31
Figura 4 - Ilustração das mudanças de tensão e mecanismos de falha em um reservatório sob variação da pressão.....	32
Figura 6 - Fluxograma do acoplamento parcial: a) <i>Two Way</i> , b) <i>One Way</i> . n representa os passos de tempo	38
Figura 7 - Ajuste do expoente de porosidade (n) da Eq. (2.54): A) Amostras de arenito consolidado; B) Amostras de carbonato.....	47
Figura 8 - A) Modelo geológico com duas falhas geológicas conjugadas; B) Localização das falhas na área de Azle e os localização dos eventos sísmicos.....	54
Figura 9- Processos geomecânicos associadas à CCS em formações sedimentares.	59
Figura 10 - Modelo geológico do sul do Mar Adriático.....	60
Figura 11 - Porcentagem da variância dos dados explicada por cada componente principal ..	61
Figura 12 - Troca de dados entre os problemas de fluxo e mecânico: A) Acoplamento <i>Two-way</i> ; B) Acoplamento <i>One-way</i> , onde n é o número total de passos de tempo de acoplamento.....	66
Figura 13 – Interpolação natural de vizinhos (<i>natural neighbor interpolation</i>).....	68
Figura 14 – Procedimento para compatibilização da pressão da malha de fluxo para a mecânica.	69
Figura 15 - Transferência da pressão da malha de fluxo (85905 células) para a malha mecânica do reservatório (765 elementos).	69
Figura 16 - Etapas envolvidas em um passo de tempo de acoplamento do esquema <i>two-way</i>	71
Figura 17 - Exemplo de tabela de pseudoacoplamento gerada pela simulação acoplada <i>two-way</i>	73
Figura 18 - Distribuição de porosidade no modelo do reservatório e locação dos poços.	75
Figura 19 - Distribuição da permeabilidade no reservatório: A) Horizontal [mD]; B) Vertical [mD].....	76

Figura 20 - Curvas de permeabilidade relativa: A) Sistema óleo e gás; B) Sistema água e óleo.	77
Figura 21 - Malha mecânica incluindo o reservatório e as rochas adjacentes.....	78
Figura 22 - Distribuição das propriedades mecânicas das rochas adjacentes: A) Módulo de elasticidade; B) Coeficiente de Poisson. As linhas tracejadas indicam a profundidade do reservatório.....	78
Figura 23 - Exemplo de malha mecânica do reservatório menos refinada que a malha de fluxo	79
Figura 24 - Refinamento da malha mecânica em planos verticais: A) Caso 1; B) Caso 3.....	81
Figura 25 - Tabela para definição da pressão de fundo dos poços (BHP).....	82
Figura 26- Pressão nas camadas do topo e da base do reservatório ao final da simulação: A) Malha 1 (malha de fluxo); B) Malha 3; C) Malha 7; D) Malha 19; E) Malha 27 .	83
Figura 27 - Média da pressão do reservatório nos passos de tempo de acoplamento: A) Malha 3; B) Malha 7; C) Malha 19; D) Malha 27. As barras verticais representam o desvio padrão.	84
Figura 28 - Deslocamento vertical do reservatório ao final da simulação: A) Malha 1 (malha de fluxo); B) Malha 3; C) Malha 7; D) Malha 19; E) Malha 27	85
Figura 29 - Média do deslocamento vertical do reservatório nos passos de tempo de acoplamento: A) Malha 3; B) Malha 7; C) Malha 19; D) Malha 27. As barras verticais representam o desvio padrão.....	86
Figura 30 - Deslocamento vertical ao final da simulação: A) Linha X (Leito marinho); B) Linha X (Topo do reservatório); C) Linha Y (Leito marinho); D) Linha Y (Topo do reservatório).....	87
Figura 31 - Deslocamento vertical no topo do reservatório ao final da simulação para as malhas de 1 a 9: A) Linha na direção x; B) Linha na direção y.....	88
Figura 32 - Deslocamento vertical no topo do reservatório ao final da simulação para as malhas de 10 a 18: A) Linha na direção x; B) Linha na direção y.....	88
Figura 33 - Deslocamento vertical no topo do reservatório ao final da simulação para as malhas de 19 a 27: A) Linha na direção x; B) Linha na direção y.....	89
Figura 34 - Deformação volumétrica do reservatório ao final da simulação: A) Na malha em que foi calculada (malha mecânica 3); B) Na malha em que foi extrapolada (malha de fluxo).....	90
Figura 35 - Média da deformação volumétrica no reservatório: A) Comparação entre as malhas mecânicas 1 e 3; B) Comparação entre a malha mecânica 3 e a de fluxo.	90

Figura 36 - Redução do refinamento vertical das rochas do <i>overburden</i> e <i>underburden</i> da Malha 3	91
Figura 37 - Comparação dos deslocamentos ao final da simulação em um plano vertical passando pelo centro do reservatório: A) Malha 1; B) Malha 3_ rochas	92
Figura 38 - Comparação dos deslocamentos finais em uma linha na direção x: A) No centro do topo do leito marinho; B) No centro do topo do reservatório	92
Figura 39 - Compressibilidade das fases em função da pressão: A) Óleo; B) Gás.	96
Figura 40 – MATIMEX: Acoplamento parcial explícito <i>two-way</i> com diferentes formulações	97
Figura 41 – Distribuição de permeabilidade horizontal do problema de validação.	98
Figura 42 - Resultados da validação: A) Razão gás-óleo (RGO); B) Razão água-óleo.	98
Figura 43 - Caso de validação: A) Pressão Média; B) Deslocamento no centro do topo do reservatório.	99
Figura 44 – Variação da razão de solubilidade média do óleo: A) Não atualiza a permeabilidade; B) Atualiza a permeabilidade pela lei 2.	100
Figura 45- Vazões de produção para o poço P-02 em condições de superfície: A) ACP2; B) ACP3. A permeabilidade é atualizada pela lei 2.	101
Figura 46 - Saturação de gás no topo do reservatório (ACP.2): A) Sem atualizar k – após 10 anos; B) Sem atualizar k - 15 anos; C) Atualiza k (Lei 2) - 10 anos; D) Atualiza K (Lei 2) - 15 anos.	102
Figura 47 - Compressibilidade dos poros calculada para o passo de tempo 9 (2550 dias). Atualiza k -Lei 2.	103
Figura 48 - Comparação entre os resultados dos acoplamentos 1 e 2 para 3 <i>time steps</i> (Atualiza k – Lei 2): A) Compressibilidade dos poros; B) Porosidade; C) Pressão do reservatório. As cores que não aparecem nas respectivas legendas representam a sobreposição das distribuições.	104
Figura 49 - Resultados da formulação de acoplamento 3 (Atualiza k - Lei 2) no topo do reservatório ao final de 15 anos de simulação: A) Saturação de gás; B) Porosidade.	106
Figura 50 - Comparação entre as formulações de acoplamento: A) Pressão média; B) Deslocamento vertical de um nó (ilustrado em branco no mapa) no topo do reservatório (Atualiza k – Lei 2).	106
Figura 51 - Comparação da variação do volume poroso das simulações de fluxo e acoplada.	110

Figura 52 - Comparação entre a variação do volume poroso e as produções acumuladas de óleo e gás	111
Figura 53 - Média da compressibilidade dos poros: A) Incluindo a estimativa antes do 1º passo de tempo de acoplamento (30 dias); B) Apenas nos passos de tempo de acoplamento.....	112
Figura 54 - Pressão de fundo de poço (BHP) – Frequência de acoplamento de 6 meses.....	112
Figura 55 - A) Erro relativo da estimativa do volume poroso (que deveria ser determinado pela solução do problema mecânico); B) Variação do volume poroso ao longo do tempo.	114
Figura 56 - Multiplicadores de porosidade e permeabilidade do pseudoacoplamento.....	116
Figura 57 - Comparação entre o pseudoacoplamento, o esquema <i>two-way</i> e a simulação de fluxo.....	117
Figura 58 - Perfil de variação dos parâmetros petrofísicos no poço P-02 nos tempos final e inicial para os esquemas <i>two-way</i> e pseudoacoplamento: A) Permeabilidade horizontal; B) Porosidade.	117
Figura 59 - Deslocamento vertical em linha na direção x no leito marinho (Layer_1) e no topo do reservatório (Layer_19) ao final de 15 anos de simulação.....	118
Figura 60 - Profundidade do topo do reservatório: A) ~ 500m; B) ~ 1000 m; C) ~ 1500 m.	120
Figura 61 - Variação dos parâmetros elásticos das rochas adjacentes em função da profundidade das camadas; A) Módulo de elasticidade; B) Coeficiente de Poisson.....	121
Figura 62 - Restrição da pressão de fluxo dos poços (BHP) em função do tempo	123
Figura 63 - Procedimento utilizado para análise de PCA.....	125
Figura 64 - Deslocamento vertical em um plano passando pelo centro do reservatório ao final da simulação: A) Reservatório 500 m (Caso_S4); B) Reservatório 1500 m (Caso_S40); C) Reservatório 3000 m (Caso_S52).....	126
Figura 65 - Matriz de correlação entre as variáveis originais avaliadas. O coeficiente de correlação é ilustrado tanto pela legenda de cores quanto pelo tamanho dos círculos.	127
Figura 66 - Variância dos dados explicada pelas componentes principais.....	128
Figura 67 - Projeção das observações e das variáveis nas duas primeiras componentes principais	129
Figura 68 - Correlação entre as variáveis e os 3 primeiros componentes principais.....	130
Figura 69 - Correlação entre as variáveis e as duas primeiras componentes principais: A) Óleo A (menos compressível); B) Óleo B (mais compressível); C) Óleo Pituba	131

Figura 70 - Correlação entre as variáveis variação da pressão média, produção acumulada de óleo e compactação e as duas primeiras componentes principais. 133

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Parâmetros elásticos para diferentes formações e litologias	28
Tabela 2 - Dados do reservatório e do óleo subsaturado.....	76
Tabela 3 - Planejamento das simulações para avaliação do refinamento da malha mecânica .	80
Tabela 4 - Tempos computacionais (CPU: Intel(R) Core (TM) i5-9400 RAM 32 GB; GPU: Nvidia Geforce RTX 3060 12 GB)	93
Tabela 5 - Equações para atualizar a porosidade e compressibilidade dos poros na simulação de fluxo	95
Tabela 6 - Equações para atualizar a permeabilidade absoluta na simulação de fluxo.....	95
Tabela 7 - Comparação dos resultados das diferentes formulações ao final de 15 anos de simulação.....	103
Tabela 8 - Redução da média da permeabilidade horizontal ao final da simulação.....	105
Tabela 9 - Comparação dos resultados das diferentes frequências de acoplamento com a simulação de fluxo (c_p constante e meio poroso incompressível) após 5790 dias de simulação.....	109
Tabela 10 - Valores do módulo de elasticidade e do coeficiente de Poisson em função da profundidade do reservatório	120
Tabela 11 - Média dos valores do módulo de elasticidade e do coeficiente de Poisson para as rochas acima e laterais ao reservatório (<i>overburden</i>).....	121
Tabela 12 - Propriedades dos óleos simulados.....	122
Tabela 13 - Planejamento das simulações para análise de PCA – Casos 1 a 19	123
Tabela 14 - Planejamento das simulações para análise de PCA – Casos 20 a 60	124
Tabela 15 - Contribuição de cada uma das variáveis originais nas componentes principais .	128
Tabela 16 - Correlação das duas primeiras componentes com as variáveis originais.....	131

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	MOTIVAÇÃO	18
1.2	OBJETIVO GERAL	21
1.3	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	21
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	22
1.5	LISTA DE PUBLICAÇÕES	23
2	REVISÃO DA LITERATURA	24
2.1	ANÁLISE TENSÃO-DEFORMAÇÃO	24
2.2	EFEITOS GEOMECÂNICOS	29
2.3	EQUAÇÕES DOS PROBLEMAS DE FLUXO E MECÂNICO	33
2.4	FORMULAÇÕES DE ACOPLAMENTO	36
2.5	ÁREAS DE APLICAÇÃO DA GEOMECÂNICA	48
2.6	ANÁLISE ESTATÍSTICA DE COMPONENTES PRINCIPAIS (PCA)	60
3	METODOLOGIA	65
4	RESULTADOS	75
4.1	ESTUDO DE CASO	75
4.2	AVALIAÇÃO DO REFINAMENTO DA MALHA MECÂNICA	79
4.3	AVALIAÇÃO DO ESQUEMA DE ACOPLAMENTO	94
4.4	FREQUÊNCIA DE ACOPLAMENTO DO ESQUEMA TWO-WAY	107
4.5	COMPARAÇÃO DOS ESQUEMAS DE PSEUDOACOPLAMENTO E TWO-WAY	115
4.6	ANÁLISE DE COMPONENTES PRINCIPAIS	119
5	CONCLUSÕES	134
6	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	136
	REFERÊNCIAS	137
	ANEXO A	144

1 INTRODUÇÃO

Os eventos de sismicidade induzida e de deformação das rochas em subsuperfície registrados em torno dos campos petrolíferos demonstram a influência dos processos de produção e/ou injeção de fluidos no estado de tensões dos reservatórios e das rochas ao seu redor.

Por muito tempo, a deformação dos reservatórios era apenas avaliada quando a subsidência¹ gerava problemas operacionais ou se tornava uma ameaça para a integridade do campo. Alguns casos bem conhecidos incluem o Campo de Wilmington na Califórnia e o Campo de Ekofisk no Mar do Norte onde foram observados elevados valores de subsidência, desencadeados pela extração dos hidrocarbonetos em subsuperfície (SETTARI, 2002).

Entretanto, nas últimas décadas, com os crescentes desafios relacionados à exploração e produção dos hidrocarbonetos em formações geológicas cada vez mais profundas, e também para o armazenamento de gás carbônico, a geomecânica de reservatórios tornou-se um assunto relevante para a indústria mundialmente. Existem muitos benefícios em melhorar o entendimento geomecânico dos reservatórios, incluindo: melhor caracterização da deformação do volume do reservatório e o impacto na porosidade e permeabilidade; previsão de subsidência; redução dos riscos de reativação de falhas e de propagação de fraturas hidráulicas e térmicas não planejadas, garantia de integridade das rochas selantes, entre outros.

A compactação² do reservatório pode contribuir por melhorar a recuperação dos fluidos, especialmente se as mudanças de permeabilidade não forem severas, sendo um aspecto positivo para a produção do campo. Mas, também pode ocasionar vários problemas operacionais, como por exemplo a falha do revestimento dos poços, caso não seja devidamente monitorada. Um número crescente de reservatórios que estão sendo descobertos são formações pouco rígidas em grandes profundidades, frequentemente com elevadas pressões e temperaturas. Assim, essas formações são candidatas a elevadas taxas de compactação e apresentam novos desafios para a exploração e desenvolvimento desses campos (SETTARI, 2002).

A geomecânica de reservatórios também é uma disciplina importante para o desenvolvimento dos campos com grande número de fraturas e falhas geológicas, o que é o caso de vários reservatórios areníticos *offshore* na Bacia de Campos, assim como alguns reservatórios carbonáticos. Estudos geomecânicos cuidadosos são realizados a fim de maximizar a produção e minimizar os riscos associados à compactação, dilatância, subsidência

¹ Deslocamento vertical da superfície que pode ser produzido pela compactação do reservatório subterrâneo.

² Redução de espessura numa dada formação (diminuição de volume devido à compressão exercida sobre a rocha).

e em especial a reativação de falhas devido à injeção de fluidos, o que pode resultar na conexão de diferentes reservatórios. A compreensão dos vários processos potenciais e a capacidade de previsão do comportamento do campo são essenciais para o gerenciamento dos reservatórios de modo a maximizar a recuperação dos hidrocarbonetos (DE SOUZA et al., 2012).

Neste contexto, os modelos de simulação são muito importantes para a formulação de estratégias de gestão dos reservatórios de petróleo, incluindo desenvolvimento, produção e análise técnico-econômica. A simulação de reservatórios destina-se a replicar processos ou eventos reais com base em modelos físicos e matemáticos e surgiu como uma ferramenta inestimável para a indústria do petróleo no final do século XX, em virtude do avanço tecnológico dos computadores (SATTER; IQBAL, 2015).

Os riscos e incertezas envolvidos na exploração e produção de petróleo são bastante significativos. Além disso, os investimentos em exploração, perfuração e desenvolvimento destes campos são elevados, principalmente para reservatórios *offshore* e não convencionais. Assim, a simulação de reservatórios busca minimizar esses riscos e auxiliar na seleção dos melhores cenários a serem aplicados em um reservatório real, de forma a guiar as principais decisões econômicas e de engenharia (SATTER; IQBAL, 2015).

Os estudos para definição das estratégias de gerenciamento dos reservatórios podem exigir centenas de simulações. Além disso, há uma tendência crescente no tamanho dos modelos numéricos de reservatório, os quais podem apresentar milhões de células, e na complexidade dos processos simulados, por exemplo, processos de recuperação avançada, processos hidromecânicos acoplados. Consequentemente, o tempo necessário para concluir uma única simulação pode ser da ordem de dias ou semanas.

Assim, os avanços tecnológicos e de programação, tais como processamento em placas de vídeo (MUKUNDAKRISHAN et al., 2023), modelos de redução de ordem (GHADIRI et al., 2021), computação paralela (BARRIOS MOLANO; SEPEHRNOORI, 2019), entre outros, têm sido empregados para acelerar o tempo de execução das simulações, tornando possível a execução de modelos de simulação cada vez maiores e complexos, em tempos computacionais admissíveis.

1.1 MOTIVAÇÃO

As variações do estado de tensões, da pressão de poros e de temperatura decorrem das atividades de engenharia de poços, tais como: perfuração; completação; estimulação e abandono, e também da engenharia de reservatórios: produção e injeção de fluidos. O papel da

geomecânica nos projetos de desenvolvimento de produção é a identificação dos riscos à integridade das formações, incluindo seus selos hidráulicos, e à infraestrutura instalada, para auxiliar na seleção da alternativa de desenvolvimento e nas estratégias de monitoramento e controle de produção para uma operação segura e assertiva.

Um reservatório sensível ao estado de tensões pode ser definido como aquele que apresenta mudanças significativas em suas propriedades, tais como porosidade e permeabilidade, devido à mudança das tensões efetivas, como consequência da variação da pressão, podendo afetar a produção e/ou representar risco de dano aos poços e a plataforma (PAN, 2009).

Nas últimas décadas, o desenvolvimento da produção em formações sensíveis ao estado de tensões aumentou a consciência de que a geomecânica de reservatórios é um aspecto muito importante para o gerenciamento dos reservatórios. A compactação do reservatório, além de fornecer energia adicional para a produção, tem importantes consequências tanto dentro como fora do reservatório. A subsidência pode gerar problemas tanto para o meio ambiente quanto para a estrutura operacional do campo. Pode ocorrer a falha dos poços devido à deformação dos revestimentos, a reativação de falhas resultando em atividade sísmica e/ou exudação, entre outros aspectos problemáticos.

As previsões de produção dos reservatórios de petróleo são frequentemente realizadas por simuladores, a partir da solução numérica das equações de escoamento em meios porosos. Em muitos reservatórios, a deformação das rochas terá forte influência na variação das pressões e no padrão de escoamento e, como tal, é um parâmetro importante para uma modelagem confiável. Entretanto, a deformação depende do comportamento mecânico das rochas e da trajetória de tensões durante a produção, sendo assim necessária a solução das equações de equilíbrio estático (PETTERSEN, 2012).

A análise de tensão/deformação deve fazer parte do plano geral de desenvolvimento dos campos de petróleo, tanto para reservatórios com grande quantidade de falhas e fraturas, quanto para quantificação da subsidência, da pressão máxima de injeção para evitar fraturamento hidráulico indesejado, e também para garantir a integridade dos poços. O comportamento mecânico do reservatório afeta a previsão de recuperação dos fluidos, os projetos de plataforma e de poço, os programas de perfuração e também de estimulação.

Convencionalmente, a variação do volume poroso é aproximada em uma simulação de fluxo através de um valor constante de compressibilidade dos poros. Neste tipo de simulação,

as rochas adjacentes³ ao reservatório não são consideradas e a compressibilidade dos poros é obtida por meio de experimentos de laboratório em condições simples de carregamento (ensaios de compressão uniaxial, triaxial e/ou hidrostático), por correlações empíricas ou análogos (INOUE et al., 2014).

A modelagem acoplada de problemas multifásicos em escala de campo pode ser computacionalmente dispendiosa e por muito tempo a indústria do petróleo considerou essas análises inviáveis para as previsões de produção. No entanto, muitos reservatórios têm a compactação como importante mecanismo natural de produção⁴ e o impacto no ajuste de histórico⁵ e na previsão da produção pode ser considerável para esses reservatórios (SERRA DE SOUZA; LIMA FALCÃO, 2015).

A fim de superar os desafios computacionais da simulações acopladas, várias abordagens de acoplamento (CHEN; TEUFEL; LEE, 1995; FALCÃO, 2013; INOUE; FONTOURA, 2009b; LIMA, 2019; MAINGUY; LONGUEMARE, 2002; MARIA, 2022; SAMIER; DE GENNARO, 2007; SETTARI; WALTERS; BEHIE, 2001; STONE et al., 2003; TRAN et al., 2002) vêm sendo desenvolvidas para considerar consistentemente a geomecânica nas simulações de fluxo em tempos computacionais acessíveis.

Há uma necessidade crescente de melhorar as tecnologias de modelagem e simulação para prever possíveis problemas mecânicos no estágio de planejamento de exploração dos campos de petróleo. Logo, os modelos numéricos para o acoplamento hidromecânico são importantes para avaliar o impacto da alteração de propriedades do reservatório devido à mudança das tensões *in situ* em virtude da produção e/ou injeção de fluidos, de modo a melhorar o ajuste de histórico, as previsões de produção, além de minimizar os riscos ambientais e econômicos associados aos problemas mecânicos.

A contribuição desta tese consiste em avaliar como representar os efeitos relacionados ao comportamento mecânico do reservatório nas simulações de fluxo utilizando os *softwares* comerciais da empresa CMG[®] (*Computer Modeling Group*), pois são ferramentas computacionais bastante robustas para simulação de fluxo de métodos de recuperação convencionais e especiais e, principalmente, porque são amplamente utilizadas na indústria.

Outra contribuição está relacionada ao aprimoramento de uma ferramenta de gerenciamento para o acoplamento externo entre os simuladores da CMG[®] e um simulador

³ Rochas dispostas acima, abaixo e lateralmente ao reservatório.

⁴ Refere-se à produção dos hidrocarbonetos devido aos efeitos de expansão dos fluidos contidos no reservatório e a contração do volume poroso.

⁵ Calibração do modelo de simulação para reproduzir os dados de produção do campo.

mecânico *in-house*⁶ desenvolvido em Matlab[®], que é um *software* com linguagem de programação simples e que possui uma ampla biblioteca de funções pré-definidas. Assim, a ferramenta de acoplamento pode ser registrada e disponibilizada para utilização pela comunidade científica ou até mesmo pela indústria.

A motivação para utilização dos *softwares* de fluxo comerciais é aproveitar os desenvolvimentos de programação desses *softwares* que vem sendo desenvolvidos nas últimas décadas. Já a realização do acoplamento externo com ferramentas *in-house* para a solução do problema mecânico tem como motivação estudar e implementar técnicas de programação para criar *softwares* computacionalmente eficientes, devido ao tamanho dos problemas a serem resolvidos. Apesar do Matlab[®] ser um *software* de código fechado, o custo da sua licença é bem inferior ao de simuladores mecânicos comerciais, como por exemplo o VISAGE[®].

1.2 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral consiste em avaliar a influência do comportamento mecânico do reservatório nas previsões de produção, através do estudo de um reservatório siliciclástico brasileiro, e como reduzir o custo computacional das simulações de fluxo acopladas à geomecânica.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✚ Realizar uma revisão da literatura sobre os modelos que acoplam a geomecânica e a simulação de fluxo, a fim de compreender os últimos desenvolvimentos destes modelos;
- ✚ Reduzir o custo computacional da simulação acoplada do Campo de Namorado através da adaptação do código de acoplamento desenvolvido por Lima (2019);
- ✚ Avaliar o refinamento da malha de elementos finitos do problema mecânico em relação ao *grid* de diferenças finitas do problema de fluxo (malhas coincidentes e não-coincidentes) nas simulações acopladas *one-way* e *two-way*;
- ✚ Avaliar a influência da formulação para atualização dos parâmetros de acoplamento nas simulações acopladas *two-way*;

⁶ *Software* desenvolvido pelo Laboratório de Geomecânica Computacional (LMCG) da Universidade Federal de Pernambuco.

- ✚ Comparar os resultados das simulações acopladas *two-way* e pseudoacopladas com os da simulação de fluxo, para avaliar como a formulação de acoplamento impacta as previsões de produção;
- ✚ Avaliar a influência de propriedades de rocha e de fluido na resposta mecânica do reservatório e, conseqüentemente, na produção dos hidrocarbonetos;
- ✚ Aplicar a análise estatística de componentes principais para quantificar as correlações entre variáveis dos problemas de fluxo e mecânico.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

A presente tese está organizada em seis capítulos, cujo conteúdo é brevemente descrito.

✚ **Capítulo 2 – Revisão bibliográfica:** é apresentada uma revisão bibliográfica sobre os aspectos teóricos das análises de tensão/deformação das rochas, assim como os principais impactos geomecânicos associados à produção dos reservatórios de petróleo, tais como compactação, subsidência, reativação de falhas, propagação de fraturas, entre outros. Também inclui os modelos matemáticos dos problemas de fluxo e mecânico, procedimentos numéricos de solução e definição dos parâmetros de acoplamento. Além disso também é discutido como a mecânica das rochas é considerada na simulação de fluxo através da compressibilidade de poros e as principais áreas de aplicação das simulações acopladas.

✚ **Capítulo 3 – Metodologia:** são descritos os esquemas de acoplamento hidromecânico utilizados (*one-way*, *two-way* e de pseudoacoplamento), formulações matemáticas e numéricas, assim como as implementações realizadas em Matlab[®] no simulador acoplado MATIMEX (LIMA, 2019).

✚ **Capítulo 4 – Resultados:** São descritas as propriedades e condições de contorno definidas para os problemas de fluxo e mecânico para o caso de validação (DEAN et al., 2006) e para aplicação no Campo de Namorado (MORAIS, 2013). Os tópicos investigados neste capítulo foram: 1. Avaliação do refinamento da malha mecânica: são apresentados diferentes refinamentos de malha para a solução do problema mecânico. Foram utilizados os esquemas de acoplamento *one-way* e *two-way* para investigar a influência da utilização de malhas mecânicas menos refinadas que a malha de fluxo nas previsões de produção e nas deformações do meio, levando em consideração o custo computacional; 2. Avaliação do esquema de acoplamento: são

apresentados os resultados da investigação de aspectos importantes do esquema de acoplamento *two-way*, tais como as leis utilizadas para calcular a porosidade, a compressibilidade dos poros e a permeabilidade, assim como a frequência com que esses parâmetros são atualizados na simulação de fluxo como função da solução do problema mecânico. Os resultados das simulações acopladas foram comparados com os da simulação tradicional de fluxo e com os do esquema de pseudoacoplamento. As tabelas de pseudoacoplamento foram geradas a partir dos resultados das simulações acopladas *two-way*. A abordagem de acoplamento *one-way* foi utilizada para calcular os deslocamentos resultantes da simulação com pseudoacoplamento; 3. Análise estatística de componentes principais: foi avaliada a influência das propriedades das rochas e do óleo no comportamento mecânico do reservatório. Foram realizadas simulações acopladas *two-way* variando: tipo de óleo, profundidade do reservatório, módulo de elasticidade e o coeficiente de Poisson do reservatório e das rochas adjacentes. A análise estatística de componentes principais foi aplicada para reduzir a dimensão dos dados através da interpretação de novas variáveis que não apresentam correlação entre si.

🚩 **Capítulo 5- Conclusões**: descreve as conclusões obtidas de acordo com os objetivos estabelecidos, representando as contribuições desta pesquisa. Com base nos cenários estudados, as simulações acopladas *two-way* podem fazer parte da solução dos problemas da indústria do petróleo através da utilização de malhas mecânicas mais simples e da adoção de frequência de acoplamento dinâmica, sem que o custo computacional seja excessivo.

🚩 **Capítulo 6 – Sugestões para trabalhos futuros**: apresenta as questões que foram levantadas durante o desenvolvimento da pesquisa.

1.5 LISTA DE PUBLICAÇÕES

As publicações na íntegra encontram-se no ANEXO I.

Lima, R. O.; Guimarães, L. J. N.; Pereira, L. C. Evaluating geomechanical effects related to the production of a brazilian reservoir. **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology**, 2021. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01190-6>.

Lima, R. O.; Guimarães, L. J. N.; Pereira, L. C. Joseph, J. B. Comparação de técnicas de acoplamento hidromecânico. **Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**, 2021. E-book digital. ISBN: 978-65-86901-33-7.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Neste capítulo são apresentados os aspectos teóricos das análises de tensão/deformação das rochas, assim como os principais impactos geomecânicos associados à produção dos reservatórios de petróleo, tais como compactação, subsidência, reativação de falhas, propagação de fraturas hidráulicas, integridade de poços, entre outros. Também é discutido como a geomecânica pode ser incorporada à simulação de fluxo, incluindo os modelos matemáticos e as variáveis comuns dos problemas de fluxo e geomecânico, além dos procedimentos numéricos para solução do problema acoplado.

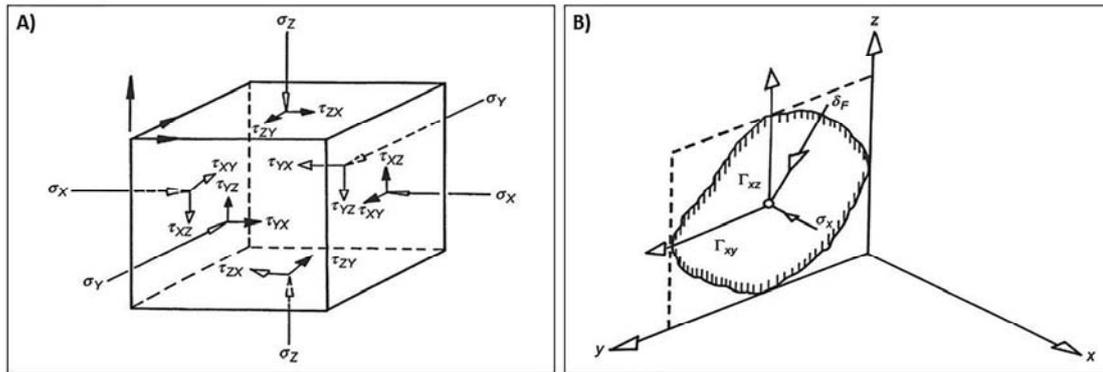
Compreender a variação das tensões *in situ* nos reservatórios representa um aspecto cada vez mais relevante para a indústria do petróleo. Vários estudos têm demonstrado que mudanças significativas na pressão dos poros devido à produção e/ou injeção em formações pouco consolidadas podem levar a variações significativas das tensões efetivas, à compactação do reservatório e redução da porosidade e permeabilidade, à deformação e falha do revestimento dos poços, à subsidência, ao fraturamento da formação, à reativação de falhas, à abertura ou fechamento de fraturas pré-existentes, à produção de finos, ao dano da rocha selante, entre outros processos (HAMID; OMAIR; GUIZADA, 2017).

2.1 ANÁLISE TENSÃO-DEFORMAÇÃO

Se um corpo rochoso é submetido a uma carga ou força externa, tensões internas são desenvolvidas. Três condições básicas de tensão interna são reconhecidas: compressão, cisalhamento e tração (TIAB; DONALDSON, 2016).

As tensões de compressão ocorrem quando as forças externas são direcionadas umas contra as outras ao longo do mesmo plano. Se as forças externas são paralelas e direcionadas em sentidos opostos ao longo do mesmo plano, a tensão de tração se desenvolve. Já a tensão de cisalhamento ocorre quando as forças externas são paralelas e direcionadas em sentidos opostos, mas em planos diferentes. Nove componentes de tensão são necessários para definir completamente as forças que atuam em um elemento cúbico, conforme ilustrado na Figura 1 A) (TIAB; DONALDSON, 2016).

Figura 1 – A) Campo de tensões tridimensional em um cubo; B) Tensões em um ponto no plano x qualquer.



Fonte: Tiab; Donaldson, (2016).

O tensor de tensões é descrito matematicamente pela Eq. (2.1), onde os subíndices indicam o plano e a direção de atuação das tensões, respectivamente (FJAER et al., 2008). Trata-se de um tensor simétrico, sendo assim $\tau_{xy} = \tau_{yx}$, $\tau_{xz} = \tau_{zx}$ e $\tau_{yz} = \tau_{zy}$.

$$\boldsymbol{\sigma} = \begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_{yy} & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_{zz} \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Existe um conjunto de eixos em relação ao qual todas as tensões de cisalhamento são zero e as tensões normais apresentam valores extremos. Os três planos mutuamente perpendiculares onde estas condições existem são chamados de planos principais, e as três tensões normais nestes planos são as tensões principais, conforme ilustrado matematicamente na Eq. (2.2) (TIAB; DONALDSON, 2016).

$$\boldsymbol{\sigma}_p = \begin{bmatrix} \sigma_1 & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_2 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_3 \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

A deformação refere-se as mudanças na forma (distorção) acompanhadas por mudanças no volume (compactação/dilatação), sendo expressa matematicamente pela Eq. (2.3). Trata-se também de um tensor simétrico, sendo assim $\varepsilon_{xy} = \varepsilon_{yx}$, $\varepsilon_{xz} = \varepsilon_{zx}$ e $\varepsilon_{yz} = \varepsilon_{zy}$. Vale ressaltar que as rochas reservatório não são isotrópicas e sua deformação depende da orientação das forças aplicadas em relação à sua estratificação (TIAB; DONALDSON, 2016).

$$\boldsymbol{\varepsilon} = \begin{bmatrix} \varepsilon_{xx} & \varepsilon_{xy} & \varepsilon_{xz} \\ \varepsilon_{yx} & \varepsilon_{yy} & \varepsilon_{yz} \\ \varepsilon_{zx} & \varepsilon_{zy} & \varepsilon_{zz} \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

As deformações por cisalhamento (ε_{xy} , ε_{xz} , ε_{yz}) nos três planos principais são zero. Sendo assim, as deformações normais (ε_{xx} , ε_{yy} , ε_{zz}) são ditas principais. A soma das deformações principais é chamada de deformação volumétrica, conforme descrito na Eq. (2.4).

$$\varepsilon_v = \text{tr}(\boldsymbol{\varepsilon}) = \varepsilon_{xx} + \varepsilon_{yy} + \varepsilon_{zz} \quad (2.4)$$

A relação entre tensão e deformação para rochas reservatório é influenciada por um grande número de fatores. Alguns desses fatores são a composição e litologia das rochas, grau e tipo de cimentação, quantidade e tipo de fluidos no espaço poroso, compressibilidade da matriz rochosa e dos fluidos, porosidade, além da pressão e temperatura do reservatório (TIAB; DONALDSON, 2016).

A maioria dos materiais tem capacidade de resistir e se recuperar das deformações produzidas por forças atuantes sobre eles. Quando a tensão aplicada é retirada e o corpo rochoso retorna ao seu estado original (forma e tamanho) diz-se que a deformação é do tipo elástica. E ainda que, se a deformação for uma função linear da tensão aplicada, a deformação é do tipo puramente elástica e obedece a relação descrita na Eq. (2.5) (FJAER et al., 2008).

$$\boldsymbol{\sigma} = E \boldsymbol{\varepsilon} \quad (2.5)$$

Onde: E é o módulo de elasticidade ou de Young.

O coeficiente de Poisson mede a razão entre a deformação lateral em relação à deformação longitudinal, conforme a Eq. (2.6) (FJAER et al., 2008).

$$\nu = -\frac{\varepsilon_{\text{trans}}}{\varepsilon_{\text{axial}}} = \frac{\Delta d / d_o}{\Delta L / L_o} \quad (2.6)$$

Onde: d_o é diâmetro original da amostra; Δd é a variação do diâmetro; L_o é o comprimento original e ΔL é a variação do comprimento da amostra.

O módulo de cisalhamento G refere-se à resistência do corpo rochoso à mudança de forma, conforme descrito na Eq. (2.7).

$$G = \frac{\tau_{\text{cisalhante}}}{\varepsilon_{\text{cisalhante}}} \quad (2.7)$$

Por fim, o módulo volumétrico (*bulk*) K , é a razão entre a tensão hidrostática e a deformação volumétrica resultante, conforme descrito na Eq. (2.8). É uma medida da resistência da amostra contra a compressão hidrostática (FJAER et al., 2008).

$$K = \frac{\sigma_H}{\varepsilon_v} \quad (2.8)$$

Onde: σ_H é a tensão hidrostática; ε_v é a deformação volumétrica.

Os quatro parâmetros elásticos se relacionam entre si conforme descrito da Eq. (2.9) a Eq. (2.12) e são resultado dos vários processos de deposição e diagênese que formaram a rocha, posteriormente modificada por dobramento, falha, fraturamento e intemperismo. Conseqüentemente, as propriedades mecânicas das rochas refletem sua história geológica (TIAB; DONALDSON, 2016).

$$E = \frac{9KG}{3K + G} \quad (2.9)$$

$$\nu = \frac{3K - 2G}{2(3K + G)} \quad (2.10)$$

$$G = \frac{E}{2(1 + \nu)} \quad (2.11)$$

$$K = \frac{E}{3(1 - 2\nu)} \quad (2.12)$$

As propriedades mecânicas podem ser obtidas através de medições em laboratório e medições de poço através de perfilagem à cabo. No entanto, como as rochas-reservatório são estratificadas, fraturadas e falhadas, as propriedades mecânicas obtidas a partir de ensaios laboratoriais em amostras de testemunho podem ser consideravelmente diferentes daquelas existentes *in situ*. A Tabela 1 ilustra valores “típicos” dos parâmetros elásticos para diferentes formações e litologias. O comportamento mecânico das rochas é controlado não apenas por

suas propriedades inerentes, como mineralogia, tamanho de grão, porosidade, largura e densidade de fraturas, mas também por propriedades como pressão confinante, temperatura e fluidos intersticiais (TIAB; DONALDSON, 2016).

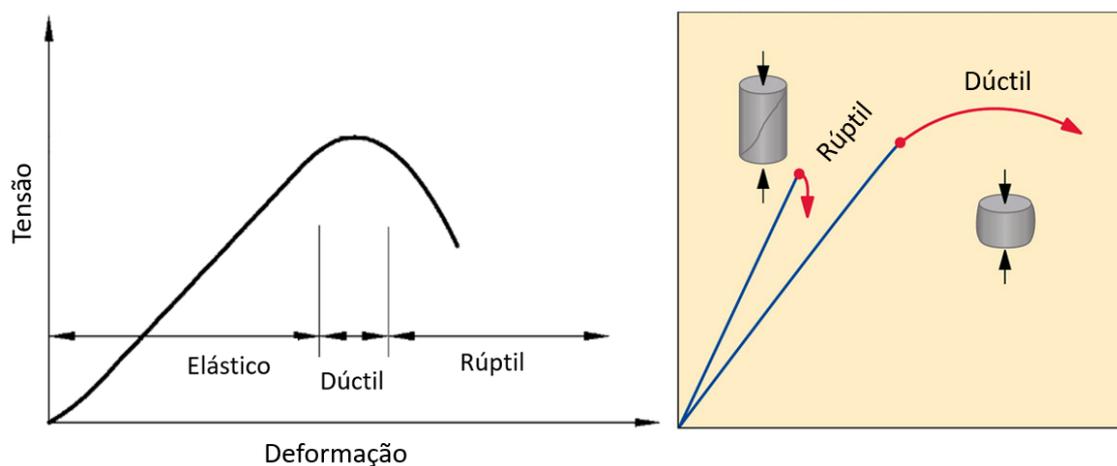
Tabela 1 - Parâmetros elásticos para diferentes formações e litologias

Litologia	Módulo de Young [GPa]	Coefficiente de Poisson	Fonte
Arenito inconsolidado	0,01 – 0,1	0,45	(FJAER et al., 2008)
Arenito	0,1 - 30	0,0 – 0,45	(FJAER et al., 2008)
Arenito argiloso (35%)	5,0 – 9,0	-	(TIAB; DONALDSON, 2016)
Arenito betuminoso	3,0 – 6,0	0,25 – 0,30	(TIAB; DONALDSON, 2016)
Arenito <i>Krossfjord</i>	3,95	0,31	(RAHMAN; FAWAD; MONDOL, 2022)
Arenito <i>Fensfjord</i>	3,46	0,32	(RAHMAN; FAWAD; MONDOL, 2022)
Arenito <i>Sognefjord</i>	2,63	0,34	(RAHMAN; FAWAD; MONDOL, 2022)
Arenito <i>Visund</i>	0,63	0,30	(PARK et al., 2022)
Arenito <i>Fontainebleau</i>	30,0 – 40,0	0,15 – 0,25	(TIAB; DONALDSON, 2016)
Carbonato (<i>high porosity chalk</i>)	0,5 - 5	0,05 -0,35	(FJAER et al., 2008)
Calcário <i>Saint-Maximin</i>	6,6 – 8,2	0,19 – 0,25	(TIAB; DONALDSON, 2016)
Austin Chalk, TX	46,0	0,25	(TIAB; DONALDSON, 2016)
Sal <i>tersanne</i>	5,0	0,36	(TIAB; DONALDSON, 2016)
Folhelho <i>Draupne</i>	2,15	0,37	(RAHMAN; FAWAD; MONDOL, 2022)

Quando a tensão em um material excede seu limite elástico, ele é permanentemente deformado, tendo como resultado as deformações plásticas. Assim, o material não retorna ao seu estado original quando a tensão é aliviada. (FJAER et al., 2008).

O regime rúptil se caracteriza pela rápida diminuição da capacidade do material de suportar tensões à medida que a deformação plástica aumenta. Rochas fortes tendem a ser mais rúpteis, com pouca capacidade de deformar e suportar carga após exceder o limite elástico. Já no regime dúctil, o material sofre deformação plástica permanente sem perder a capacidade de suportar carga. Rochas sob altas tensões confinantes e altas temperaturas tendem a apresentar um comportamento mais dúctil quando excedem o limite elástico (FJAER et al., 2008). Na Figura 2 é ilustrado o comportamento tensão- deformação de um material para os regimes elástico, dúctil e rúptil.

Figura 2 - Comportamento rúptil e dúctil das rochas



Fonte: A autora.

2.2 EFEITOS GEOMECÂNICOS

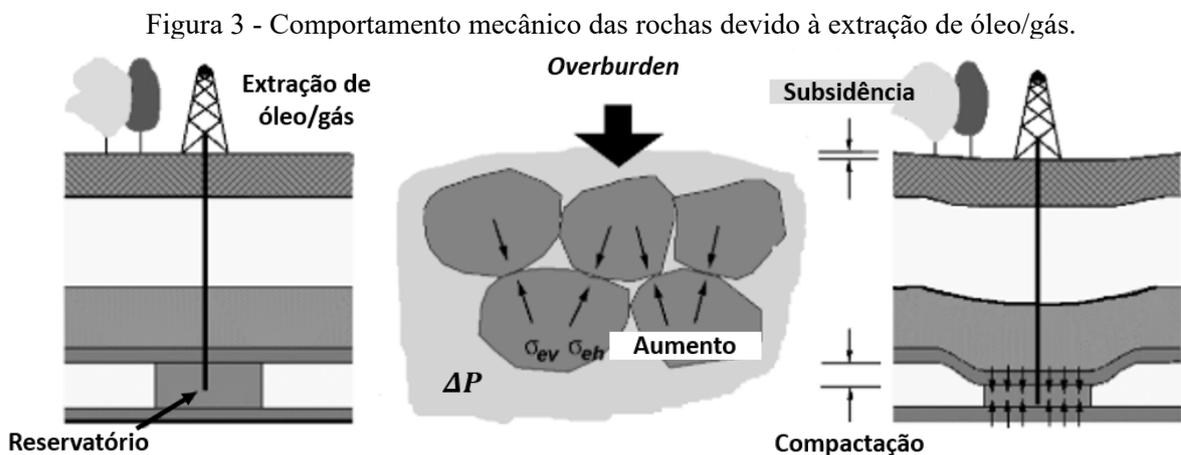
A produção de petróleo e/ou água a partir de formações rochosas subterrâneas resulta em alterações dos campos de tensão devido à variação da pressão dos poros. O peso dos sedimentos acima de uma formação produtora é sustentado pela matriz da rocha e pelo fluido pressurizado nos poros. A parte desta carga sustentada pelos fluidos é chamada de pressão de poros, enquanto a parte sustentada pelos sólidos é chamada de tensão efetiva. Quando a pressão do fluido é reduzida, mais carga é transferida para a matriz da rocha e a formação é compactada (TERZAGHI, 1943a).

A compactação pode atuar como um mecanismo natural que contribui para a produção dos fluidos, mas também pode ocasionar a redução da permeabilidade, colapso dos poros, produção de finos, ruptura do revestimento dos poços, entre outros. Essa compactação depende da variação da pressão de poros, da espessura do reservatório e das propriedades mecânicas das rochas. As mudanças nas tensões afetam não só a formação de interesse, mas também as formações adjacentes ao reservatório, interferindo diretamente em várias operações de campo, tais como estratégias de perfuração e completção (HAMID; OMAIR; GUIZADA, 2017).

Assim, a taxa de decaimento da pressão do reservatório deve ser definida de modo a maximizar a recuperação dos fluidos e mitigar os efeitos negativos da compactação. As possíveis preocupações incluem a capacidade de perfurar poços de desenvolvimento com sucesso após alguma variação da pressão (para estabilidade do poço), potencial aumento de ruptura dos revestimentos, fraturamento induzido da formação em torno dos poços, produção de finos e perda de produtividade do poço devido à redução da permeabilidade. Além disso, a

falta de sucesso com o ajuste de histórico pode ser uma evidência da compactação do reservatório (SETTARI, 2002).

A subsidência refere-se ao deslocamento da superfície que pode ser produzido pela compactação do reservatório subterrâneo (Figura 3). O grau em que essa compactação subterrânea é transferida para a superfície depende da extensão da área do reservatório, da profundidade e das propriedades mecânicas do meio, entre outros. Um reservatório grande e raso, por exemplo, produzirá subsidência muito mais extensa do que um reservatório pequeno e profundo para reduções de pressão idênticas (BRUNO, 1992). Desta forma, a magnitude da subsidência depende fortemente do contexto de soterramento do campo (LONGUEMARE et al., 2002).



Fonte: Modificado de Gambolati; Ferronato; Teatini, (2006).

A compactação e a subsidência podem induzir a ruptura dos revestimentos dos poços por meio de vários mecanismos incluindo compressão, flambagem, cisalhamento e flexão. A ruptura por cisalhamento destruiu várias centenas de revestimentos dos poços em direção aos flancos do campo de Wilmington em profundidades de cerca de 488 m, sendo que o intervalo de produção começava em cerca de 701 m. Além disso, grande parte do revestimento dos poços danificados no campo Ekofisk também ocorreu no *overburden* (BRUNO, 1992).

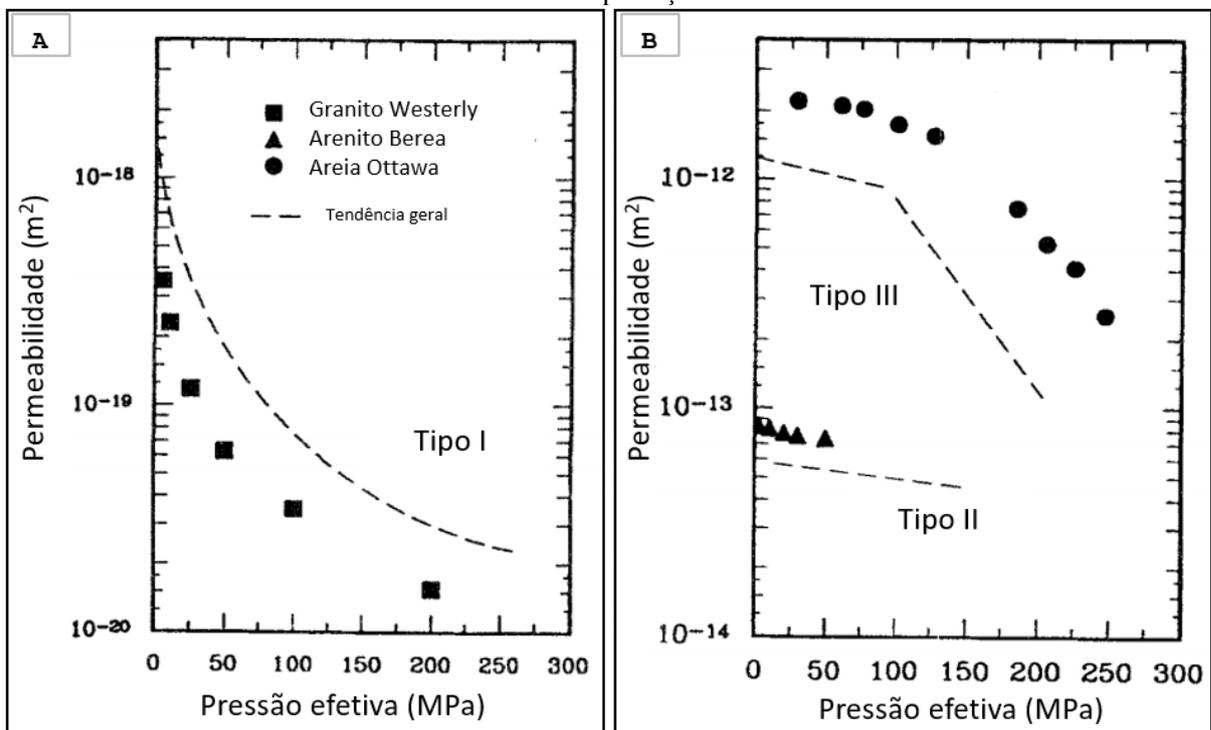
Além disso, a variação das tensões pode ter forte impacto na microestrutura da rocha reservatório, através da alteração da dimensão, geometria e “garganta” dos poros, e consequentemente interferindo nas propriedades petrofísicas (porosidade e permeabilidade) (DAUTRIAT et al., 2007). A alteração da permeabilidade no reservatório e nas fraturas são amplamente irreversíveis, sendo importante monitorar a compactação desde o início do desenvolvimento dos campos (SETTARI, 2002).

A alteração da permeabilidade pela variação de tensão pode variar significativamente em função das características do reservatório. De forma geral, depende das condições de carregamento, porosidade inicial e orientação da anisotropia da microestrutura (grãos, microfissuras, “garganta dos poros”) em comparação com a direção do carregamento (DAUTRIAT et al., 2007).

A alteração da porosidade e/ ou permeabilidade pela alteração do estado de tensões ocorre devido ao movimento físico dos grãos da rocha em relação uns aos outros, sendo comum em rochas pouco compactadas e que apresentam elevados valores de porosidade. Mudanças na forma e fraturamento dos grãos também podem ocorrer em uma ampla faixa de valores de tensão, dependendo da ductilidade relativa dos grãos (DAVIES; DAVIES, 2001).

A Figura 4 ilustra a variação da permeabilidade em função da pressão efetiva (diferença entre a pressão de confinamento e a pressão de poros) para três diferentes mecanismos de compactação.

Figura 4 - Variação da permeabilidade em função da pressão efetiva para três diferentes mecanismos de compactação



Fonte: Modificado de David et al., (1994).

O mecanismo Tipo I é normalmente observado em uma rocha cristalina de baixa porosidade (como o granito Westerly, Figura 4 A), em que a compactação está relacionada ao fechamento elástico de microfissuras, e a sensibilidade da permeabilidade diminui com o

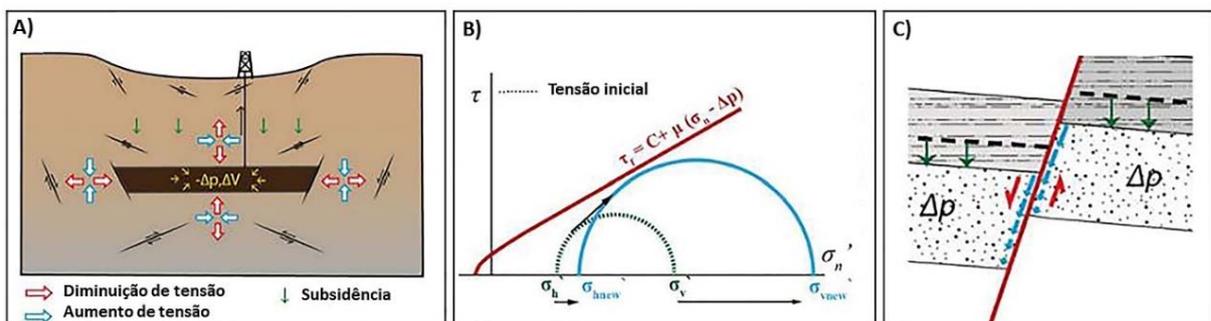
aumento da pressão efetiva. O mecanismo Tipo II é tipicamente observado em uma rocha clástica porosa (como o arenito Berea, Figura 4 B) em que a compactação está relacionada ao movimento relativo dos grãos e a sensibilidade da permeabilidade à pressão é relativamente baixa. Por fim, o mecanismo Tipo III é normalmente observado em um material não consolidado (como a Areia Ottawa, Figura 4 B), assim como para rochas porosas submetidas a pressões elevadas (DAVID et al., 1994).

Outro efeito relacionado à produção dos reservatórios é a reativação de falhas geológicas⁷ (Figura 5 C) pré-existentes, como consequência da variação de pressão de poros. As falhas geológicas podem ser selos naturais que impedem a migração ascendente dos hidrocarbonetos garantindo o acúmulo desses na rocha reservatório, mas também podem atuar como caminhos preferenciais de fluxo (PEREIRA, 2015).

Conforme a pressão dos poros diminui no reservatório, a tensão vertical efetiva aumenta e o volume da rocha reservatório diminui. A mudança de tensão vertical total acima de um reservatório lateralmente extenso é, portanto, quase zero. Isso significa que o aumento efetivo da tensão vertical é igual à diminuição da pressão dos poros ($\Delta\sigma'_v \approx -\Delta p$) (BUIJZE et al., 2017).

Horizontalmente, no entanto, o reservatório é acoplado ao volume de rocha circundante. Portanto, a mudança de volume levará a uma redução da tensão horizontal total e, conseqüentemente a um menor aumento da tensão horizontal efetiva. Como resultado, o diferencial de tensão no reservatório aumenta. Isso pode trazer as falhas dentro do reservatório para mais perto da região de reativação (Figura 5 A, B) (BUIJZE et al., 2017).

Figura 5 - Mudanças de tensão e mecanismos de falha em um reservatório sob variação da pressão.



Fonte: Modificado de Buijze et al., (2017).

A reativação de falhas pode ser provocada por vários fatores, como por exemplo a injeção de fluidos sob elevada pressão e o diferencial de pressão entre dois lados de uma falha

⁷ Ruptura de um bloco de rocha responsável pelo deslocamento de suas partes.

inicialmente selante. Esse fenômeno pode resultar na comunicação hidráulica entre diferentes reservatórios ou, em casos extremos, o deslizamento da falha pode se propagar para fora do reservatório e comprometer a integridade das rochas capeadoras, ou até mesmo comunicar o reservatório com a superfície. Se o plano de falha reativado for cruzado por um poço, sérios problemas de integridade de poço também podem ocorrer (HETTEMA, 2020).

Além disso, o movimento das falhas pode causar sismicidade, como vem sendo observado em muitos reservatórios de hidrocarbonetos em todo o mundo (HETTEMA, 2020). Apesar da magnitude relativamente pequena desses terremotos, a sismicidade no campo de Groningen na Holanda levou a danos substanciais à infraestrutura da superfície e habitações, com várias casas sendo declaradas inabitáveis (BUIJZE et al., 2017).

2.3 EQUAÇÕES DOS PROBLEMAS DE FLUXO E MECÂNICO

As equações governantes de escoamento multifásico são formuladas ao longo das linhas padrão da simulação numérica de reservatórios, conhecida como formulação *black-oil*, em que a alteração da composição das fases é desprezada ao longo da simulação (PEACEMAN, 1977).

É um modelo isotérmico aplicado para reservatórios que podem conter as fases óleo, gás e água, preferencialmente empregado para sistemas de fluidos de baixa volatilidade. No sistema de hidrocarbonetos, apenas dois componentes são considerados: o componente óleo e o componente gás. Assume-se também que a fase água não é miscível nas outras fases e que o componente gás é solúvel no óleo. Além disso, os efeitos de difusão e dispersão de massa de fluidos são desconsiderados (COSENTINO, 2001; ISLAM et al., 2010).

Com base na conservação de massa para cada fase e na lei de Darcy, as equações de escoamento multifásico são descritas da Eq. (2.13) a Eq. (2.15) (CHEN; HUAN; MA, 2006). Os subíndices w, o e g referem-se as fases água, óleo e gás, respectivamente.

$$\nabla \cdot [k\lambda_w (\nabla p_w - \gamma_w \nabla z)] = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) + q_w \quad (2.13)$$

$$\nabla \cdot [k\lambda_o (\nabla p_o - \gamma_o \nabla z)] = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) + q_o \quad (2.14)$$

$$\nabla \cdot [k R_{so} \lambda_o (\nabla p_o - \gamma_o \nabla z) + k\lambda_g (\nabla p_g - \gamma_g \nabla z)] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{S_g}{B_g} \right) \right] + R_{so} q_o + q_g \quad (2.15)$$

Onde: k é a permeabilidade absoluta; p é a pressão da fase; γ é o peso específico da fase; z é a coordenada da profundidade; ϕ é a porosidade; S é a saturação da fase; q é a vazão de produção e/ou injeção da fase; R_{so} é a razão de solubilidade do gás no óleo.

A mobilidade de cada fase λ_p é calculada pela Eq. (2.16).

$$\lambda_p = \frac{k_{rp}}{\mu_p B_p} \quad p = w, o, g \quad (2.16)$$

Onde: k_{rp} é a permeabilidade relativa da fase; μ_p é a viscosidade da fase; B_p é o fator volume de formação da fase.

Além disso, a Eq. (2.17), a Eq. (2.18) e Eq. (2.19) são relações adicionais para resolução das equações de balanço. Referem-se à restrição das saturações e as pressões capilares calculadas em função da saturação dos fluidos.

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (2.17)$$

$$p_{cow} = p_o - p_w = f(S_w) \quad (2.18)$$

$$p_{cgo} = p_g - p_o = f(S_g) \quad (2.19)$$

Onde: p_{cow} é a pressão capilar óleo-água e p_{cgo} é a pressão capilar gás-óleo.

As Equações de (2.13) a (2.19) formam um sistema completo de equações para o fluxo de três fases (água, óleo e gás) em meio poroso. A pressão dos fluidos é influenciada pela porosidade do meio, enquanto a permeabilidade tem forte influência na velocidade do fluxo e na saturação dos fluidos. A caracterização do problema de fluxo deve incluir as condições iniciais de pressão e temperatura do reservatório, as propriedades dos fluidos e a variação dessas com as mudanças de pressão e volume durante a produção.

Nos casos em que os efeitos capilares são desprezados, temos que $p_w = p_g = p_o$. Assim, as incógnitas do problema de fluxo, para escoamento trifásico, seriam uma pressão e três saturações.

As equações que regem o modelo geomecânico são derivadas com base no equilíbrio estático e no princípio das tensões efetivas (TERZAGHI, 1943a), como segue da Eq. (2.20) à Eq. (2.23), adotando a convenção das tensões compressivas como sendo positivas.

$$\nabla \cdot \boldsymbol{\sigma} + \rho \mathbf{g} = 0 \quad (2.20)$$

$$\boldsymbol{\sigma} = \boldsymbol{\sigma}' + \alpha \delta p \quad (2.21)$$

$$\boldsymbol{\sigma} = \mathbf{D} : \boldsymbol{\varepsilon} \quad (2.22)$$

$$\boldsymbol{\varepsilon} = \frac{1}{2} \left[\nabla \mathbf{u} + (\nabla \mathbf{u})^T \right] \quad (2.23)$$

Onde: $\boldsymbol{\sigma}$ é o tensor de tensões totais; ρ é a massa específica do meio (sólido+fluido); $\boldsymbol{\sigma}'$ é o tensor de tensões efetivas; $\boldsymbol{\varepsilon}$ é o tensor de deformação, que é o gradiente simétrico do vetor deslocamento \mathbf{u} ; δ é o delta de Kronecker; p é a pressão de poros; \mathbf{D} é o tensor constitutivo; α é o coeficiente de Biot.

A caracterização geomecânica deve incluir a distribuição e orientação das tensões iniciais, as propriedades mecânicas e o comportamento tensão/deformação em função dos tipos de litologia. Idealmente, essa caracterização deve se estender da profundidade do reservatório até a superfície e também a distâncias abaixo e lateralmente consideráveis do reservatório. Além disso, informações adicionais podem ser encontradas nos relatórios de perfuração, testes de poço e de estimulação (SETTARI, 2002).

Assim, o modelo de escoamento multifásico é usado para calcular as vazões, pressões e saturações no tempo e no espaço, enquanto o modelo geomecânico para calcular os deslocamentos do sistema.

Para o acoplamento hidromecânico é necessário estabelecer as variáveis comuns que representem a conexão entre as equações dos dois problemas. As equações de fluxo e mecânicas são acopladas principalmente pela mudança volumétrica da rocha porosa devido à variação de pressão. A mudança volumétrica está diretamente relacionada com a deformação e influencia as equações de fluxo através da mudança da porosidade e/ou permeabilidade (PETTERSEN, 2012).

2.4 FORMULAÇÕES DE ACOPLAMENTO

Nesta seção são apresentadas algumas formulações para o acoplamento entre simuladores de fluxo e mecânico, de acordo com as variáveis comuns que representam a conexão entre as equações dos dois problemas.

As simulações de fluxo acopladas à geomecânica decorrem da necessidade de resolver problemas que não estavam sendo totalmente representados pelos simuladores de fluxo, devido à interação entre a mecânica das rochas e a produção dos fluidos (HERNANDEZ, 2011).

O histórico da evolução das metodologias de acoplamento demonstra que existem esforços contínuos para melhorar as simulações acopladas. Os avanços computacionais, o desenvolvimento matemático e as estratégias de iteração têm aumentado constantemente o número de processos que podem ser representados com esse tipo de simulação, permitindo desde simples efeitos de variação da pressão até diversos processos, tais como: produção de areia, SAGD (*steam-assisted gravity drainage*), injeção de vapor, fraturamento hidráulico, reativação de falhas, entre outros (HERNANDEZ, 2011).

As equações de fluxo e mecânicas são acopladas principalmente pela variação do volume poroso da rocha reservatório. Essa variação está diretamente relacionada à deformação e influencia as equações de fluxo através da porosidade e da permeabilidade. Especialmente para rochas pouco consolidadas e fraturadas, as mudanças volumétricas podem ter grande impacto sobre esses dois parâmetros petrofísicos (PETTERSEN, 2012).

As simulações acopladas são necessárias para melhorar as previsões de produção, especialmente para reservatórios que contêm rochas de rigidez baixa ou moderada. No entanto, essas análises são significativamente mais exigentes em termos computacionais (CPU, memória, algoritmos) do que as simulações de fluxo tradicionais. Em média, 70 a 80% do tempo da simulação acoplada é gasto para resolver o sistema de equações do problema mecânico, em virtude do maior número de incógnitas a serem determinadas, além da inclusão das rochas adjacentes ao reservatório ao modelo de simulação (PEREIRA, 2015).

Numerosas metodologias vêm sendo propostas para a implementação da geomecânica na simulação de reservatórios. Estas abordagens diferem em função das variáveis mecânicas utilizadas e na forma em que essas variáveis são acoplados ao escoamento multifásico. O sistema de equações resultante dos dois problemas físicos deveria ser resolvido simultaneamente. No entanto, as principais razões para buscar alternativas para tal esquema são: a resolução simultânea do sistema acoplado pode ser computacionalmente muito cara em

virtude do tamanho das matrizes geradas; os simuladores de fluxo comerciais oferecem um vasto conjunto de opções para o gerenciamento de reservatório (simulação de diferentes processos de recuperação), e da mesma maneira, os simuladores comerciais de análise de tensões oferecem uma grande variedade de modelos constitutivos de rocha (PETTERSEN, 2012).

A abordagem totalmente acoplada ou implícita (FI) é atraente para as simulações em geral devido à sua estabilidade incondicional, ou seja, a estabilidade da solução numérica independe do tamanho do passo de tempo utilizado. No entanto, as abordagens FI são computacionalmente caras e requerem o desenvolvimento de uma estrutura unificada de simulação de fluxo e mecânica. Outra desvantagem da abordagem FI é que os sistemas lineares resultantes são não simétricos com caráter misto (por exemplo, elíptico, parabólico, hiperbólico). Lidar com tais sistemas lineares de uma maneira robusta e eficiente requer o desenvolvimento de técnicas de *solver* sofisticadas (GARIPOV et al., 2018).

Além disso, o domínio físico para o problema mecânico é geralmente significativamente maior do que o reservatório, uma vez que as características das rochas adjacentes apresentam um papel muito importante na determinação da resposta mecânica do reservatório (Chin; Thomas, 1999). Assim, o problema de fluxo é resolvido num domínio muito maior do que o necessário, já que para o fluxo apenas a modelagem do reservatório é suficiente.

Garipov et al. (2018) utilizaram cinco problemas de teste para demonstrar o desempenho das abordagens de acoplamento total e sequencial para processos complexos que envolvem geomecânica. Ambos os métodos foram implementados em uma estrutura unificada dentro do simulador de pesquisa AD-GPRS. Os resultados mostraram que a estratégia totalmente acoplada funciona muito bem para o escoamento multifásico acoplado, mas requer desenvolvimento sofisticado da estrutura de simulação (por exemplo, construção de matrizes Jacobianas completas) e *solvers* lineares de múltiplos estágios avançados.

Por outro lado, as estratégias baseadas em acoplamento sequencial (ou parcial) podem ser uma alternativa viável aos simuladores totalmente acoplados. Esses mesmos autores demonstraram que a abordagem sequencial tem comportamento de convergência previsível para problemas complexos com fortes efeitos não lineares, e que o custo computacional é bastante sensível à força de acoplamento entre os subproblemas. Além disso, a abordagem sequencial também permitiu mais liberdade na escolha de *solvers* lineares e não lineares para cada subproblema (GARIPOV et al., 2018).

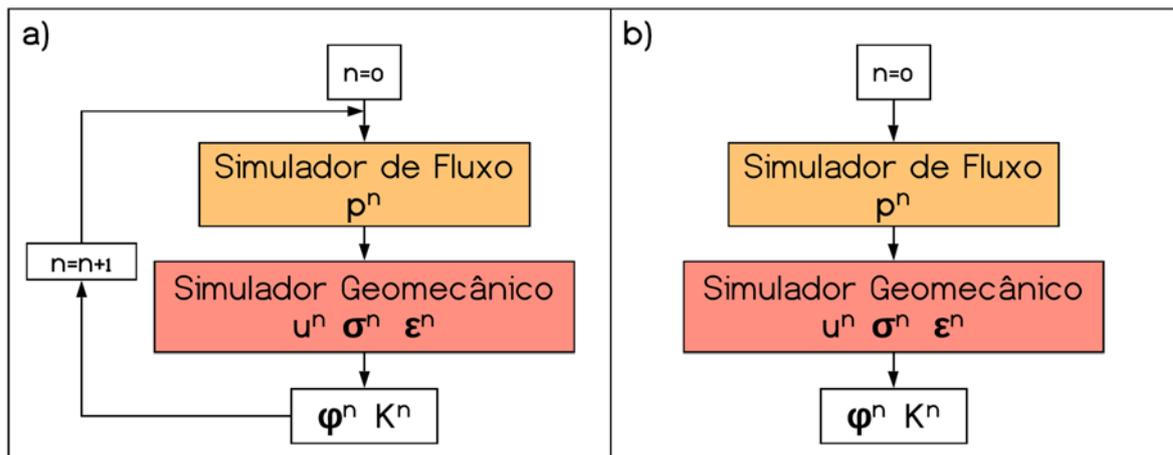
Na abordagem de acoplamento parcial de duas vias ou *two-way* (Figura 6 a), as equações que governam os problemas de fluxo e geomecânico são resolvidas separada e sequencialmente

por diferentes simuladores para cada etapa de tempo selecionada. O acoplamento é realizado por meio de um código de acoplamento responsável pela transferência dos dados entres os diferentes simuladores, através das variáveis de acoplamento (GIANI et al., 2018).

A porosidade e a permeabilidade são geralmente assumidas como variáveis de acoplamento, tornando-as função das principais incógnitas do problema acoplado, ou seja, pressões e deslocamentos (que fornece as deformações e tensões). Numerosos estudos de casos demonstram a importância da abordagem de acoplamento *two-way* para a previsão confiável da compactação e subsidência (GIANI et al., 2018).

Por outro lado, na abordagem de acoplamento parcial de uma via ou *one-way* (Figura 6 b), a evolução das tensões e deformações é determinada como uma consequência da variação da pressão dos poros, mas supõe-se que o campo de pressão é independente das deformações induzidas (GIANI et al., 2018).

Figura 6 - Fluxograma do acoplamento parcial: a) *Two Way*, b) *One Way*. n representa os passos de tempo



Fonte: Lima, (2019).

Outra abordagem de acoplamento comumente utilizada é o pseudoacoplamento. Neste tipo de acoplamento a porosidade e a permeabilidade absoluta podem ser atualizadas durante a simulação de fluxo através de tabelas de multiplicadores em função da pressão, apresentando assim baixo custo computacional (SAMIER; ONAISI; DE GENNARO, 2008).

A montagem da tabela de multiplicadores é a principal etapa deste tipo de acoplamento. Essas tabelas podem ser construídas com base em ensaios laboratoriais com a própria rocha reservatório ou utilizando correlações, uma vez que nem sempre esses dados de ensaios estão disponíveis (FALCÃO, 2013).

Como a abordagem de pseudoacoplamento não resolve o problema mecânico em paralelo com o problema de fluxo, não é possível obter informações relacionadas as tensões ou deformações que possam ser usadas, por exemplo, para analisar a possibilidade de reativação de falhas geológicas (TRAN; NGHIEM; BUCHANAN, 2009).

No entanto, Falcão (2013) destaca em seu trabalho as vantagens do esquema de pseudoacoplamento, o qual pode ser uma boa alternativa para considerar a geomecânica, de forma aproximada no dia-a-dia do engenheiro de reservatórios para os processos de ajuste de histórico e simulação de cenários de previsão, devido ao seu custo computacional ser similar ao da simulação de fluxo tradicional.

Os resultados de Falcão (2013) mostraram que, quando comparado a simulação de fluxo tradicional (empregando valor constante de compressibilidade dos poros), o esquema de pseudoacoplamento é capaz de representar melhor as heterogeneidades do reservatório, que podem caracterizar caminhos preferenciais ao fluxo.

2.4.1 Formulação “tradicional” de fluxo

Nas formulações “tradicionais” de fluxo, a variação do volume poroso depende apenas da variação da pressão através da utilização de um coeficiente de compressibilidade dos poros definido pela Eq. (2.24) (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006),

$$c_p \equiv \frac{1}{\phi} \left(\frac{\partial \phi}{\partial p} \right)_T \quad (2.24)$$

A compressibilidade dos poros dada pela Eq. (2.24) pode ser reescrita em função do volume poroso (V_p) e do volume total (V_t) conforme a Eq. (2.25).

$$c_p = \frac{V_t}{V_p} \frac{\partial}{\partial p} \left(\frac{V_p}{V_t} \right) \quad (2.25)$$

Onde: V_t é o volume total (volume de sólidos e de poros).

Derivando o quociente entre o volume poroso (V_p) e o volume total (V_t) em relação à pressão, a compressibilidade dos poros é reescrita na Eq. (2.26).

$$c_p = \frac{1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial p} - \frac{1}{V_t} \frac{\partial V_t}{\partial p} \quad (2.26)$$

Os simuladores de reservatório assumem que o volume total de cada célula do *grid* é constante durante a simulação. Esta suposição considera a rocha reservatório como sendo rígida ou não deformável, resultando na aproximação da compressibilidade dos poros dada pela Eq. (2.27) (PAN, 2009).

$$c_p \equiv \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial p} \right)_{T, V_t} \quad (2.27)$$

Assim, integrando a Eq. (2.24) ou a Eq.(2.27) obtemos expressões para determinar a porosidade, ou o volume poroso, em função da pressão e da compressibilidade dos poros (AHMED, 2019), conforme descrito na Eq. (2.28), a qual é utilizada pela maioria dos simuladores de fluxo de reservatório para atualizar a porosidade ao longo da simulação de fluxo.

$$\phi = \phi_0 \left[1 + c_p (p - p_0) \right] \quad (2.28)$$

Onde: p_0 e ϕ_0 são a pressão e a porosidade de referência, respectivamente.

Assim, a compressibilidade dos poros é o parâmetro responsável pela quantificação do comportamento mecânico das rochas, sendo utilizada tanto para atualizar a porosidade, como também é um dos termos da equação de balanço de massa de fluido.

Para melhor entendimento do problema acoplado, as equações de balanço de massa para escoamento multifásico (Eq. 2.13, 2.14 e 2.15) foram simplificadas para fluxo monofásico, conforme descrito na Eq. (2.29)

$$\phi \rho_f (c_f + c_p) \frac{\partial p}{\partial t} = \nabla \cdot \left[\frac{\rho_f k}{\mu} (\nabla p - \rho_f \mathbf{g}) \right] \quad (2.29)$$

Onde: ϕ é a porosidade; c_f é a compressibilidade do fluido (responsável pela alteração da massa específica do fluido com a variação da pressão); c_p é a compressibilidade dos poros (responsável variação do volume poroso com a variação de pressão); p é a pressão de poros; k é a permeabilidade absoluta da rocha; μ é a viscosidade do fluido.

A compressibilidade dos poros normalmente é determinada experimentalmente e pressupõe condições de deformação uniaxial ou hidrostática (LONGUEMARE et al., 2002).

No ensaio edométrico, a amostra de rocha é submetida a uma condição de deformação axial, ou seja, as condições de contorno são impostas para evitar que deformações horizontais ocorram. Além disso, as tensões totais são mantidas constantes e a variação da pressão dos poros resulta em tensões efetivas iguais e opostas. A equação da compressibilidade dos poros (Eq. 2.30), pode ser escrita em termos do módulo de elasticidade e do coeficiente de Poisson usando as seguintes condições: a variação da deformação horizontal é nula ($d\varepsilon_x = d\varepsilon_y = 0$); a variação da tensão total vertical é nula ($d\sigma_{ij} = 0$) (LEWIS; GUTIERREZ, 1998).

$$c_{pE} = \frac{(1+\nu)(1-2\nu)}{E\phi_0} \quad (2.30)$$

No ensaio de carga hidrostática, a amostra de rocha reservatório é submetida a uma carga hidrostática que resulta em tensões horizontais e verticais iguais e uma variação nula das tensões totais ($d\varepsilon_x = d\varepsilon_y = d\varepsilon_z$ e $d\sigma_{ij} = 0$) (Lewis; Gutierrez, 1998). A compressibilidade dos poros é dada pela Eq. (2.31).

$$c_{pH} = \frac{3(1-2\nu)}{E\phi_0} \quad (2.31)$$

Em geral, os campos de deslocamento e tensão em um reservatório dependerão da geometria do reservatório, das condições de contorno, dos fluidos contidos nos poros e da pressão, sendo assim diferentes das condições de deformação idealizadas. A presença de descontinuidades (por exemplo, falhas geológicas e fraturas) e as heterogeneidades da rocha também afetarão a distribuição das tensões (LEWIS; GUTIERREZ, 1998).

Durante a produção de reservatórios com falhas e fraturas, deformações localizadas nos planos dessas descontinuidades podem causar alterações significativas da permeabilidade representada do lado direito da Eq. (2.29). Assim, as formulações “tradicionais” de fluxo simplificam o comportamento mecânico das rochas, uma vez que o impacto das deformações sobre o fluxo não é quantificado. A permeabilidade é considerada um parâmetro estático, enquanto a porosidade pode variar com a pressão utilizando um valor constante de compressibilidade dos poros.

Espinoza, (1983) destaca que ao usar um único valor de compressibilidade dos poros o comportamento de pressão previsto para o reservatório durante os processos de produção e/ou injeção são muito sensíveis ao valor de compressibilidade adotado.

2.4.2 Formulação de fluxo acoplada

Para meios porosos deformáveis, a equação de conservação de massa de fluido apresenta um termo adicional que quantifica o fluxo em relação à configuração de referência do meio (rocha não deformada), conforme expresso pela Eq. (2.32) (TERZAGHI, 1943).

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho_f) = \nabla \cdot \left[\frac{\rho_f k}{\mu} (\nabla p - \rho_f \mathbf{g}) \right] - \nabla \cdot (\phi\rho_f \dot{\mathbf{u}}) \quad (2.32)$$

Onde: $\dot{\mathbf{u}}$ é a velocidade da fase sólida.

A equação de conservação de massa de sólidos é dada pela Eq. (2.33) (TERZAGHI, 1943).

$$\frac{\partial}{\partial t}[(1-\phi)\rho_s] = -\nabla \cdot [(1-\phi)\rho_s \dot{\mathbf{u}}] \quad (2.33)$$

Onde: ρ_s é a massa específica dos sólidos, a qual depende da compressibilidade dos grãos.

Seja G uma variável qualquer, a derivada material de G em relação à velocidade da fase sólida é dada pela Eq. (2.34).

$$\frac{DG}{Dt} = \frac{\partial G}{\partial t} + \dot{\mathbf{u}} \cdot \nabla G \quad (2.34)$$

Considerando os sólidos como incompressíveis $\left(\frac{\partial \rho_s}{\partial t} = 0 \right)$, e reescrevendo a Eq. (2.32) e a Eq. (2.33) pela derivada material em relação à velocidade da fase sólida, temos que:

$$\phi \frac{D\rho_f}{Dt} + \rho_f \frac{D\phi}{Dt} + \phi\rho_f \nabla \cdot \dot{\mathbf{u}} = \nabla \cdot \left[\frac{\rho_f k}{\mu} (\nabla p - \rho_f \mathbf{g}) \right] \quad (2.35)$$

$$\frac{D\phi}{Dt} = (1-\phi)\nabla \cdot \dot{\mathbf{u}} \quad (2.36)$$

Substituindo a Eq. (2.36) na Eq. (2.35), e reescrevendo em termos da pressão, obtemos a formulação de balanço de massa de fluido para meios porosos deformáveis (Eq. 2.37).

$$\phi\rho_f c_f \frac{Dp}{Dt} = \nabla \cdot \left[\frac{\rho_f k}{\mu} (\nabla p - \rho_f \mathbf{g}) \right] - \rho_f \nabla \cdot \dot{\mathbf{u}} \quad (2.37)$$

Comparando a Eq. (2.29) e a Eq. (2.37) é possível perceber que o comportamento mecânico das rochas é quantificado de forma diferente. Enquanto na Eq. (2.29) é utilizada a compressibilidade dos poros, na Eq. (2.37) o próprio vetor de deslocamentos calculado no problema mecânico é utilizado.

Assim, na abordagem de acoplamento parcial, o problema de fluxo é resolvido em conjunto com um modelo mecânico que possa prever a evolução de parâmetros dependentes do estado de tensões sem necessariamente alterar a equação de conservação de massa que está sendo resolvida pelo simulador de reservatórios. Existem dois tipos principais de parâmetros de acoplamento: o acoplamento de volume relacionado à porosidade, e o acoplamento das propriedades de fluxo relacionado à permeabilidade.

A seguir é ilustrada uma revisão da literatura de como os parâmetros de acoplamento são calculados e/ou atualizados na simulação de fluxo por diferentes autores.

Tortike (1991) utilizou as formulações descritas na Eq. (2.38), na Eq (2.39) e na Eq. (2.40) para atualizar a compressibilidade dos poros, a porosidade e a permeabilidade absoluta, respectivamente, na simulação de fluxo.

$$c_\phi = \frac{\ln \left[\frac{\phi_0 + \Delta\varepsilon_v - (1-\phi_0)\alpha_T \Delta T}{\phi_0 (1 + \Delta\varepsilon_v)} \right]}{\Delta p} \quad (2.38)$$

$$\phi = \frac{\phi_0 + \varepsilon_v - (1-\phi_0)\alpha_T (T - T_0)}{1 + \varepsilon_v} \quad (2.39)$$

$$\frac{k}{k_0} = \frac{\left[1 + \frac{\varepsilon_v}{\phi_0} - \frac{\alpha_T (T - T_0)(1-\phi_0)}{\phi_0} \right]^3}{1 + \varepsilon_v} \quad (2.40)$$

Onde: T é a temperatura, α_T é o coeficiente de expansão térmica.

Touhidi-Baghini (1998) apud Li; Chalaturnyk, (2006) definiram a Eq.(2.41) para quantificar a variação da permeabilidade com função da deformação volumétrica.

$$\ln\left(\frac{k}{k_0}\right) = \frac{B}{\phi_0} \varepsilon_v \quad (2.41)$$

Onde: B deve ser determinado a partir de medições em laboratório.

Apartir de medições em laboratório em amostras de areia betuminosa horizontais e verticais, Li; Chalaturnyk, (2006) encontraram valores de B (Eq.2.41) iguais a 2 e 5, respectivamente. Os autores destacam que esta diferença no valor de B pode ser resultado das estruturas internas de ambos os tipos de amostras.

Chin et al. (2002) propõem uma metodologia de acoplamento parcial iterativa em que a porosidade geomecânica, ou porosidade verdadeira⁸, é calculada pela Eq. (2.42), que é resultado da integração da Eq. (2.36).

$$\phi' = 1 - (1 - \phi_0) e^{-\varepsilon_v} \quad (2.42)$$

Esses autores destacam que a porosidade calculada a partir do modelo geomecânico não pode ser transferida diretamente para a simulação de reservatórios. Para manter a consistência numérica na definição da porosidade do simulador de reservatório (em que o volume total é sempre o inicial), a porosidade verdadeira deve ser convertida na porosidade de reservatório, conforme a Eq. (2.43) (CHIN et al., 2002).

$$\phi = \phi_0 + (e^{\varepsilon_v} - 1) \quad (2.43)$$

Onde: ε_v é a deformação volumétrica; ϕ' é a porosidade verdadeira; ϕ é a porosidade da simulação de fluxo, ϕ_0 é a porosidade inicial.

Mainguy; Longuemare (2002) propõem formulações da abordagem de acoplamento parcial, baseadas na troca de informações entre os simuladores geomecânico e de fluxo. Foram derivadas três formulações para correção da porosidade, em função da deformação volumétrica

⁸ É a razão entre o volume poroso e o volume total atuais.

(Eq. 2.44) e da tensão média total (Eq. 2.45). Foram adotadas as hipóteses de meio poroso isotrópico e assumindo comportamento poro-elástico isotérmico linear da rocha.

$$\Delta\phi = [\phi_0 c_p + (\phi_0 - \alpha) c_s] \frac{\partial p}{\partial t} - \alpha \frac{\partial \varepsilon_v}{\partial t} \quad (2.44)$$

$$\Delta\phi = [\phi_0 (c_p + c_s) - \alpha c_b] \frac{\partial p}{\partial t} - (c_b - c_s) \frac{\partial \sigma_m}{\partial t} \quad (2.45)$$

Onde: ϕ_0 é a porosidade inicial; c_p é a compressibilidade dos poros; c_s é a compressibilidade da matriz; c_b é a compressibilidade drenada; α é o coeficiente de Biot; ε_v é a deformação volumétrica e σ_m é a tensão média total.

Dean et al. (2006) desenvolveram uma formulação de acoplamento parcial explícito em que o volume poroso é aproximado pela Eq. (2.46) na simulação de reservatórios, tomando como referência o volume poroso calculado no passo de tempo geomecânico m.

$$\tilde{V}_p^n = V_p^m [1 + c_p (p^n - p^m)] \quad \text{onde } n > m \quad (2.46)$$

Onde: n representa os passos de tempo de fluxo, m representa o último passo de tempo geomecânico, c_p é a compressibilidade dos poros, aproximada pela Eq. (2.47), de acordo com as propriedades mecânicas e a porosidade inicial do meio.

$$c_p = \frac{(1 + \nu)(1 - 2\nu)}{(1 - \nu)\phi_0 E} \quad (2.47)$$

Onde: ν é o coeficiente de Poisson; E é o módulo de elasticidade, V_p^m é o volume poroso no último passo de tempo geomecânico m, calculado utilizando a Eq. (2.48).

$$V_p^m = V_b^0 (\phi_0 + \varepsilon_v) \quad (2.48)$$

Onde: V_b^0 é o volume total inicial.

Samier; Onaisi; De Gennaro (2008) optaram por considerar a deformação das rochas na simulação de reservatórios através da utilização de multiplicadores do volume poroso,

calculados conforme descrito na Eq. (2.49) como função da deformação volumétrica do meio e da porosidade inicial.

$$\text{multpv}_n = 1 + \frac{\Delta \varepsilon_v}{\phi_0} \quad (2.49)$$

Inoue & Fontoura (2009) propõem uma metodologia de acoplamento parcial iterativa em que a porosidade é atualizada na simulação de reservatórios conforme a Eq. (2.50).

$$\phi^{n+1} = \phi^n + \alpha(\varepsilon_v^{n+1} - \varepsilon_v^n) + \frac{1}{Q}(p^{n+1} - p^n) \quad (2.50)$$

$$\frac{1}{Q} = c_f \phi^n + c_s(\alpha - \phi^n) \quad (2.51)$$

$$\alpha = 1 - \frac{E}{3(1-2\nu)K_s} \quad (2.52)$$

Onde: c_f é a compressibilidade do fluido, K_s é o módulo de deformação volumétrica do sólido, E é o módulo de elasticidade e ν é o coeficiente de Poisson.

Além disso, na metodologia de Inoue & Fontoura (2009), a Eq. (2.53) é utilizada para atualizar a compressibilidade dos poros na simulação de reservatórios.

$$c_{\text{pseudo}} = \frac{\varepsilon_v^{n+1} - \varepsilon_v^n}{\phi^n (p^{n+1} - p^n)} \quad (2.53)$$

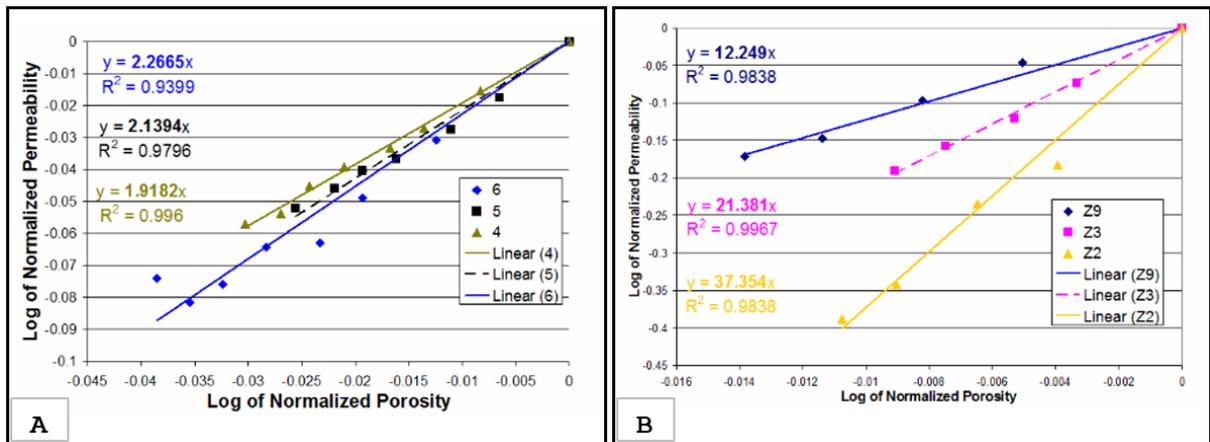
Petunin et al., (2011) realizaram experimentos em laboratório, utilizando um permeâmetro CMS-300, em amostras de arenito altamente consolidados e carbonatos *vuggy* para quantificar a redução da porosidade e da permeabilidade com o aumento de tensão. A faixa de tensão aplicada foi de aproximadamente 3,5 a 70 MPa. Foi empregada uma equação do tipo Carmen-Kozeny, conforme descrito na Eq. (2.54), com expoente de porosidade (A) variável.

$$\frac{k}{k_0} = \left(\frac{\phi}{\phi_0} \right)^A \quad (2.54)$$

Onde: k é a permeabilidade, A é um parâmetro que é função do tipo de rocha, do histórico e do intervalo de tensões aplicadas.

Os resultados dos ensaios laboratoriais de Petunin et al., (2011) nas amostras de arenito consolidado determinaram que o expoente de porosidade seria aproximadamente igual a dois, conforme ilustrado na Figura 7 A . Já nas amostras de carbonato, a permeabilidade foi muito mais sensível à tensão aplicada e os expoentes de porosidade foram muito mais elevados. Por exemplo, a amostra Z2 apresentou expoente de porosidade igual a 37, conforme ilustrado na Figura 7 B.

Figura 7 - Ajuste do expoente de porosidade (n) da Eq. (2.54): A) Amostras de arenito consolidado; B) Amostras de carbonato.



Fonte: Petunin et al.,(2011)

Matsunaga; Watase; Furui (2018) desenvolveram uma expressão, denominada de compressibilidade por pseudo-porosidade (Eq. 2.55), para calcular a compressibilidade dos poros utilizada nos simuladores de reservatório.

$$c_{\phi} = \frac{1}{\phi_0 K_v} \left[1 - \alpha^2 - (1 + \phi_0) \frac{K_v}{K_s} \right] \quad (2.55)$$

Onde: α é o coeficiente de Biot, K_v é o módulo volumétrico (*bulk*).

Tang et al. (2019) desenvolveram o acoplamento termo-hidro-químico-mecânico para aplicação em reservatórios do tipo *shale gas*, atualizando a porosidade e a permeabilidade conforme a Eq. (2.56) e a Eq. (2.57), respectivamente.

$$\phi = 1 - \frac{\phi_0}{e^{\varepsilon_v}} \quad (2.56)$$

$$k = k_0 \left[\left(\frac{1}{\phi_0} \right) (1 + \varepsilon_v)^3 - \left(\frac{1 - \phi_0}{\phi_0} \right) (1 + \varepsilon_v)^{-1/3} \right]^3 \quad (2.57)$$

As formulações apresentadas, da Eq. (2.38) à Eq. (2.57), mostram o avanço da modelagem matemática para quantificar as variações da porosidade e/ou permeabilidade como função das deformações que ocorrem durante os processos de produção e/ou injeção nos reservatórios de petróleo. Além disso, estas formulações também destacam a importância das medições em laboratório a partir de amostras de testemunho da rocha reservatório para calibrar os modelos analíticos.

2.5 ÁREAS DE APLICAÇÃO DA GEOMECÂNICA

As áreas de aplicação da geomecânica acoplada à simulação numérica de reservatórios, envolvem estudos de: compactação e subsidência; injeção de fluidos; reservatórios naturalmente fraturados; reativação de falhas; estabilidade de poços; amazenamento subterrâneo de fluidos, entre outros.

2.5.1 Compactação e subsidência

Em geral, o objetivo da simulação de fluxo acoplada à geomecânica em reservatórios sob compactação e subsidência é estudar o impacto da variação da pressão no comportamento mecânico das rochas, relacionando a taxa de compactação, a fração de óleo recuperada e as deformações (HERNANDEZ, 2011).

Chin; Thomas (1999) desenvolveram um procedimento iterativo que permite a integração entre a geomecânica e a simulação de reservatórios por meio de um código de acoplamento. As variáveis de acoplamento foram a pressão, a porosidade e a saturação de água (para rochas sensíveis à água). Foi utilizado um modelo constitutivo capaz de simular tanto o comportamento elasto-plástico quanto o efeito de *water-weakning*⁹. Observou-se que a recuperação de óleo resultante do mecanismo de compactação foi fortemente dependente do comportamento constitutivo da rocha reservatório e foi observada uma recuperação de óleo adicional causada pelo efeito *water-weakning*. Dependendo da trajetória de tensões no

⁹ Redução da resistência mecânica da rocha com o aumento da saturação de água.

reservatório, os resultados das simulações indicaram que a recuperação de óleo pode aumentar ou diminuir devido à mudança de permeabilidade.

Ainda no trabalho de Chin; Thomas (1999) também foi possível observar que o comportamento mecânico das rochas adjacentes ao reservatório é muito importante no cálculo da recuperação dos hidrocarbonetos nas análises acopladas. Assim, o domínio computacional para a análise acoplada deve incluir as regiões adjacentes vertical e lateralmente ao reservatório. Os resultados numéricos desse estudo mostraram que a modelagem acoplada pode ser usada para quantificar o impacto econômico do mecanismo de compactação.

Giani et al. (2018) investigaram o efeito da compactação e subsidência usando os esquemas de acoplamento *one-way* e *two-way*, através da modelagem de um reservatório de gás raso no mar Adriático.

As formações contendo gás do norte do Adriático são complexas e conectadas a grandes aquíferos. A produção dos hidrocarbonetos pode induzir uma redução não homogênea da pressão do reservatório por causa de diferentes influxos de aquíferos e elevada anisotropia da formação, que geralmente gera barreiras de permeabilidade na direção do fluxo vertical. Além disso, no caso de reservatórios rasos e fracamente compactados, os efeitos geomecânicos nos parâmetros petrofísicos (em termos de variação da porosidade e da permeabilidade) relacionados à compactação podem ser particularmente pronunciados (GIANI et al., 2018).

Os resultados do estudo de Giani et al. (2018) mostraram que a evolução da subsidência é fortemente afetada pelo mecanismo de produção natural (suporte do aquífero e expansão do gás) e pelo módulo de elasticidade. Além disso, a diferença entre as técnicas de acoplamento adotadas é desprezível em termos da subsidência da superfície, mas não em termos da compactação do reservatório.

Ali et al. (2019) investigaram o risco associado a diferentes estratégias de produção para o desenvolvimento de um reservatório de calcário altamente carstificado e saturado por gás. Existiam dois poços exploratórios no campo estudado, entretanto, apenas os dados de um dos poços estavam disponíveis. O estudo se concentrou na grande distribuição cárstica do reservatório para prever a melhor direção de perfuração e da trajetória dos poços, e também para modelar o comportamento do colapso dos poros¹⁰ observado no carbonato de alta porosidade. A distribuição dos carstes foi mapeada e incorporada na modelagem geomecânica. Foram avaliados dois cenários de pressão de abandono para o campo após 48 anos de produção.

¹⁰ Redução drástica e irreversível da porosidade devido ao aumento da tensão efetiva na matriz rochosa.

Os autores afirmam que esse estudo geomecânico durante a fase de exploração do campo ofereceu informações valiosas para o projeto de poço e engenharia de instalação por meio da previsão da compactação e subsidência, da indicação da melhor direção de perfuração e trajetória dos poços, de modo a evitar potenciais riscos geomecânicos e garantir níveis adequados de segurança operacional. Além disso, foi possível identificar que a compactação e subsidência previstas para esse campo são de alto risco, o que contribuiu para as decisões da equipe do projeto de mover o local da plataforma e incluir o monitoramento das deformações como parte do plano de desenvolvimento do campo (ALI et al., 2019).

2.6.2 Reservatórios naturalmente fraturados e/ou com *vugs*

O acoplamento através das propriedades de fluxo (permeabilidade e transmissibilidade) tem uma grande importância na simulação de reservatórios naturalmente fraturados e na dinâmica da propagação de fraturas devido à forte dependência do estado de tensões e da direção e magnitude do tensor de permeabilidade (HERNANDEZ, 2011).

Os reservatórios carbonáticos fraturados que apresentam *vugs*¹¹ são responsáveis por uma grande proporção dos recursos de hidrocarbonetos do mundo. Assim, a compreensão dos mecanismos de fluxo através de tais reservatórios é de grande importância para a indústria. No entanto, tem sido tecnicamente desafiador entender com precisão a relação entre os *vugs* e os outros dois sistemas porosos (fratura e matriz). O comportamento mecânico dos *vugs* sob depleção à longo prazo e a influência da deformação dos *vugs* no escoamento ainda não foram bem compreendidos. Por outro lado, vários estudos vêm demonstrando que a geomecânica desempenha um papel importante no fluxo matriz-fratura (ZHANG et al., 2017).

Considerando a geomecânica, o comportamento das fraturas pode ser melhor avaliado, pois leva em consideração o valor das tensões no início e durante a exploração do reservatório. Esses sistemas complexos têm sido fonte de muitas pesquisas, pois a modelagem numérica lidera esforços contínuos na engenharia de reservatórios para superar os desafios da representação dos reservatórios naturalmente fraturados nas simulações de fluxo, tais como: discretização do sistema de fraturas, gerenciamento das propriedades mecânicas da matriz e das fraturas nos simuladores, definição dos modelos constitutivos adequados para ambos os sistemas (matriz e fratura), evolução das propriedades das fraturas ao longo do tempo, entre outros (HERNANDEZ, 2011).

¹¹ Feições de carstificação.

Longuemare et al. (2002) quantificaram os efeitos do fraturamento térmico e do aprimoramento da permeabilidade nas fraturas e falhas geológicas. O modelo representa um reservatório de calcário altamente heterogêneo e compartimentalizado localizado no Oriente Médio, onde foi observado rápido *breakthrough*¹² logo após o início da injeção de água. Foi utilizado o acoplamento parcial explícito entre o simulador de reservatórios ATHOS™ e o simulador geomecânico VISAGE™. Os resultados obtidos indicaram que as mudanças na pressão e temperatura do reservatório provocaram progressivas deformações localizadas em algumas das falhas geológicas. A mobilização das falhas geológicas foi função da magnitude local dos gradientes de pressão e temperatura determinados pela localização dos injetores e produtores, assim como das vazões de fluxo.

Dutta et al. (2011) realizaram um estudo de geomecânica de reservatórios no campo Umm-Gudair no Kuwait, para demonstrar o impacto da alteração das tensões *in situ* na performance geral do campo e dos poços. O reservatório carbonático tinha inicialmente uma porosidade entre 18 e 20%, e estava sendo produzido desde 1962, possuindo um total de 140 poços.

As simulações de reservatório acoplada à geomecânica foram realizadas utilizando o acoplamento parcial entre os *softwares* ECLIPSE™ e VISAGE™ para melhorar a compreensão do comportamento da produção de água em diferentes partes do campo. Um melhor conhecimento das mudanças espaciais e temporais na saturação de água poderia ajudar na identificação de locais para locação de poços futuros, bem como na decisão de azimutes e comprimentos de poços desviados e horizontais para minimizar a produção de água. Além disso, os mapas de tensão das simulações geomecânicas poderiam também ser utilizados para avaliar a completação e a integridade dos poços (DUTTA et al., 2011).

Os resultados do estudo de Dutta et al. (2011) mostraram que o decaimento da pressão resultou no desenvolvimento considerável de microfissuras e/ou no deslizamento das fraturas não condutoras pré-existentes, assim como no aumento significativo da permeabilidade devido as deformações plásticas. Além disso, também foi observada uma melhor correspondência do histórico de pressão em quase todos os poços examinados, e também do histórico das produções de água e óleo na maioria dos poços examinados. Segundo os autores, os resultados deste estudo forneceram orientações para o planejamento ideal do desenvolvimento dos campos de petróleo (DUTTA et al., 2011).

¹² Instante em que o fluido injetado no reservatório alcança os poços de produção.

Dubinya; Lukin (2015) realizaram análises geomecânicas acopladas *two-way* em um reservatório de petróleo naturalmente fraturado para avaliar o efeito dos parâmetros mecânicos nas vazões de produção. Muitas vezes, durante o desenvolvimento de reservatórios naturalmente fraturados a produtividade do poço diminui. As simulações acopladas com dependência da permeabilidade permitem considerar o efeito do estado de tensões nas vazões de produção. Os resultados mostraram que a inclusão da permeabilidade dinâmica resultou em uma diminuição de 6,5% na produção acumulada de óleo.

Maria, (2022) aplicou o método de pseudoacoplamento para simular efeitos geomecânicos na simulação de reservatórios com base na estimativa da compressibilidade de feições cársticas. Os resultados permitiram estimar o impacto dessas feições nas curvas de previsão de produção e no processo de ajuste de histórico.

2.6.3 Reativação de falhas

Uma das áreas que também está em crescente desenvolvimento sob o esquema de simulação de fluxo acoplada à geomecânica é a reativação de falhas devido à produção e/ou injeção. Sabe-se que a produção de fluido induz alterações na pressão de poros do reservatório, podendo levar à reativação de sistemas de falhas desenvolvidos em eventos tectônicos anteriores e influenciados pelo estado atual de tensões (HERNANDEZ, 2011).

De Souza et al. (2012) avaliaram o comportamento geomecânico de reservatórios turbidíticos falhados no Campo de Marlim, na Bacia de Campos – Brasil, onde um projeto de injeção de água foi iniciado. Foi identificado que a pressão de injeção planejada aumentaria os riscos de reativação das falhas pré-existentes. A performance do reservatório e a deformação associada foram estimadas. As previsões das alterações nas tensões induzidas pela produção/injeção foram utilizadas para avaliar a estabilidade dos poços, o potencial de reativação de falhas, a integridade das rochas capeadoras e o fraturamento do reservatório.

O modelo geomecânico foi construído utilizando dados de diferentes poços ao longo do campo. Perfis sônicos, interpretações petrofísicas e sísmicas foram empregadas para estimar as propriedades elásticas e de resistência das rochas. 21 falhas geológicas foram modeladas por elementos individuais com propriedades menos resistentes do que as rochas intactas ao seu redor. Essas falhas foram simuladas como seladas e não condutoras antes da produção. No entanto, a permeabilidade dos conjuntos de falhas e fraturas poderia mudar durante a produção, dependendo do estado de tensão atuante (DE SOUZA et al., 2012).

Foi realizado um estudo de campo completo utilizando acoplamento parcial *two-way* entre o simulador geomecânico VISAGE™ e o simulador de reservatórios ECLIPSE™. Nesse caso, as mudanças de pressão ou temperatura do simulador de reservatório são inseridas no simulador mecânico para calcular as mudanças de tensão e deformação. A permeabilidade foi atualizada utilizando a relação de Kozeny-Carman (DE SOUZA et al., 2012).

Os resultados mostraram que deformações volumétricas plásticas significativas se desenvolveram ao redor de todos os poços no final da produção. Embora as deformações volumétricas plásticas estivessem relacionadas principalmente à redução da pressão, a presença de falhas geológicas também parece ter contribuído para a formação dessas deformações. Foi identificado que as falhas geológicas já estavam sobre a superfície do envelope de falha na fase de pré-produção. Além disso, com a atualização dinâmica da permeabilidade durante a produção, ocorreu o colapso dos poros e foi principalmente na parte oeste do reservatório antes de se propagar para o norte (DE SOUZA et al., 2012).

Bubshait; Aminzadeh; Jha (2018) desenvolveram um fluxo de trabalho para combinar a técnica de inversão de tensão com a simulação de fluxo e geomecânica acoplada para mapear mudanças de tensão causadas por processos de injeção e produção nos reservatórios de petróleo. Foi aplicada uma abordagem de simulação poroelastoplástica no *software* comercial STARS para examinar as mudanças de tensão resultantes da produção em um reservatório sintético com uma falha geológica normal. O deslizamento da falha foi modelado como uma função da deformação plástica e foram calculadas as magnitudes de momento de eventos microssísmicos equivalentes. Os mecanismos focais desses eventos sísmicos foram usados pelo MSATSI, um pacote Matlab® para inversão de tensão, para obter as magnitudes e direções das três tensões principais, as quais foram utilizadas na inicialização da simulação acoplada.

Assumiu-se que os dois lados do reservatório não estão em comunicação hidráulica devido à baixa permeabilidade da falha geológica e das camadas adjacentes. O objetivo do modelo sismológico foi reproduzir os mecanismos focais dos eventos sísmicos causados pelo movimento da falha, enquanto o objetivo do modelo poroelastoplástico foi calcular as mudanças na pressão e tensões no reservatório e acompanhar a evolução da deformação plástica dentro da falha geológica (BUBSHAIT; AMINZADEH; JHA, 2018).

2.6.4 Injeção de fluidos

As simulações de reservatório acopladas à geomecânica também podem ser utilizadas para simular processos de recuperação através da injeção de fluidos no reservatório, tais como:

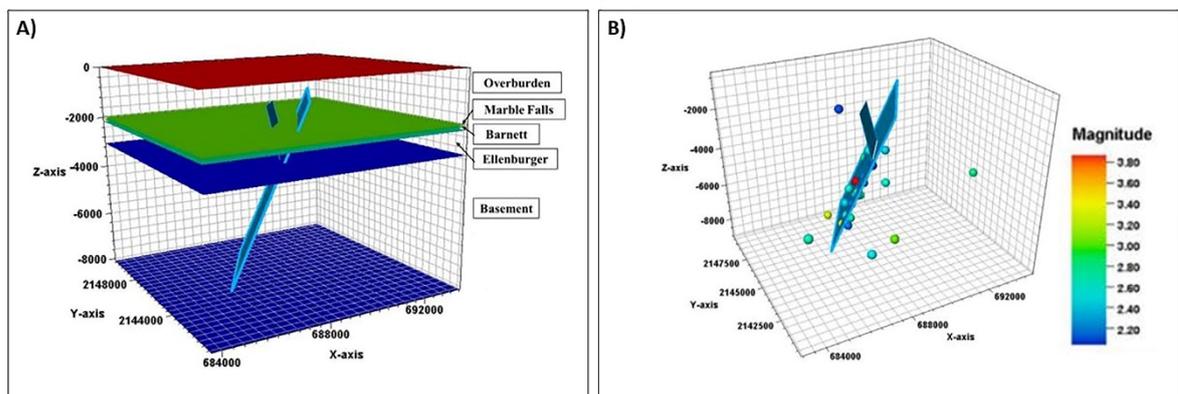
água, vapor, CO₂, entre outros. Além de contribuir para o aumento da produção, os processos de injeção podem resultar no fraturamento da formação ou até na reativação de falhas geológicas. Assim, a simulação acoplada pode fornecer uma modelagem mais precisa da frente de deslocamento do fluido injetado e seu avanço nos poços de produção (HERNANDEZ, 2011).

A injeção de água em reservatórios fraturados com matriz de baixa permeabilidade é muitas vezes associada com varredura pobre e corte de água alto devido à existência de fraturas naturais e/ou hidráulicas. Essas fraturas podem ter um impacto significativo no padrão de fluxo, uma vez que podem aumentar a injetividade do campo (LEI et al., 2019).

Chen et al. (2018) estudaram a área de Azle no norte do Texas, onde uma série de eventos sísmicos ocorreu entre novembro de 2013 e abril de 2014. Para investigar a relação entre os eventos sísmicos e as operações de campo, foi construído um modelo de simulação detalhado com fluxo de fluido e geomecânica acoplados usando o simulador comercial STARS[®].

O modelo de simulação possui duas falhas geológicas e é composto pelo *overburden*, pelas formações Marble Falls, Barnett, Ellenburger e o embasamento cristalino, conforme ilustrado na Figura 8. Fraturamento hidráulico em vários estágios é rotineiramente conduzido na área de Azle para produzir *shale gas* da formação Barnett de baixa permeabilidade. A água produzida, proveniente do fluido de injeção do fraturamento hidráulico ou da formação Ellenburger subjacente, é reinjetada na formação Ellenburger por meio de dois poços injetores. Estudos de sensibilidade para uma ampla gama de parâmetros de reservatório e geomecânicos foram realizados e os modelos calibrados foram usados para identificar mecanismos de controle de sismicidade e sua relação com a produção de hidrocarbonetos e a injeção de água (CHEN et al., 2018).

Figura 8 - A) Modelo geológico com duas falhas geológicas conjugadas; B) Localização das falhas na área de Azle e os localizações dos eventos sísmicos.



Fonte: Chen et al., (2018).

O descarte de águas residuais é frequentemente associado à sismicidade induzida e grande parte da literatura tem se concentrado no aumento da pressão de poros após a injeção como o principal mecanismo para a sismicidade. No entanto, os resultados do estudo de Chen et al. (2018) indicam que esses efeitos podem não ser a principal razão para os eventos sísmicos em Azle. A variação da pressão foi maior na formação Ellenburger, mas a maioria dos eventos sísmicos foram registrados no embasamento. Há evidências suficientes sugerindo que as formações Barnett e Ellenburger não estão isoladas e que o volume de água injetada pode facilmente compensar o volume de hidrocarbonetos extraído do reservatório. Mesmo sem a alteração da pressão de poros no embasamento, o contraste de tensões nos diferentes lados da falha geológica gerou um acúmulo de deformação, levando ao início da sismicidade no embasamento (CHEN et al., 2018).

2.6.5 Perfuração de poços

Abbas et al. (2018) apresentaram como a geomecânica integrada foi utilizada para o planejamento da perfuração segura de poços direcionais no reservatório de óleo depletado da formação Zubair. A formação Zubair contém o reservatório mais prolífico do Iraque, o qual é composto principalmente por folhelho e arenito alternados, com pequenas laminações de calcário e siltito. Entretanto, essa formação apresenta sérios problemas de estabilidade de poços e a perfuração de ângulos elevados sempre foi um desafio.

Nesse contexto, Abbas et al. (2018) desenvolveram um *workflow* integrado para construir modelos geomecânicos 1D utilizando dados de poços. As tensões principais *in situ* e suas orientações foram obtidas a partir de medidas de perfis e testes de fraturamento, enquanto a pressão de poros foi determinada por testes de formação. As propriedades mecânicas foram calculadas utilizando correlações empíricas derivadas de testes em laboratório. Os principais objetivos da previsão foram investigar possíveis trajetórias que minimizassem os problemas relacionados à instabilidade dos poços (ABBAS et al., 2018).

O estudo destaca que o modelo geomecânico pode ser aplicado como ferramenta de baixo custo para avaliar e resolver problemas existentes de estabilidade de poços e orientar futuros projetos para melhorar a eficiência da perfuração através da utilização do peso adequado do fluido de perfuração (ABBAS et al., 2018).

Anis et al. (2019) desenvolveram simulações acopladas à geomecânica no campo de Ujung Pangkah, localizado na costa leste de Java na Indonésia, uma vez que as experiências de

perfuração nesta área mostram grave instabilidade de poço no folhelho capeador e no reservatório de carbonato fraturado. O modelo geomecânico desenvolvido por esses autores inclui vinte falhas geológicas e uma rede de fraturas discreta (DFN) com base nos registros de intensidade de fratura nos cinco poços disponíveis na área.

Foram realizadas simulações acopladas *two-way* incluindo a atualização da permeabilidade e do volume poroso, usando o simulador de fluxo ECLIPSE™ e o simulador geomecânico VISAGE™, para um período de 18 anos de produção. Os resultados das simulações acopladas foram utilizados para definir a trajetória de poço "mais estável" em termos de azimute e inclinação para a perfuração de três novos poços nesse campo, além de avaliar a compactação e a subsidência (ANIS et al., 2019).

Gui et al. (2019) relatam que a perfuração de poços de desenvolvimento de *shale gas* na Bacia de Sichuan na China tem sido problemática, com aprisionamento dos tubos e eventos de perda de fluido relatados em muitos poços. Milhares de poços horizontais de desenvolvimento estão planejados para serem perfurados nos próximos anos para suportar o crescimento contínuo da demanda de gás natural na China. Para isso, é essencial perfurar os poços horizontais planejados não apenas rapidamente, mas com boas condições de "furo" e elevada razão *net-to-gross*, estabelecendo uma base sólida para completação e estimulação.

Esses autores utilizaram um modelo geomecânico e as experiências de perfuração para avaliar os riscos que poderiam causar tempo não produtivo (NPT) durante a perfuração dos poços planejados. Uma solução de mitigação multidisciplinar foi proposta para ajudar a reduzir a ocorrência de quaisquer problemas relacionados à instabilidade de poço (GUI et al., 2019).

Pelo menos no estágio inicial dessa pesquisa, a solução integrada parece ser eficaz para aumentar a velocidade de perfuração e reduzir os NPTs para os poços de *shale gas* horizontais na Bacia de Sichuan. Vários poços foram perfurados com sucesso usando esta abordagem. Ao assimilar e integrar informações de diferentes áreas, as incertezas na modelagem geomecânica são reduzidas e os modelos robustos, por sua vez, fornecem bases sólidas para a identificação e mitigação dos riscos durante a perfuração (GUI et al., 2019).

2.6.6 Integridade dos poços e das rochas selantes

A integridade de poço é um assunto importante que traz impactos sociais, ambientais e econômicos significativos. A trágica explosão do campo de Macondo no Golfo do México em abril de 2010 certamente aumentou a atenção de todas as partes interessadas para a importância desse tema. Outro trágico incidente ocorreu na produção de óleo pesado pelo método térmico,

com uma explosão de vapor em 2006 no norte de Alberta-Canadá que levou os reguladores do governo a intervir e a própria indústria do petróleo a responder com mais vigor às questões de integridade do poço (YUAN; BOONE, 2019).

Os poços estão situados em profundidades significativas, o que torna a deformação e a ruptura das rochas mecanismos importantes que devem ser considerados ao projetar, analisar, monitorar e prever a integridade dos mesmos. Nesse contexto, a simulação geomecânica se apresenta como uma ferramenta econômica e fisicamente apropriada para investigar os mecanismos de deformação nos poços e conectar projetos de poços com as estratégias de desenvolvimento dos reservatórios de petróleo (YUAN; BOONE, 2019).

Bruno (1992) descreve a influência da compactação do reservatório e subsidência nos danos aos revestimentos dos poços. Embora a ruptura dos revestimentos por compressão e flambagem geralmente ocorram dentro do intervalo de produção, as rupturas por cisalhamento e flexão muitas vezes ocorrem na região acima dos flancos do reservatório (*overburden*). As observações de campo confirmam que as rupturas por cisalhamento dos revestimentos no *overburden* são muito comuns e geralmente mais sérias do que as por compressão ou flambagem dentro do intervalo de produção. Além disso, muitas dessas rupturas por cisalhamento estão relacionadas à deformação descontínua do material do *overburden*, incluindo o deslizamento de planos e o movimento de falhas.

Yuan and Boone (2019) apresentam como a simulação geomecânica é usada na análise e projeto dos revestimentos e cimentação de poços para dois exemplos de campo. Um desses exemplos consiste em usar um modelo numérico composto pelo revestimento/cimento/rocha em um reservatório de arenito não consolidado para calcular a deformação máxima, *dogleg*¹³ e ovalidade no revestimento ao longo da trajetória do poço. O outro exemplo consiste em utilizar uma abordagem analítica para considerar o impacto do cisalhamento ao longo de planos mais frágeis para determinar se o revestimento do poço, que intercepta o plano frágil, pode ser danificado. Diferentes parâmetros de projeto de poço, como tamanho e grau do revestimento e espessura do cimento foram avaliados contra diferentes estratégias de produção do reservatório.

Os resultados desse estudo mostraram que as seções de revestimento nas camadas mais frágeis tendem a sofrer deformações maiores, uma vez que a grande compactação nessas camadas comprime mais o revestimento. Uma vantagem dos resultados deste tipo de abordagem é que as especificações do revestimento e do cimento podem ser projetadas em

¹³ Local onde a trajetória do poço no espaço tridimensional muda rapidamente.

conjunto com a estratégia de produção e a trajetória dos poços. Por exemplo, mudanças nas especificações do material do revestimento e do cimento, inclinação do poço e máxima depleção da pressão do reservatório podem oferecer o projeto de integridade de poço ideal (YUAN; BOONE, 2019).

Yuan; Boone (2019) demonstraram que as simulações geomecânicas podem e devem ser utilizadas no gerenciamento da integridade de poço. Os poços são inseridos no contexto da deformação da formação, conectando as atividades de reservatório com os projetos de poço e, portanto, oferecendo um suporte potencialmente econômico para um programa de gerenciamento de integridade de poço. Depois que o mecanismo de integridade de poço é bem conhecido em um determinado desenvolvimento de campo, uma abordagem analítica ou modelos simplificados semelhantes podem ser usados como uma ferramenta de projeto de atividade diária.

2.6.7 Captura e armazenamento de carbono (CCS)

O armazenamento em formações subterrâneas tem despertado muita atenção como uma estratégia eficaz para combater as crescentes emissões antropogênicas de dióxido de carbono (CO₂). Com as iniciativas de captura e armazenamento de carbono (CCS) que envolvem a injeção de milhares de toneladas de CO₂ em formações adequadas, os riscos geomecânicos associados à injeção de volumes tão grandes devem ser criteriosamente avaliados (PASUMARTI et al., 2020).

Durante a injeção de quantidades de CO₂ em escala comercial, o aumento da pressão de poros é grande o suficiente para diminuir significativamente as tensões efetivas no reservatório e nas rochas adjacentes. Esta diminuição pode potencialmente levar à ativação de falhas geológicas, as superfícies das rochas podem deslizar ao longo de planos (pré-existent) de fraqueza induzindo sismicidade e/ou criar novas fraturas por tração, entre outros (PASUMARTI et al., 2020).

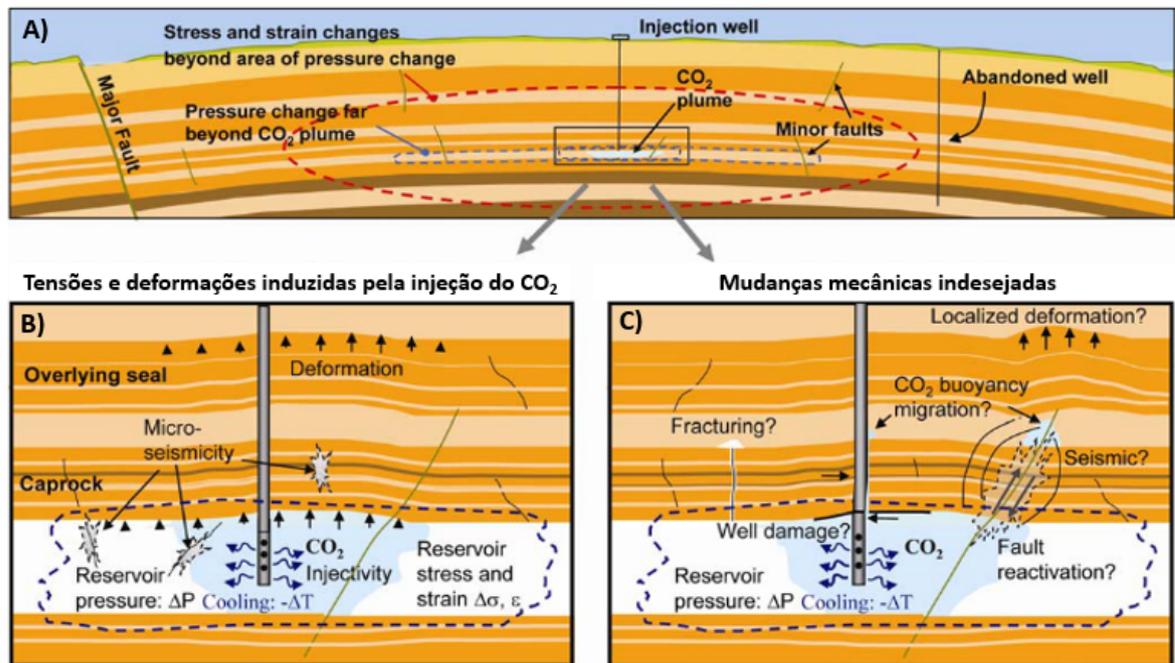
Sendo assim, a geomecânica desempenha um papel central para a aplicação de CCS em larga escala, contribuindo para a quantificação dos riscos de modo a definir as condições para a segurança das operações. No projeto de armazenamento de CO₂ In Salah na Argélia foi observado que mudanças geomecânicas significativas podem de fato ocorrer, dependendo da pressão de injeção e das características mecânicas específicas do local (RUTQVIST, 2012).

A estimativa da capacidade de armazenamento e da vazão de injeção ótima de CO₂ são critérios cruciais para a caracterização das formações subterrâneas para tal finalidade. É

necessário estimar o volume máximo de CO₂ que pode ser injetado de forma a evitar o comprometimento do selo das rochas capeadoras, e até mesmo o fraturamento da rocha reservatório, de modo que o CO₂ injetado não migre para regiões indesejadas (RAHMAN; FAWAD; MONDOL, 2022).

A Figura 9 A ilustra que as mudanças geomecânicas ocorrem muito além da área das mudanças de pressão, que por sua vez se estendem muito além da pluma de CO₂. Qualquer mudança (mesmo pequena) na pressão e temperatura do reservatório induzirá algumas mudanças de tensão dentro e ao redor da zona de injeção (Figura 9 B). Isso pode resultar em deformações detectáveis na superfície do solo e também pode levar a mudanças perceptíveis na permeabilidade e injetividade (Figura 9 C).

Figura 9- Processos geomecânicos associados à CCS em formações sedimentares.

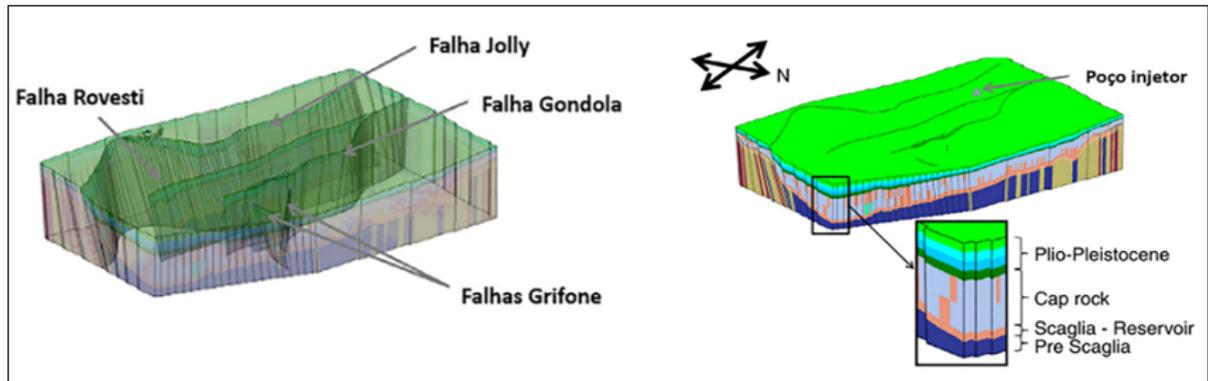


Fonte: Modificado de Rutqvist (2012).

Baroni et al. (2015) investigaram o comportamento geomecânico e hidrodinâmico de um complexo de armazenamento de CO₂ formado por reservatórios carbonáticos fraturados, conforme ilustrado na Figura 10. A injeção de CO₂ em aquíferos salinos profundos para armazenamento geológico aumenta a pressão de poros em formações porosas e fraturadas e altera o estado de tensão no aquífero, bem como nas rochas adjacentes. Como consequência, os sistemas naturais de fraturas e falhas geológicas podem ser reativados e novas fraturas podem

ser geradas, criando caminhos preferenciais para a migração do CO₂ injetado. Além disso, podem ocorrer eventos micro-sísmicos induzidos pelo deslizamento de falhas pré-existentes.

Figura 10 - Modelo geológico do sul do Mar Adriático.



Fonte: Modificado de Baroni et al. (2015).

Baroni et al. (2015) utilizaram a abordagem de acoplamento *one-way*, entre o simulador de fluxo PumaFlowTM e o simulador geomecânico Abaqus. Foram simulados vários cenários com diferentes propriedades petrofísicas e transmissibilidade das falhas geológicas. Com base nos dados disponíveis, todos os cenários simulados mostraram que a falha Rovesti, próxima ao poço de injeção, não apresentou potencial de reativação (BARONI et al., 2015).

Rahman; Fawad; Mondol, (2022) avaliaram o comportamento mecânico das rochas durante a injeção de CO₂ em reservatórios de arenito (fm. *Sognefjord*, *Fensfjord*, e *Krossfjord*) na área de Smeaheia na costa da Noruega. O objetivo principal foi avaliar a sensibilidade da compressibilidade da rocha e volume poroso para três diferentes localizações de poços injetores, de modo a encontrar a melhor localização do ponto de injeção. Foi definida uma vazão de injeção de 3,2 milhões de toneladas por ano, durante um período de 50 anos. Os resultados das simulações mostraram que as mudanças de pressão induzidas pela injeção aumentaram consideravelmente a possibilidade de fraturas por tração dentro do reservatório. Além disso, a envoltória de Mohr-Coulomb da rocha reservatório diferiu significativamente para as três localizações dos poços injetores.

2.6 ANÁLISE ESTATÍSTICA DE COMPONENTES PRINCIPAIS (PCA)

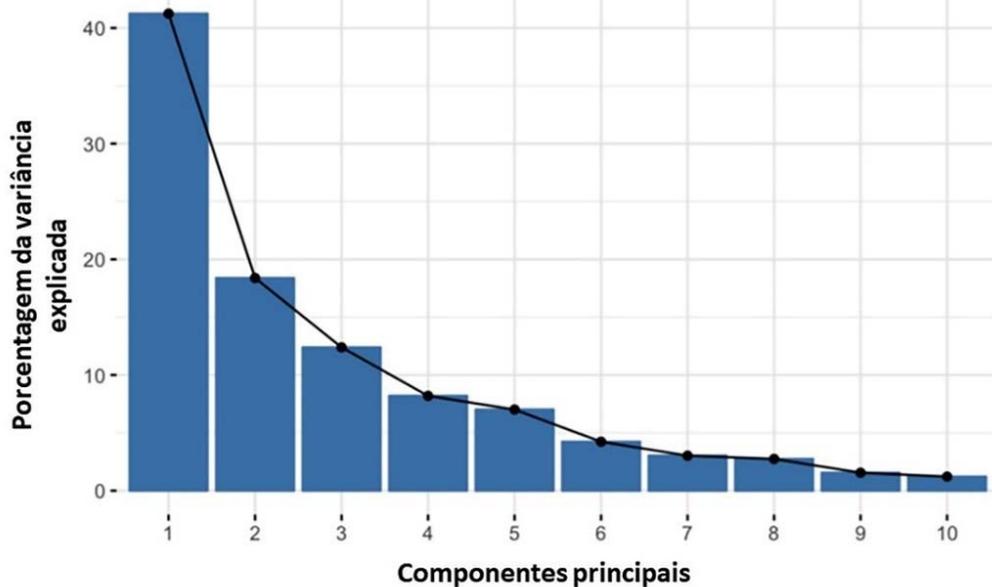
A análise de componentes principais (PCA) é um método de estatística multivariada que reduz o número de variáveis de um conjunto de dados, preservando o máximo de informações

possível. Conjuntos de dados menores são mais fáceis de explorar e visualizar, facilitando assim a análise e interpretação dos dados (GENG et al., 2020).

Os componentes principais são novas variáveis construídas como combinações lineares das variáveis iniciais. Essas combinações são feitas de forma que as novas variáveis (ou seja, componentes principais) não sejam correlacionáveis e, que a maioria das informações seja “capturada” nos primeiros componentes principais (VARELLA, 2008).

Por exemplo, os dados de 10 dimensões fornecem 10 componentes principais. No entanto, o máximo de informações possível deve estar no primeiro componente, depois o máximo de informações restantes no segundo e assim por diante, conforme ilustrado na Figura 11. Sendo assim, é possível descartar os componentes com pouca informação e considerar os componentes restantes como as novas variáveis. Vale ressaltar que os componentes principais não têm nenhum significado físico, pois são construídos como combinações lineares das variáveis iniciais.

Figura 11 - Porcentagem da variância dos dados explicada por cada componente principal



Fonte: A autora (2024).

A matriz de dados do PCA é de ordem ‘ $n \times p$ ’, conforme ilustrado na Eq. (2.58), onde observamos ‘ n ’ amostras e ‘ p ’ variáveis.

$$\mathbf{X} = \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & x_{13} & \dots & x_{1p} \\ x_{21} & x_{22} & x_{23} & \dots & x_{2p} \\ x_{31} & x_{32} & x_{33} & \dots & x_{3p} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{n1} & x_{n2} & x_{n3} & \dots & x_{np} \end{bmatrix} \quad (2.58)$$

Como normalmente os dados da matriz \mathbf{X} (Eq.2.58) são medidos em unidades diferentes, é conveniente normalizar as variáveis, conforme a Eq. (2.59) e a Eq. (2.60) (VARELLA, 2008).

- *Opção 1: Média= 0 e Variância=1*

$$z_{ij} = \frac{x_{ij} - \bar{x}_j}{\sigma(x_j)} \quad \begin{matrix} i = 1, 2, \dots, n \\ j = 1, 2, \dots, p \end{matrix} \quad \sigma(x_j) = \frac{\sum_{i=1}^n (x_{ij} - \bar{x}_j)^2}{n-1} \quad (2.59)$$

- *Opção 2: Média qualquer e Variância=1*

$$z_{ij} = \frac{x_{ij} - \bar{x}_j}{\sigma(x_j)} \quad \begin{matrix} i = 1, 2, \dots, n \\ j = 1, 2, \dots, p \end{matrix} \quad (2.60)$$

Onde: σ é o desvio padrão.

Após a normalização, obtêm-se uma nova matriz de dados \mathbf{Z} , conforme a Eq. (2.61).

$$\mathbf{Z} = \begin{bmatrix} z_{11} & z_{12} & z_{13} & \dots & z_{1p} \\ z_{21} & z_{22} & z_{23} & \dots & z_{2p} \\ z_{31} & z_{32} & z_{33} & \dots & z_{3p} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ z_{n1} & z_{n2} & z_{n3} & \dots & z_{np} \end{bmatrix} \quad (2.61)$$

A partir da matriz padronizada \mathbf{Z} , de ordem ‘ $n \times p$ ’, é calculada a matriz de covariância, que é uma matriz simétrica ‘ $p \times p$ ’ cujas entradas são as covariâncias associadas a todos os

pares possíveis das variáveis. Por exemplo, para um conjunto de dados com 3 variáveis x , y e z , a matriz de covariância é uma matriz '3 x 3', expressa pela Eq. (2.62).

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix} \text{Cov}(x, x) & \text{Cov}(x, y) & \text{Cov}(x, z) \\ \text{Cov}(y, x) & \text{Cov}(y, y) & \text{Cov}(y, z) \\ \text{Cov}(z, x) & \text{Cov}(z, y) & \text{Cov}(z, z) \end{bmatrix} \quad (2.62)$$

As componentes principais são determinadas calculando os autovalores e autovetores da matriz de covariância (Eq. 2.63). Os valores das componentes principais são chamados de *score factor* e todas as componentes principais são não correlacionáveis (GENG et al., 2020).

$$Y_i = a_{i1}Z_1 + a_{i2}Z_2 + \dots + a_{ip}Z_p \quad (2.63)$$

Onde: a_{ip} são os autovetores; Y_i são as componentes principais.

A proporção da variância total explicada por cada componente principal Y_i é dada pela Eq. (2.64), sendo importante para definir quantas componentes serão utilizadas na análise dos dados.

$$C_i = \frac{\text{Var}(Y_i)}{\sum_{i=1}^p \text{Var}(Y_i)} = \frac{\lambda_i}{\sum_{i=1}^p \lambda_i} \quad (2.64)$$

Onde: λ_i são os autovalores; Var é a variância.

A contribuição de uma observação para uma componente pode ser obtida pela razão entre o quadrado do *score factor* dessa observação pelo autovalor associado a essa componente (Abdi; Williams, 2010), conforme a Eq. (2.65).

$$\text{Ctr}_{j,i} = \frac{f_{j,i}^2}{\lambda_i} \quad (2.65)$$

O valor de uma contribuição está entre 0 e 1 e, para um determinado componente, a soma das contribuições de todas as observações é igual a 1. Quanto maior o valor da contribuição, mais a observação contribui para o componente (ABDI; WILLIAMS, 2010).

O \cos^2 representa a importância de uma componente para uma dada observação, sendo calculado pela Eq. (2.66).

$$\cos_{j,i}^2 = \frac{f_{j,i}^2}{d_{j,g}^2} \quad (2.66)$$

Onde: $d_{j,g}^2$ é o quadrado da distância de uma dada observação até a origem.

O grau de influência que cada variável Z_j tem sobre o componente Y_i é dado pela correlação entre cada Z_j e o componente Y_i , conforme descrito na Eq. (2.67).

$$\text{Corr}(Z_j, Y_i) = \sqrt{\lambda_i} \frac{a_{ij}}{\sqrt{\text{Var}(Z_j)}} \quad (2.67)$$

Onde: a_{ij} são os autovetores.

3 METODOLOGIA

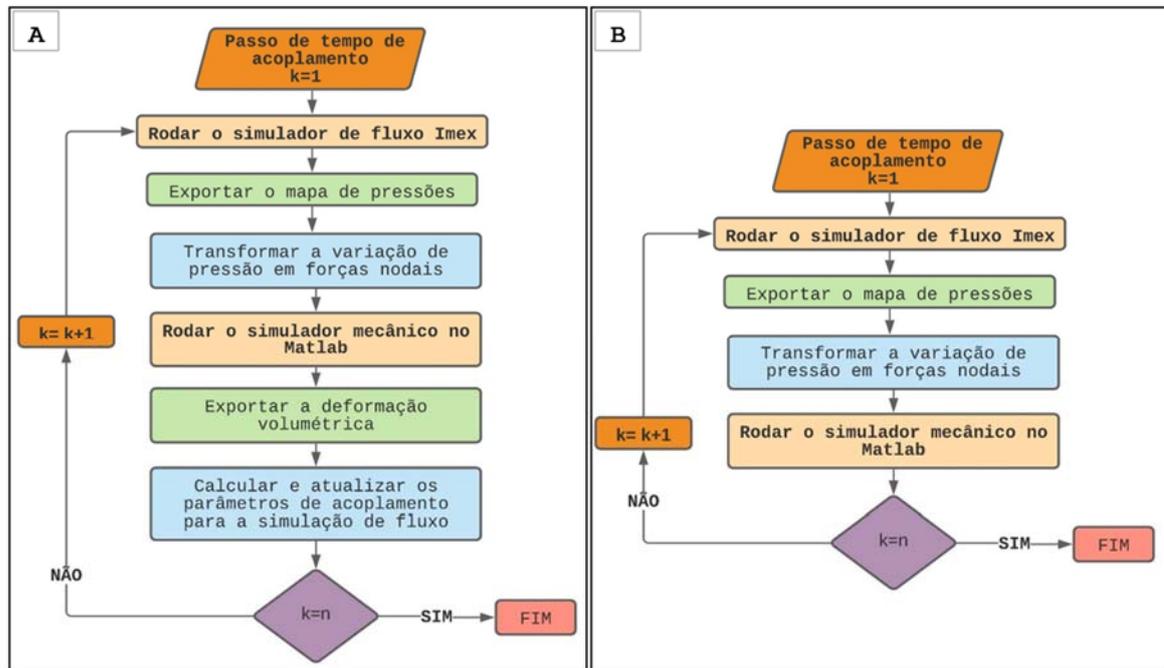
Neste capítulo são descritos os esquemas de acoplamento hidromecânico utilizados (one-way, two-way e de pseudoacoplamento), formulações matemáticas e numéricas, assim como as implementações realizadas em Matlab® no simulador acoplado MATIMEX (LIMA, 2019).

A metodologia utilizada consiste em acoplar simuladores de fluxo e mecânico parcialmente através de um programa gerenciador. A ferramenta de acoplamento foi implementada por LIMA (2019). O simulador de reservatórios acoplado MATIMEX consiste no acoplamento parcial explícito *one-way* e *two-way* do *software* comercial Imex® para simulação de fluxo e de um *software in-house* para a análise mecânica, através de uma interface de gerenciamento em Matlab®. A análise de tensões utiliza um simulador numérico desenvolvido na Universidade Federal de Pernambuco (JOSEPH et al., 2022), também em Matlab®, utilizando a formulação de elementos finitos Galerkin (FLETCHER, 1984).

Na abordagem de acoplamento parcial explícito *two-way*, o simulador de reservatório realiza os cálculos de fluxo em diversos passos de tempo, conforme os critérios de convergência definidos, enquanto os cálculos mecânicos são realizados apenas em tempos específicos da análise. Segundo, Haddad; Sepehrnoori, (2017) executar o simulador mecânico em todos os passos de tempo do problema de fluxo não resulta em ganhos significativos na precisão da solução acoplada, aumentando desnecessariamente o tempo computacional. Além disso, por se tratar de uma abordagem explícita, a troca de informações entre os dois simuladores é realizada apenas uma vez para cada intervalo de tempo selecionado.

O procedimento de acoplamento consiste em resolver os problemas de fluxo e mecânico separadamente para cada incremento de tempo, conforme ilustrado pelos fluxogramas na Figura 12. A solução da equação de fluxo fornece as distribuições de pressão e saturações no reservatório, enquanto a solução mecânica fornece os campos de deslocamento, tensão e deformação. A interface de gerenciamento realiza o procedimento de acoplamento automaticamente. Esta interface é responsável por executar os simuladores em ordem sequencial, ler e formatar os arquivos de saída dos simuladores, calcular os parâmetros de acoplamento e escrever os arquivos de entrada para os simuladores nos intervalos de tempo especificados.

Figura 12 - Troca de dados entre os problemas de fluxo e mecânico: A) Acoplamento *Two-way*; B) Acoplamento *One-way*, onde n é o número total de passos de tempo de acoplamento.



Fonte: A autora (2024).

A equação de conservação de massa para fluxo monofásico, discretizada em diferenças finitas resolvida pelo Imex[®] é dada pela Eq. (3.1).

$$\frac{V_b}{\Delta t} \left[\left(\frac{\phi}{B} \right)^{n+1} - \left(\frac{\phi}{B} \right)^n \right] = \Delta T^{n+1} (\Delta p^{n+1} - \gamma^n \Delta Z) + q^{n+1} \quad (3.1)$$

Onde: T é a transmissibilidade, $n+1$ é o passo de tempo atual, n é o passo de tempo anterior, Z é a coordenada de profundidade, B é o fator volume de formação, γ é o peso específico da fase, q é a vazão.

A variação do fator volume de formação e da porosidade podem ser aproximadas na simulação de fluxo pela Eq.(3.2) e pela Eq.(3.3), respectivamente (ERTEKIN; ABOU-KASSEM; KING, 2001). Onde o índice o representa as condições iniciais ou de referência.

$$B^{n+1} = \frac{B^o}{[1 + c_f (p^{n+1} - p^o)]} \quad (3.2)$$

$$\phi^{n+1} = \phi^o [1 + c_p (p^{n+1} - p^o)] \quad (3.3)$$

Fazendo algumas manipulações matemáticas para reescrever o lado esquerdo da Eq.(3.1) em função da pressão (ERTEKIN; ABOU-KASSEM; KING, 2001), e substituindo a Eq.(3.2) e a Eq.(3.3) na Eq.(3.1), temos a forma final da equação resolvida pelo simulador de fluxo em cada passo de tempo Δt , onde podemos observar a influência das compressibilidades do fluido e dos poros na variação da pressão do reservatório.

$$\frac{V_b}{\Delta t} \left[\frac{\phi^0 c_p}{B^{n+1}} + \frac{\phi^n c_f}{B^0} \right] \Delta p^{n+1} = \Delta T^{n+1} (\Delta p^{n+1} - \gamma^n \Delta Z) + q^{n+1} \quad (3.4)$$

O simulador de fluxo utiliza o método das diferenças finitas em que as variáveis de fluxo são calculadas no centro das células da malha. Já o simulador mecânico utiliza o método dos elementos finitos em que os deslocamentos são calculados nos nós da malha. A transferência de dados entre os problemas de fluxo e mecânico depende do refinamento das malhas utilizadas. Se as duas malhas forem coincidentes, a transferência de dados é simples. Por exemplo, a pressão de uma célula da malha de fluxo é também a pressão de um elemento finito, assim como para as demais variáveis de acoplamento.

Quando as malhas de fluxo e mecânica não são coincidentes, as variáveis de acoplamento são interpoladas do centroide da malha de fluxo para o centroide da malha mecânica, e vice-versa, para que haja correspondência entre os valores das variáveis.

Esse procedimento é realizado utilizando a função *Scattered Interpolant*, disponível na biblioteca do Matlab[®], a qual utiliza princípios de triangulação *delaunay*. Foi utilizado o método de interpolação natural de vizinhos (*natural neighbor interpolation*), o qual encontra o subconjunto de dados de entrada mais próximo de um ponto e aplica pesos a eles com base em áreas proporcionais para interpolar um valor (AMIDROR, 2002).

O algoritmo de interpolação natural de vizinhos calcula o diagrama de Voronoi¹⁴ para todos os pontos iniciais (x_i, y_i) . Em seguida, adiciona cada ponto que será interpolado (x, y) e recalcula o diagrama. O valor $G(x, y)$, que é atribuído ao ponto interpolado, depende de quanto da área dos elementos iniciais do diagrama foi “ocupada” pelo elemento do novo ponto inserido (TSIDAEV, 2016), conforme calculado pela Eq. (3.5) e pela Eq. (3.6).

¹⁴São construídos polígonos em torno de cada ponto, que consistem na região do plano mais próxima daquele ponto do que qualquer outra.

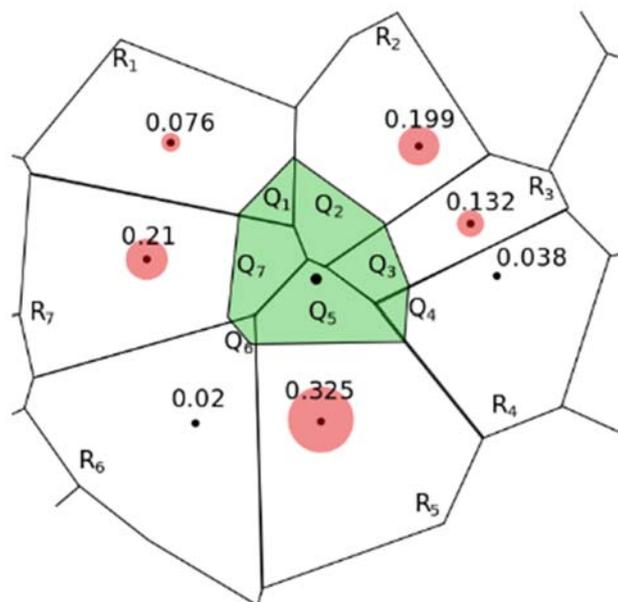
$$G(x, y) = \sum_{i=1}^N w_i f(x_i, y_i) \quad (3.5)$$

$$w_i = \frac{Q_k}{R_k} \quad (3.6)$$

Onde: $f(x_i, y_i)$ são os valores medidos no ponto (x_i, y_i) ; w_i é a razão da área ocupada.

Na Figura 13, R_k é a área do elemento inicial do diagrama de Voronoi para o ponto P_k ; Q_k é a área de interseção de R_k e o elemento recém-construído para o ponto (x, y) . Os círculos coloridos representam os pesos interpoladores w_i . A área sombreada é o novo elemento de Voronoi para o ponto a ser interpolado.

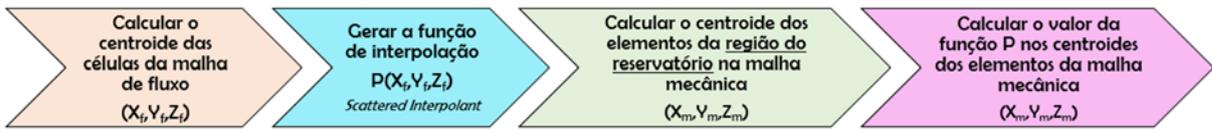
Figura 13 – Interpolação natural de vizinhos (*natural neighbor interpolation*).



Fonte: TSIDAEV, (2016).

No Matlab[®], o procedimento para compatibilização das variáveis da malha de fluxo para a malha mecânica é ilustrado na Figura 14. Os dados de entrada para a função *Scattered Interpolant* são: as coordenadas dos centroides das células da malha de fluxo e o valor da pressão em cada uma das células. Após a geração da função de interpolação P , a pressão pode ser determinada nos centroides dos elementos da malha mecânica (na região correspondente ao reservatório, se as rochas adjacentes também foram modeladas). Procedimento inverso é adotado para compatibilizar a deformação volumétrica da malha mecânica para a de fluxo.

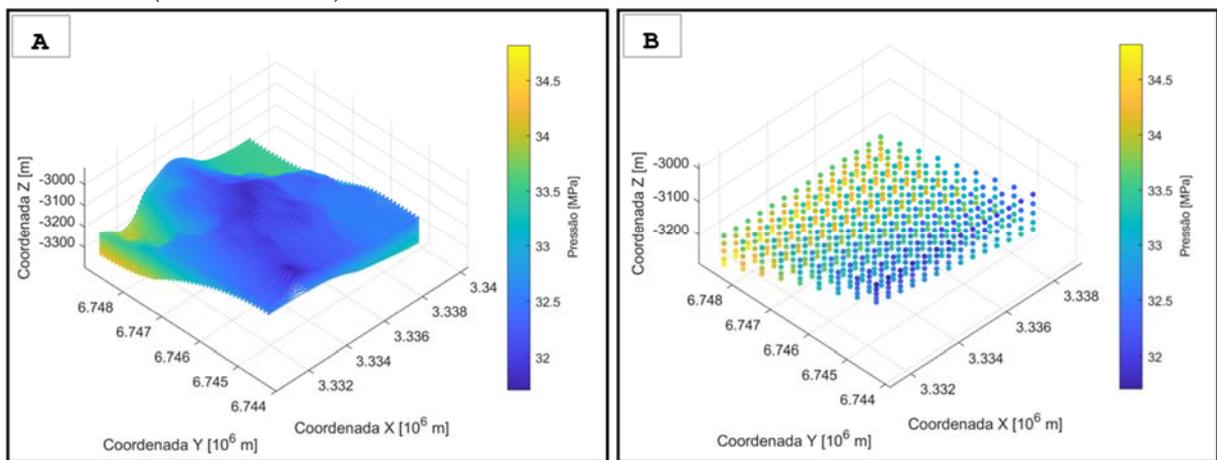
Figura 14 – Procedimento para compatibilização da pressão da malha de fluxo para a mecânica.



Fonte: TSIDAEV, (2016).

A Figura 15 ilustra um exemplo da transferência da pressão da malha de fluxo para uma malha mecânica menos refinada. A acurácia da solução acoplada resultante dependerá do mapeamento das informações entre as duas malhas.

Figura 15 - Transferência da pressão da malha de fluxo (85905 células) para a malha mecânica do reservatório (765 elementos).



Fonte: A autora (2024).

Uma vez que o *software* Imex[®] calculou a pressão para cada célula da malha do reservatório, e a compatibilidade das pressões entre as malhas de fluxo e mecânica foi realizada, é feita a conversão das pressões do centro dos elementos do reservatório para os nós correspondentes. Admite-se que a variação de pressão gera apenas tensões normais, conforme definido na Eq. (3.7).

$$\sigma_p = [\Delta P \quad \Delta P \quad \Delta P \quad 0 \quad 0 \quad 0]^T \quad (3.7)$$

Assim, as forças nodais equivalentes devido à variação de pressão são determinadas pela Eq. (3.8). Um novo vetor de forças é calculado em cada passo de tempo de acoplamento, em virtude da variação de pressão. Importante ressaltar que a formulação em elementos finitos é para pequenos deslocamentos e deformações infinitesimais.

$$\mathbf{F} = \int_{\Omega} \mathbf{B}^T \boldsymbol{\sigma}_p d\Omega \quad (3.8)$$

Onde: $\boldsymbol{\sigma}_p$ é o tensor de variação de pressão; $\Delta \mathbf{P}$ é o vetor de variação de pressão dos elementos; Ω é o domínio; \mathbf{B} é a matriz Jacobiana das funções de forma¹⁵ de elementos finitos.

Considerando o modelo constitutivo isotrópico linear, o vetor de deslocamentos é determinado para toda a malha de elementos finitos resolvendo o sistema de equações descrito pela Eq. (3.9), usando o método dos gradientes conjugados¹⁶.

$$\mathbf{K} \mathbf{u} = \mathbf{F} \quad (3.9)$$

Onde: \mathbf{K} é matriz global de rigidez; \mathbf{u} é o vetor de deslocamentos.

A matriz de rigidez linear elástica de um dado elemento e , que contém informações sobre a geometria do elemento e suas propriedades mecânicas, é determinada pela Eq. (3.10).

$$\mathbf{K}^e = \int_{\Omega_e} \mathbf{B}^T \mathbf{D} \mathbf{B} d\Omega \quad (3.10)$$

As matrizes dos elementos individuais são usadas para montar a matriz global de rigidez, conforme a Eq. (3.11).

$$\mathbf{K} = \sum_{e=1}^{e=nel} \mathbf{K}^e \quad (3.11)$$

Onde: nel é o número de elementos finitos da malha do problema mecânico.

Uma vez que o vetor de deslocamentos foi calculado, o tensor de deformação pode ser determinado pela Eq. (3.12).

$$\boldsymbol{\varepsilon} = \mathbf{B} \mathbf{u} \quad (3.12)$$

Onde: \mathbf{u} é o vetor de deslocamentos; $\boldsymbol{\varepsilon}$ é o tensor de deformação.

Em seguida, a deformação volumétrica pode ser calculada pela Eq. (3.13).

¹⁵ Funções que interpolam a solução entre os valores discretos obtidos nos nós da malha. Normalmente são polinômios de baixa ordem (lineares, quadráticos).

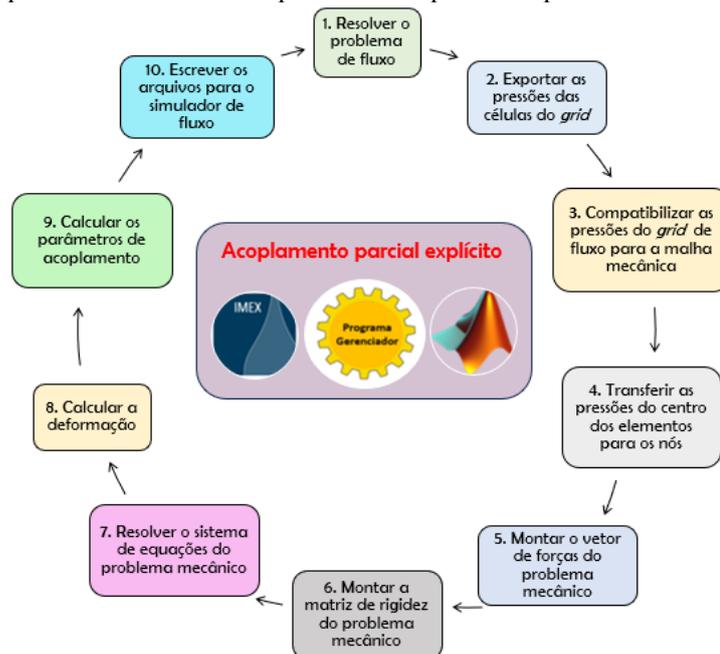
¹⁶ Método iterativo para solução de sistemas lineares de equações.

$$\boldsymbol{\varepsilon}_v = \boldsymbol{\varepsilon}_{xx} + \boldsymbol{\varepsilon}_{yy} + \boldsymbol{\varepsilon}_{zz} \quad (3.13)$$

Uma vez que a deformação volumétrica foi determinada, quando adotado o esquema de acoplamento *two-way* (Figura 12 A) a compressibilidade dos poros, a porosidade e a permeabilidade podem ser calculadas de acordo com a formulação de acoplamento selecionada, conforme será detalhado nas próximas seções.

Por fim, na Figura 16 é ilustrado um resumo de todas as etapas envolvidas em um passo de tempo de acoplamento do esquema *two-way*. A etapa 3 só é realizada quando as malhas de fluxo e mecânica não são coincidentes. A etapa 6 só é realizada no primeiro passo de tempo de acoplamento, visto que o modelo constitutivo utilizado foi o elástico linear. Assim, a matriz de rigidez se mantém inalterada ao longo de toda a simulação. Apenas o vetor F é atualizado em função da variação da pressão.

Figura 16 - Etapas envolvidas em um passo de tempo de acoplamento do esquema *two-way*



Fonte: A autora (2024).

3.1.1 Implementações em Matlab®

Foram implementadas algumas melhorias na ferramenta de acoplamento desenvolvida por LIMA (2019) para que pudesse ser aplicada a problemas em escala de reservatório em tempos computacionais acessíveis.

- ✓ Rotinas do módulo de acoplamento para leitura e escrita de arquivos: implementação de rotina para leitura dos dados de saída do simulador de fluxo exportados da interface *Results Report* da CMG[®]; alteração da rotina de escrita de arquivos para realizar tarefas em paralelo.
- ✓ Rotinas do simulador mecânico: as rotinas de montagem da matriz de rigidez e do vetor de forças em elementos finitos foram vetorizadas para reduzir o tempo computacional, segundo os algoritmos de Joseph et al., (2022).
- ✓ Rotina do solver mecânico: foi implementado o *solver* de gradientes conjugados com processamento na placa de vídeo (GPU - *Graphics Processing Unit*), uma vez que as novas gerações de GPU possuem poder de processamento muito superior aos da CPU (*Central Processing Unit*), acelerando assim a solução do sistema de equações do problema mecânico.
- ✓ Rotina para plotagem dos resultados: também foram implementadas rotinas para visualização 3D dos resultados do problema mecânico no *software* de pos-processamento GID.
- ✓ Rotina para cálculo e escrita dos parâmetros de acoplamento do esquema *two-way*: foram implementadas novas leis para calcular os parâmetros de acoplamento. A alteração da permeabilidade absoluta pode ser calculada em função da porosidade pela Eq. (2.54) ou em função da própria deformação volumétrica através da Eq. (2.40). A porosidade geomecânica pode ser calculada pela Eq. (2.43) ou pela Eq. (2.50).

Além disso, também foi implementada a escrita dos arquivos de entrada do simulador de fluxo Imex[®] inserindo a compressibilidade dos poros por célula e não por regiões. Assim, em cada passo de tempo de acoplamento geomecânico o termo c_p da Eq. (3.14) é fornecido para cada célula do *grid* através da *keyword* *UPOR_CP* e o termo ϕ^* através da *keyword* *UPOR_REF*. O termo p^* corresponde à pressão no último passo de tempo em que a porosidade foi atualizada na simulação de fluxo.

$$\phi = \phi^* \left[1 + c_p (p - p^*) \right] \quad (3.14)$$

- ✓ Rotina para cálculo de multiplicadores para o esquema de pseudoacoplamento: as tabelas de multiplicadores são geradas a partir da simulação parcialmente acoplada *two-way*. A Figura 17 ilustra uma tabela de pseudoacoplamento em que as linhas representam os passos de tempo de acoplamento em que a simulação mecânica foi realizada, os parâmetros de acoplamento foram determinados e, em seguida os multiplicadores de porosidade e permeabilidade calculados (Eq. 3.15, Eq. 3.16, Eq. 3.17). O intervalo de pressão das tabelas deve abranger as pressões mínima e máxima esperadas durante as simulações.

Figura 17 - Exemplo de tabela de pseudoacoplamento gerada pela simulação acoplada *two-way*

CROCKTYPE	251		
CROCKTAB			
pressão	por.mult	hor.perm.mult	vert.perm.mult
11958.0	0.96974	0.91220	0.91220
12558.0	0.97061	0.91463	0.91463
13322.0	0.97171	0.91774	0.91774
14266.0	0.97307	0.92159	0.92159
15250.0	0.97449	0.92559	0.92559
16358.0	0.97609	0.93014	0.93014
17490.0	0.97772	0.93482	0.93482
18852.0	0.97969	0.94042	0.94042
20105.0	0.98149	0.94566	0.94566
21486.0	0.98348	0.95138	0.95138
22634.0	0.98513	0.95612	0.95612
24029.0	0.98714	0.96205	0.96205
25411.0	0.98916	0.96787	0.96787
29009.0	0.99434	0.98312	0.98312
30783.0	0.99691	0.99376	0.99376
32943.0	1.00000	1.00000	1.00000

Fonte: A autora (2024).

$$\text{por.mult}^{n+1} = \frac{\phi^{n+1}}{\phi_0} \quad (3.15)$$

$$\text{hor.perm.mult}^{n+1} = \frac{k_h^{n+1}}{k_{h0}} \quad (3.16)$$

$$\text{vert.perm.mult}^{n+1} = \frac{k_v^{n+1}}{k_{v0}} \quad (3.17)$$

Para a pressão de cada célula do *grid* de simulação, os multiplicadores são determinados pelo simulador de fluxo Imex[®] pela consulta direta da tabela ou pela interpolação linear dos valores fornecidos. Assim, a porosidade, e/ou permeabilidade, é atualizada durante a simulação de fluxo utilizando a Eq. (3.18).

$$X(p) = X_0 \text{multiplicador}(p) \quad (3.18)$$

Onde X pode ser a porosidade, a permeabilidade horizontal ou vertical.

✓ Rotina para definição dos passos de tempo de acoplamento no esquema *two-way*: foi implementado no código de gerenciamento do simulador acoplado MATIMEX o algoritmo descrito em DEAN et al., (2006), que determina quando os deslocamentos devem ser atualizados de acordo com a variação do volume poroso do problema simulado.

Para o passo de tempo de acoplamento m, o erro relativo do volume poroso (V_p^f), quando a porosidade é atualizada pela Eq. (2.28), e V_p^g , quando a porosidade é atualizada pela Eq. (2.42) ou Eq. (2.49), é calculado pela Eq. (3.19).

$$E_{\text{rel}}^m = \text{abs} \left(\frac{V_p^{f^m} - V_p^{g^m}}{V_p^{g^m}} \right) \quad (3.19)$$

Onde: f e g representam os cálculos pelos problemas de fluxo e mecânico, respectivamente.

Durante o acoplamento parcial explícito, o problema mecânico não é resolvido em todos os passos de tempo do fluxo. Assim, assume-se que o erro está relacionado à variação relativa do volume poroso desde a última vez que o problema mecânico foi resolvido (passo de tempo m), conforme descrito na Eq. (3.20) (DEAN et al., 2006).

$$\left(\Delta V_p \right)_{\text{rel}}^n = \text{abs} \left(\frac{V_p^{f^n} - V_p^{g^m}}{V_p^{g^m}} \right) \quad (3.20)$$

Onde: n e m representam os passos de tempo de fluxo e mecânico, respectivamente, sendo $n > m$.

O parâmetro β é a constante de proporcionalidade entre a variação do volume poroso e o erro relativo das soluções de fluxo e mecânica, sendo estimado pela Eq. (3.21).

$$\beta = \frac{E_{\text{rel}}^m}{\left(\Delta V_p \right)_{\text{rel}}^m} \quad (3.21)$$

A variação do volume poroso determinada pela Eq. (3.22) leva em consideração os dois últimos passos de tempo que o problema mecânico foi resolvido.

$$\left(\Delta V_p \right)_{\text{rel}}^m = \text{abs} \left(\frac{V_p^{g^m} - V_p^{g^{m-1}}}{V_p^{g^{m-1}}} \right) \quad (3.22)$$

O erro relativo das soluções de fluxo e mecânica no passo de tempo n (em que o problema mecânico não foi resolvido) pode ser estimado pela Eq. (3.23).

$$E_{\text{rel}}^n = \beta \left(\Delta V_p \right)_{\text{rel}}^n \quad (3.23)$$

Assim, para cada passo de tempo de fluxo é feita a verificação do erro relativo (Eq. 3.23), caso seja maior que a tolerância, o problema mecânico será resolvido. Para as simulações deste trabalho foi considerada uma tolerância igual a 10^{-3} para o erro relativo.

4 RESULTADOS

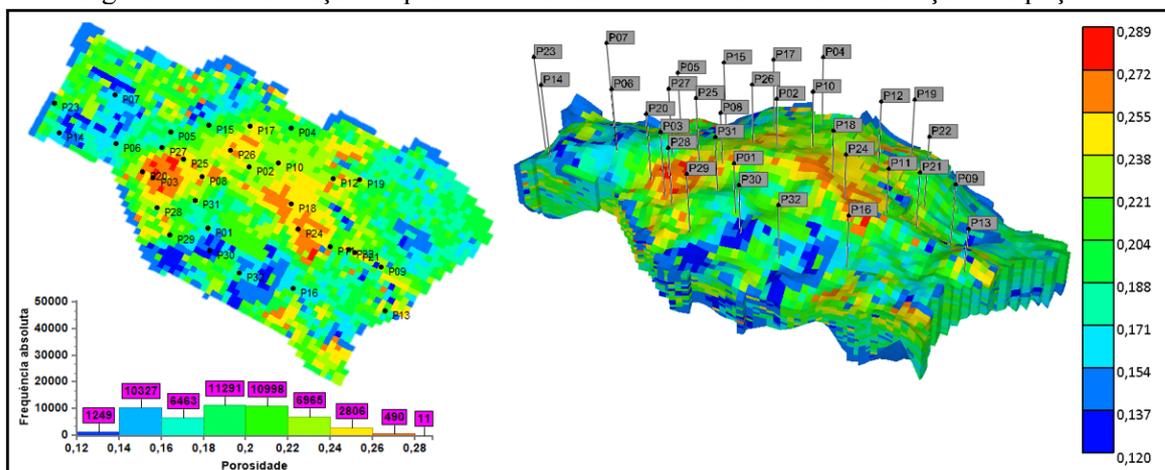
Neste capítulo são descritas as propriedades e condições de contorno definidas para os problemas de fluxo e mecânico para o caso de validação (DEAN et al., 2006) e para aplicação no Campo de Namorado (MORAIS, 2013), além dos resultados e discussões dos cenários avaliados.

4.1 ESTUDO DE CASO

O Campo de Namorado localiza-se na Bacia de Campos, a 80 km da costa do Estado do Rio de Janeiro, em lâmina d'água variando de 140 a 250 m. Esse campo foi descoberto em 1975 através do poço 1-RJS-19. As rochas reservatório são os arenitos turbidíticos encontrados em profundidades que variam entre 2.940 m e 3.300 m, os quais constituem a primeira descoberta de acumulação de hidrocarbonetos neste tipo de rocha (MORAIS, 2013).

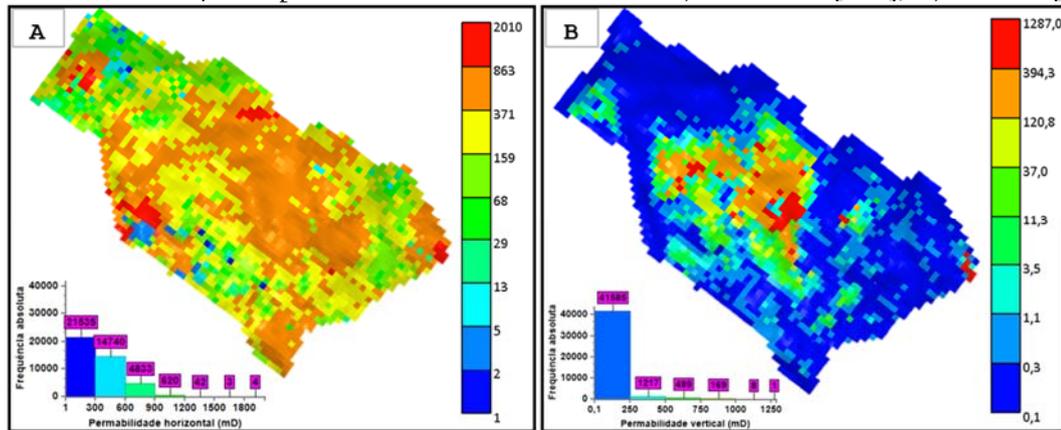
As dimensões aproximadas do modelo de simulação do reservatório são 8,3 km de comprimento, 4,5 km de largura e 200 m de espessura. O *grid* para a simulação de fluxo consiste de 83*45*23 (*i, j, k*) células, sendo 50600 células ativas. A Figura 18 e a Figura 19 ilustram a distribuição inicial de porosidade e permeabilidade absoluta do reservatório, respectivamente. Essas propriedades petrofísicas têm uma distribuição heterogênea com uma média de 20% para porosidade, 336 mD e 39 mD para permeabilidade horizontal e vertical, respectivamente.

Figura 18 - Distribuição de porosidade no modelo do reservatório e localização dos poços.



Fonte: A autora (2024).

Figura 19 - Distribuição da permeabilidade no reservatório: A) Horizontal [mD]; B) Vertical [mD].



Fonte: A autora (2024).

O comportamento do fluido do reservatório foi modelado usando a formulação matemática *black-oil*, em que a composição das fases óleo, gás e água não é detalhada. Trata-se de um modelo isotérmico, e o gás pode se deslocar como uma fase contínua ou dissolvido na fase óleo. Algumas propriedades do reservatório e do óleo estão resumidas na Tabela 2, em unidades nos sistemas SI e de campo (*field*). Trata-se de um óleo leve, cuja pressão inicial do reservatório se encontra acima da pressão de bolha. Assim, o mecanismo natural de produção é o de gás em solução.

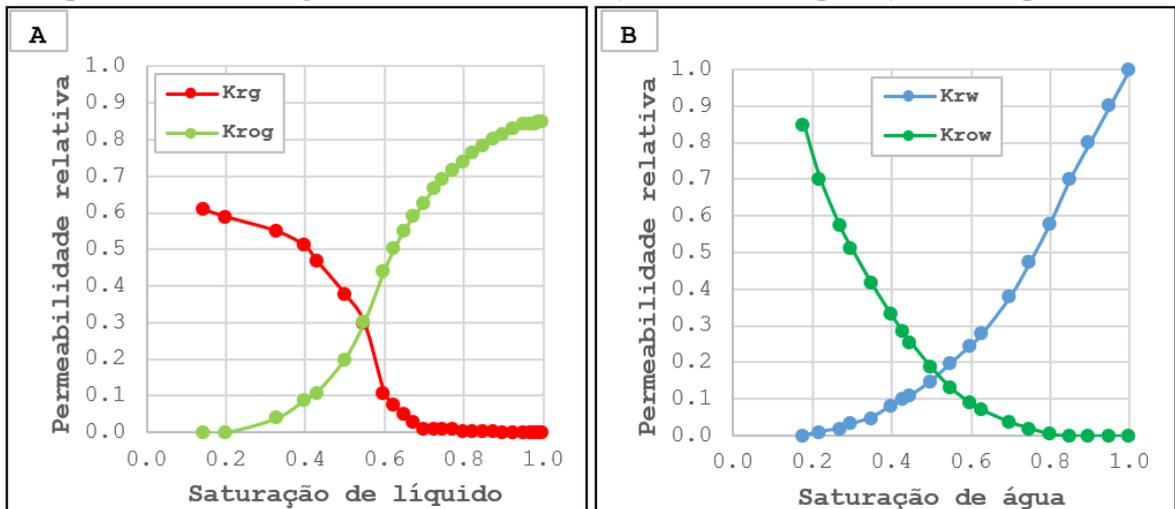
Tabela 2 - Dados do reservatório e do óleo subsaturado.

PROPRIEDADE	VALOR	
	SI	FIELD
°API	31,9	31,9
Razão de solubilidade inicial	127 sm^3/sm^3	713 scf/stb
Pressão de bolha	24,3 MPa	3527,4 psi
<i>Datum</i>	3000,0 m	9842,5 ft
Pressão inicial	31,6 MPa	4580,0 psi
Temperatura	90,0 °C	194,0 °F

Fonte: A autora (2024).

As curvas de permeabilidade relativa são ilustradas na Figura 20. O reservatório possui uma saturação de água conata (S_{wi}) de 18% e saturação residual de óleo (S_{or}) de 15%. O modelo de simulação possui ao total 32 poços produtores verticais (Figura 18), os quais apresentam cronograma de abertura de 4 poços a cada dois anos.

Figura 20 - Curvas de permeabilidade relativa: A) Sistema óleo e gás; B) Sistema água e óleo.



Fonte: A autora (2024).

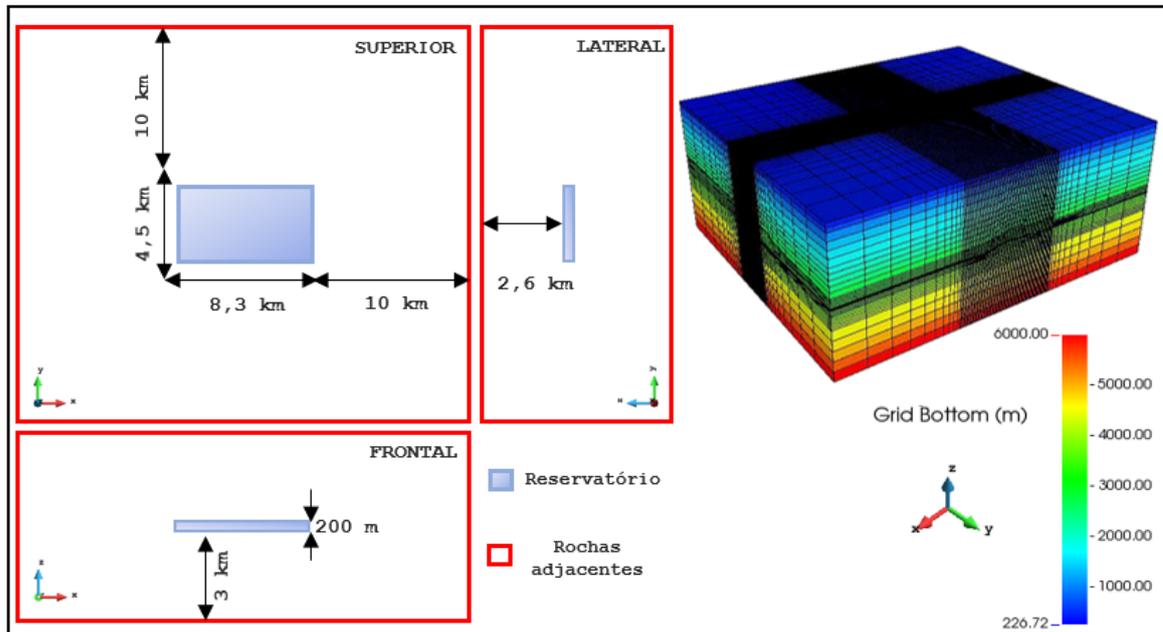
Para o problema mecânico, a malha de simulação foi modificada para incluir as rochas adjacentes ao reservatório, visto que as mudanças de tensão e as deformações se propagam além do domínio poroso e precisam ser consideradas na malha de elementos finitos.

Segundo Albuquerque (2014), a distância ideal a ser considerada nesta extensão da malha do reservatório deve ser tal que o campo de tensões no último elemento da malha mecânica não seja mais afetado pela variação de pressão do reservatório, ou seja, as fronteiras da malha mecânica não devem apresentar deslocamento de nós ao longo do tempo de produção.

Assim, o modelo mecânico foi construído adicionando aproximadamente 2,6 km de sobrecarga até o leito marinho, 10 km para cada direção das rochas laterais e 3 km abaixo do reservatório, totalizando dimensões aproximadas de 28,3 km x 24,5 km x 5,8 km. O tamanho dos elementos das rochas adjacentes aumenta incrementalmente à medida que se afasta do reservatório (Figura 21), para reduzir a quantidade total de elementos da malha mecânica.

Por fim, a malha final de simulação com o reservatório e todas as rochas adjacentes possui 374920 ($103 i \times 65 j \times 56 k$) elementos. Na direção vertical, as 56 *layers* se dividem em: 18 *layers* na região do *overburden*, 23 *layers* no reservatório e 15 *layers* no *underburden*, conforme ilustrado na Figura 21. Foram utilizados elementos finitos hexaédricos isoparamétricos (8 nós por elemento) devido à maior facilidade no mapeamento das propriedades entre os elementos da malha mecânica e as células do *grid* de fluxo durante o processo de acoplamento.

Figura 21 - Malha mecânica incluindo o reservatório e as rochas adjacentes.

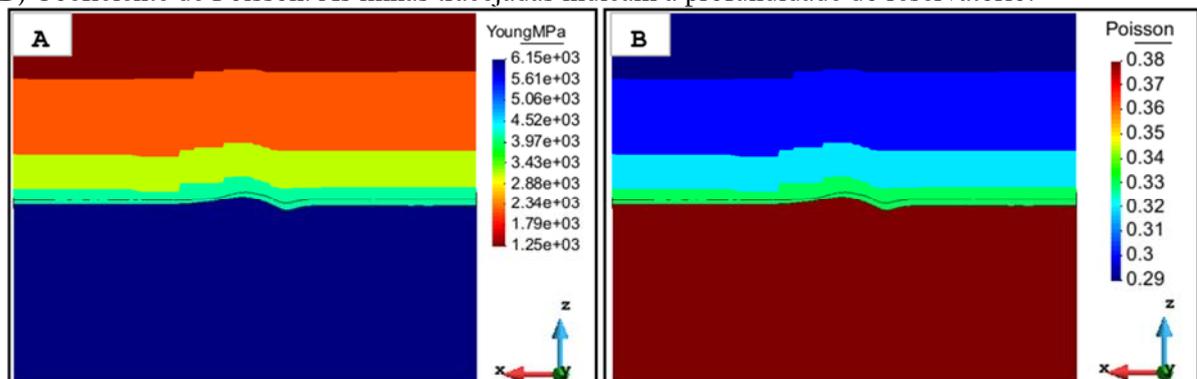


Fonte: A autora (2024).

Todas as análises realizadas neste estudo consideraram o modelo constitutivo elástico linear, aplicando as seguintes condições de contorno: a base do modelo possui restrição dos deslocamentos em todas as direções, enquanto as laterais e o topo podem se deslocar verticalmente (condição edométrica). A Figura 22 ilustra o módulo de elasticidade e o coeficiente de Poisson das rochas adjacentes ao reservatório em um plano vertical, os quais aumentam com a profundidade.

A rocha-reservatório é considerada homogênea, no que se refere ao comportamento mecânico, com valores de módulo de elasticidade e coeficiente de Poisson iguais a 4 GPa e 0,33, respectivamente.

Figura 22 - Distribuição das propriedades mecânicas das rochas adjacentes: A) Módulo de elasticidade; B) Coeficiente de Poisson. As linhas tracejadas indicam a profundidade do reservatório.



Fonte: A autora (2024).

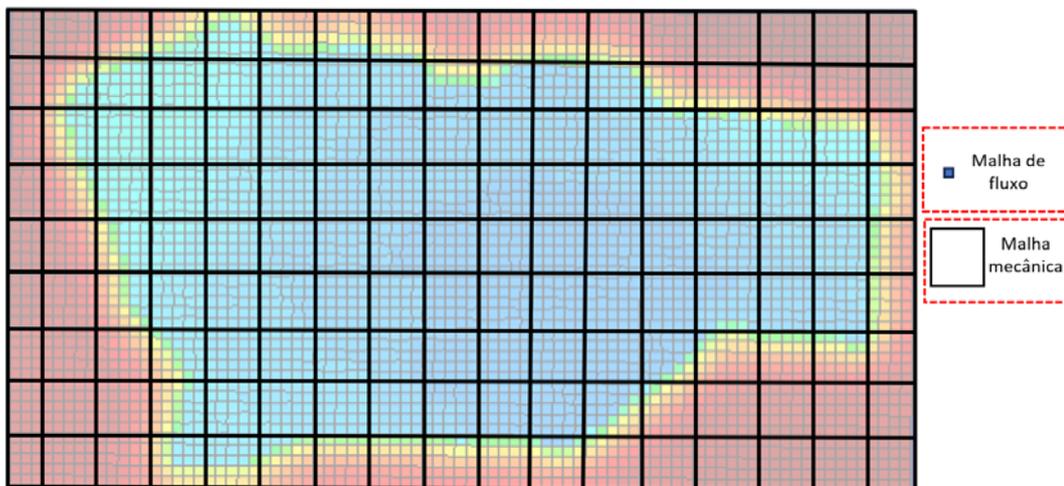
4.2 AVALIAÇÃO DO REFINAMENTO DA MALHA MECÂNICA

Os resultados desta seção mostram o efeito da alteração do refinamento da malha mecânica enquanto mantém a malha de fluxo inalterada. As informações do reservatório estudado foram descritas na seção 4.1. Foram utilizadas as abordagens de acoplamento parcial one-way e two-way, utilizando 16 passos de tempo de acoplamento. Para as análises deste item o módulo de elasticidade do reservatório (Figura 22) foi alterado para 2 GPa.

Nas simulações acopladas, um sistema único de malhas significa que a malha mecânica de elementos finitos é coincidente com o *grid* de diferenças finitas do reservatório. Utilizar um sistema único de malhas pode resultar em um número extremamente grande de elementos para as simulações em escala de campo, já que o refinamento do reservatório na malha de fluxo dita também o refinamento das rochas adjacentes (superiores e inferiores ao reservatório) na malha mecânica. Caso contrário, seria necessária a utilização de elementos finitos não-conformes.

A utilização de malhas de fluxo e mecânicas não-coincidentes é uma maneira conveniente e consistente de lidar com o refinamento da malha de fluxo e com o grande volume de rocha circundante ao reservatório da malha mecânica. Uma malha mecânica menos refinada do que a de fluxo (Figura 23) pode reduzir significativamente a quantidade de elementos e, conseqüentemente, reduzir o armazenamento de memória e tempo computacional da simulação mecânica, aumentando assim a velocidade de execução das simulações acopladas.

Figura 23 - Exemplo de malha mecânica do reservatório menos refinada que a malha de fluxo



Fonte: A autora (2024).

Para avaliar a influência do refinamento da malha mecânica, o número de elementos da região que corresponde ao reservatório na malha mecânica foi reduzido em cada uma das direções (x, y e z) de forma simultânea ou isolada. O refinamento vertical das regiões que compreendem o *overburden*, *underburden* não foram alterados. O planejamento das simulações é ilustrado na Tabela 3. A malha mecânica com maior número de elementos é a original (Caso 1), e o número de elementos pode ser reduzido em até 88% (Caso 27).

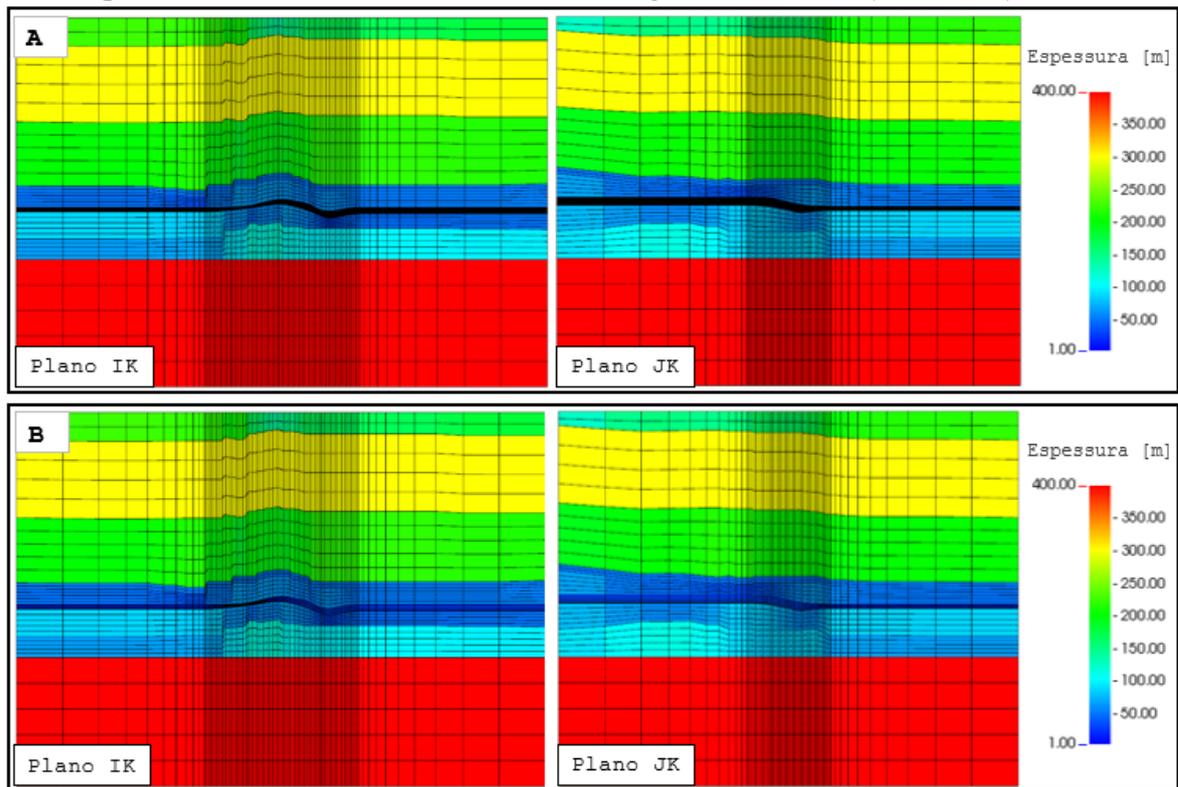
As malhas menos refinadas foram geradas a partir da malha original utilizando o *software Builder* da CMG[®], que permite especificar quantos elementos (nx, ny, nz) em regiões selecionadas serão agrupados em um único elemento. A Figura 24 ilustra a comparação, em planos verticais, da malha de fluxo com a malha mecânica do caso 3. É possível observar que a geometria do modelo geológico continua sendo bem representada mesmo reduzindo o refinamento do reservatório na direção vertical.

Tabela 3 - Planejamento das simulações para avaliação do refinamento da malha mecânica

Simulações	Fator de redução nas direções x, y e z nos elementos do reservatório	Nº de elementos nas direções x, y e z	Total de elementos
Caso 1*	1, 1, 1	103, 65, 56	374920
Caso 2	1, 1, 2	103, 65, 45	301275
Caso 3	1, 1, 5	103, 65, 40	267800
Caso 4	1, 3, 1	103, 35, 56	201880
Caso 5	1, 3, 2	103, 35, 45	162225
Caso 6	1, 3, 5	103, 35, 40	144200
Caso 7	1, 5, 1	103, 29, 56	167272
Caso 8	1, 5, 2	103, 29, 45	134415
Caso 9	1, 5, 5	103, 29, 40	119480
Caso 10	2, 1, 1	62, 65, 56	225680
Caso 11	2, 1, 2	62, 65, 45	181350
Caso 12	2, 1, 5	62, 65, 40	161200
Caso 13	2, 3, 1	62, 35, 56	121520
Caso 14	2, 3, 2	62, 35, 45	97650
Caso 15	2, 3, 5	62, 35, 40	86800
Caso 16	2, 5, 1	62, 29, 56	100688
Caso 17	2, 5, 2	62, 29, 45	80910
Caso 18	2, 5, 5	62, 29, 40	71920
Caso 19	5, 1, 1	39, 65, 56	141960
Caso 20	5, 1, 2	39, 65, 45	114075
Caso 21	5, 1, 5	39, 65, 40	101400
Caso 22	5, 3, 1	39, 35, 56	76440
Caso 23	5, 3, 2	39, 35, 45	61425
Caso 24	5, 3, 5	39, 35, 40	54600
Caso 25	5, 5, 1	39, 29, 56	63336
Caso 26	5, 5, 2	39, 29, 45	50895
Caso 27	5, 5, 5	39, 29, 40	45240

*Malha original

Figura 24 - Refinamento da malha mecânica em planos verticais: A) Caso 1; B) Caso 3.



Fonte: A autora (2024).

Em relação aos parâmetros elásticos do reservatório (módulo de elasticidade e coeficiente de Poisson), a alteração do refinamento da malha não tem influência sobre esses parâmetros, uma vez que foram definidos valores constantes (2 GPA e 0,33, respectivamente).

As análises foram realizadas durante quinze anos de simulação sob regime de recuperação primária. As condições de operação dos poços nas simulações foram: vazão de produção máxima de óleo (por poço) de 1400 m³/dia e pressão mínima de superfície de 1470 KPa. Foi fornecido ao simulador de fluxo uma tabela que quantifica a queda de pressão no poço (Figura 25). Assim, em função da vazão de produção, da razão gás-líquido e da pressão de superfície (1470 KPa) são determinadas as pressões de fundo de poço (BHP).

Figura 25 – Tabela para definição da pressão de fundo dos poços (BHP)

```

** CMG Tubing Flow Table for Production Well
PTUBE1 1
DEPTH 3050.0
LIQ
100.0 200.0 300.0 500.0 800.0 1400.0
GLR
80.0 100.0 150.0 250.0 400.0
WCUT
0.0 0.25 0.5 0.75 0.95
LFG
0.0
WHP
1470.9975 1961.33 3432.3275
BHP
**iflo igfr iwfr iadd      bhp(1st whp).....bhp(nth whp)
  1     1     1     1      16877.2446      18505.148      22574.908
  1     1     2     1      16720.3382      18456.115      22771.041
  1     1     3     1      16592.8518      18240.369      22672.974
  1     1     4     1      16279.0390      17916.749      22163.029
  1     1     5     1      15680.8335      17210.670      21319.657
  1     2     1     1      14317.7090      15955.419      20417.445
  1     2     2     1      14298.0957      15916.192      20427.251
  1     2     3     1      14307.9023      15896.579      20250.732
  1     2     4     1      14082.3494      15621.993      19927.112
  1     2     5     1      13670.4701      15092.434      19113.160
  1     3     1     1      10551.9554      11924.886      16004.452
  1     3     2     1      10748.0884      12091.599      16082.906

```

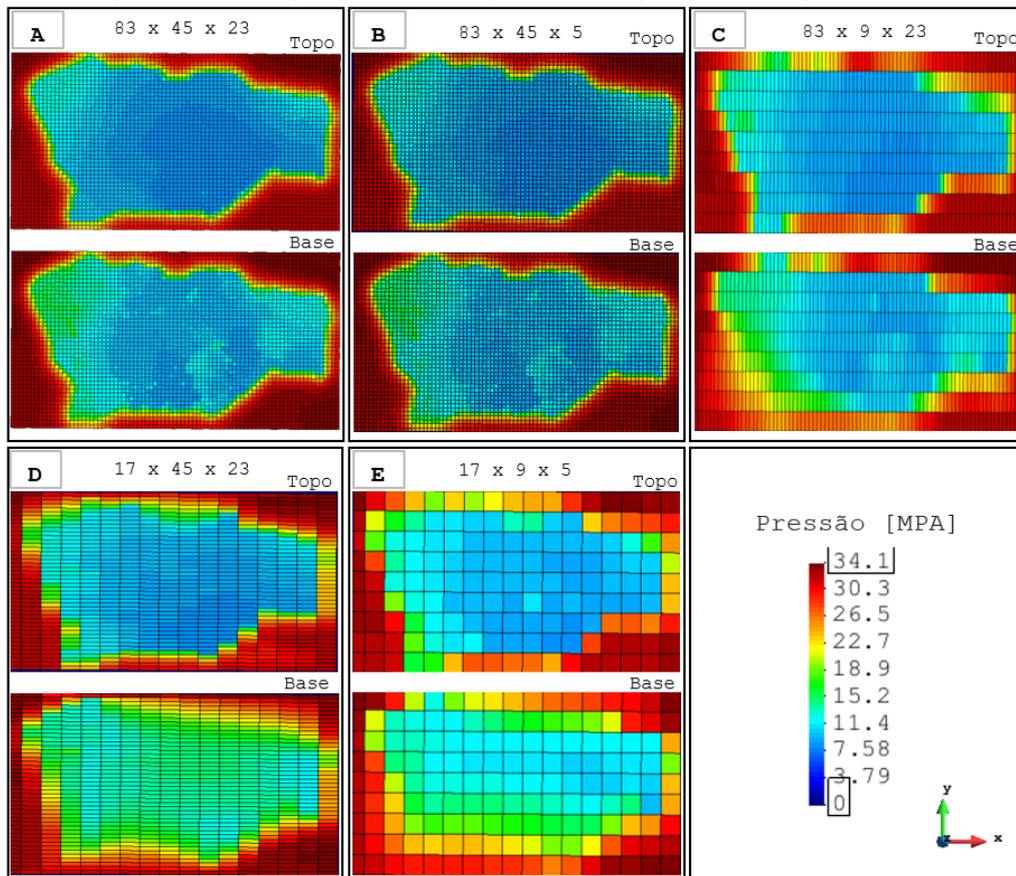
Fonte: A autora (2024).

4.2.1 Resultados

Quando a malha do reservatório nos problemas de fluxo e mecânico não são coincidentes, as variáveis de acoplamento calculadas na malha de fluxo devem ser interpoladas para a malha mecânica, e vice-versa, para mapear a distribuição dessas variáveis entre os dois sistemas de malhas.

A Figura 26 ilustra a pressão no topo e na base do reservatório ao final da simulação para algumas das malhas mecânicas avaliadas. Essas distribuições são resultado da interpolação da pressão calculada no *grid* de fluxo (mais refinado) para as diferentes malhas mecânicas (menos refinadas). A malha mecânica 1 é coincidente com a malha de fluxo (Figura 26 A), enquanto as malhas 3, 7 e 19 são menos refinadas nas direções z, y e x, respectivamente. A malha 27 é menos refinada nas três direções simultaneamente.

Figura 26- Pressão nas camadas do topo e da base do reservatório ao final da simulação: A) Malha 1 (malha de fluxo); B) Malha 3; C) Malha 7; D) Malha 19; E) Malha 27



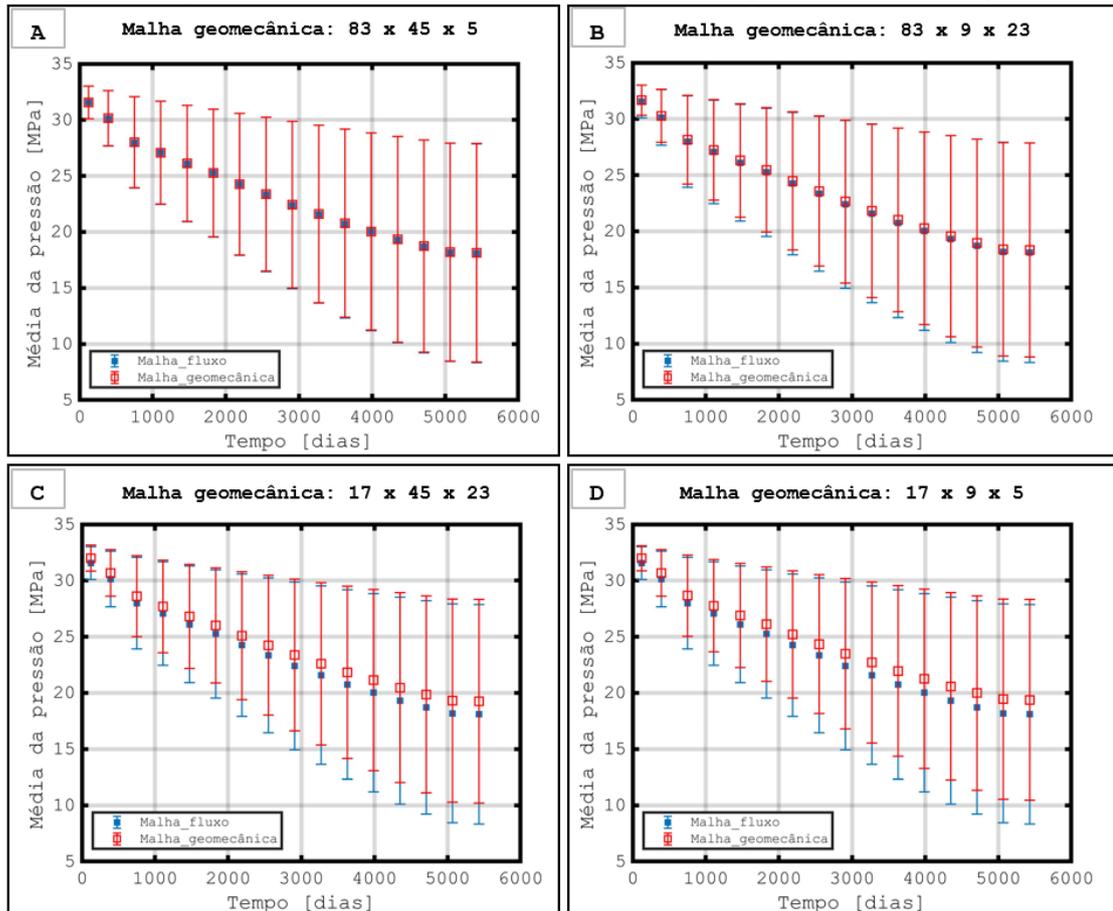
Fonte: A autora (2024).

É possível observar que a distribuição da pressão foi relativamente alterada quando o refinamento da malha foi reduzido nas direções x e y (Figura 26 C, D, E), mas foi bem próxima da malha de fluxo quando se reduziu o refinamento apenas na direção z (Figura 26 B). Podemos identificar que, para o reservatório estudado, a direção em que o refinamento da malha de fluxo foi reduzido influenciou consideravelmente o processo de “transferência de escala” da pressão. A geometria das fronteiras do reservatório é irregular, assim, não foi possível representar bem a distribuição original da pressão quando o refinamento foi reduzido na direção horizontal (Figura 26 C).

A pressão é uma das principais variáveis de acoplamento quando o problema hidromecânico é resolvido através do acoplamento parcial, seja através do método *one-way* ou *two-way*. Na Figura 27 podemos comparar a média e o desvio padrão da pressão do reservatório para os diferentes refinamentos das malhas mecânicas em cada um dos passos de tempo de acoplamento. A malha 3 (Figura 27 A) apresentou média e desvio padrão bem próximos da malha de fluxo, enquanto as demais malhas (Figura 27 B, C e D) apresentaram maiores valores

de pressão média por passo de tempo de acoplamento. A média do erro relativo em todos os passos de tempo para as malhas mecânicas 3, 7, 19 e 27 em relação a malha de fluxo foi de -0,08%, -0,92%, -3,58% e -3,93%, respectivamente.

Figura 27 - Média da pressão do reservatório nos passos de tempo de acoplamento: A) Malha 3; B) Malha 7; C) Malha 19; D) Malha 27. As barras verticais representam o desvio padrão.



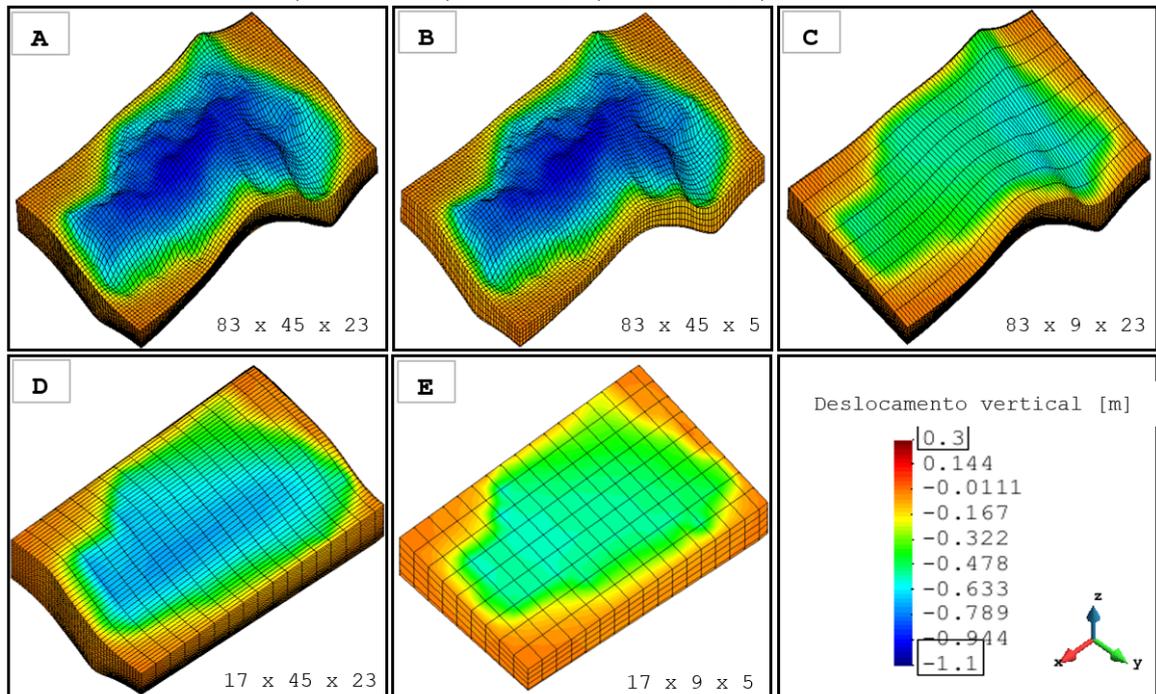
Fonte: A autora (2024).

A Figura 28 ilustra o deslocamento vertical do reservatório ao final da simulação. Podemos observar que alteração do refinamento nas direções x e/ou y (Figura 28 C, D e E) alterou consideravelmente a geometria do reservatório. Além disso, a interpolação da pressão da malha de fluxo para as malhas mecânicas 7, 19 e 27 resultou em menor variação da pressão do reservatório, sendo assim também menores os deslocamentos calculados para essas malhas (Figura 28 C, D e E).

Por outro lado, a alteração do refinamento somente na direção z continuou representando muito bem a geometria do reservatório (Figura 28 B), apresentou pressões

interpoladas muito similares às da malha de fluxo (Figura 26 B e Figura 27 B), e consequentemente deslocamentos verticais bem próximos aos da Malha 1.

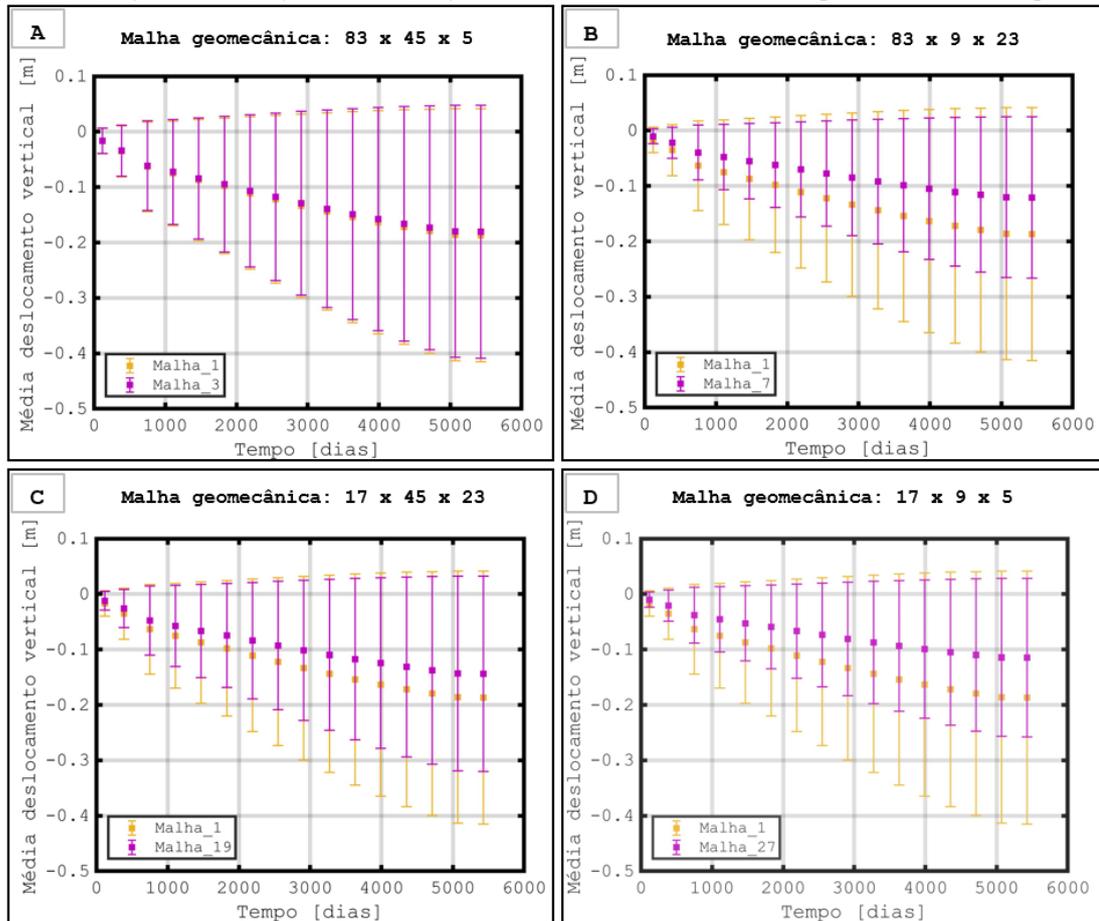
Figura 28 - Deslocamento vertical do reservatório ao final da simulação: A) Malha 1 (malha de fluxo); B) Malha 3; C) Malha 7; D) Malha 19; E) Malha 27



Fonte: A autora (2024).

Na Figura 29 podemos comparar a média e o desvio padrão do deslocamento vertical do reservatório para a malha de fluxo e as malhas mecânicas. A média do erro relativo em todos os passos de tempo para as malhas mecânicas 3, 7, 19 e 27 em relação à malha de fluxo foi de 3,55%, 58,24%, 33,11% e 66,42%, respectivamente.

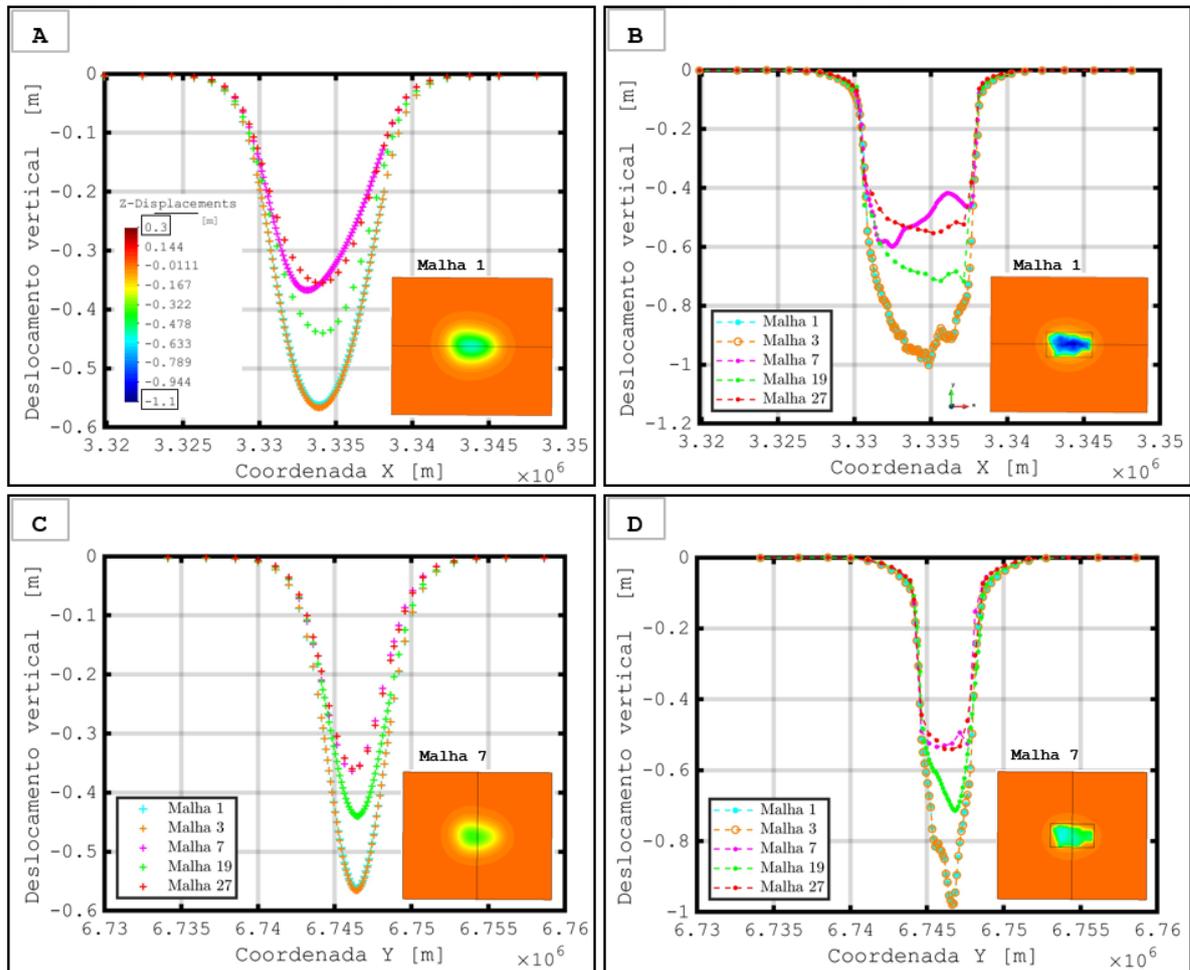
Figura 29 - Média do deslocamento vertical do reservatório nos passos de tempo de acoplamento: A) Malha 3; B) Malha 7; C) Malha 19; D) Malha 27. As barras verticais representam o desvio padrão.



Fonte: A autora (2024).

A Figura 30 apresenta o deslocamento vertical do leito marinho e do topo do reservatório para duas linhas passando pelo centro da geometria modelada. Dentre as malhas avaliadas, apenas a malha 3 (alteração do refinamento na direção z) apresentou deslocamentos equivalentes aos da malha de fluxo, conforme mencionado anteriormente. Também podemos observar que quando o refinamento na direção y foi alterado – Malha 7- (Figura 30 B) o formato da curva de deslocamento vertical do topo do reservatório é bem distinto das demais malhas. Exceto na linha x do topo do reservatório (Figura 30 B), o comportamento das malhas 7 e 27 são similares. Assim, por se tratar de um reservatório que apresenta geometria bastante irregular, o refinamento na direção horizontal influenciou significativamente nos deslocamentos calculados.

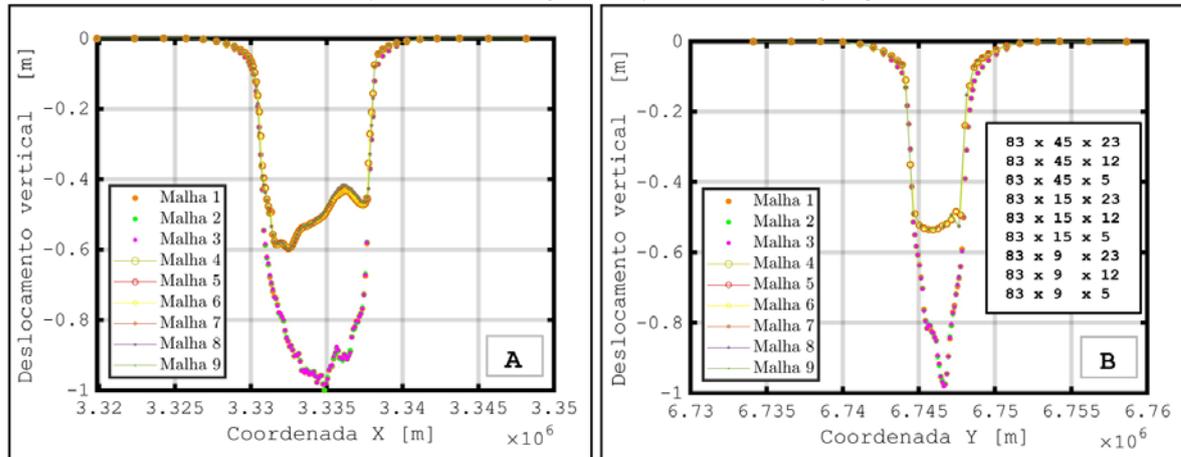
Figura 30 – Deslocamento vertical ao final da simulação: A) Linha X (Leito marinho); B) Linha X (Topo do reservatório); C) Linha Y (Leito marinho); D) Linha Y (Topo do reservatório)



Fonte: A autora (2024).

A Figura 31 ilustra os resultados das malhas de 1 a 9, as quais mantêm o refinamento da malha de fluxo na direção x (83 elementos), enquanto o número de elementos nas demais direções foi alterado (conforme o quadro na Figura 31 B). Podemos observar que a malha 2 (83x45x12 elementos no reservatório) e a malha 3 (83x45x5 elementos no reservatório) apresentaram resultados muito próximos da malha de fluxo (Malha 1), indicando pouca influência da discretização na direção z. As demais malhas apresentaram deslocamentos verticais muito próximos entre si, no entanto menores do que a malha de fluxo para as duas linhas avaliadas.

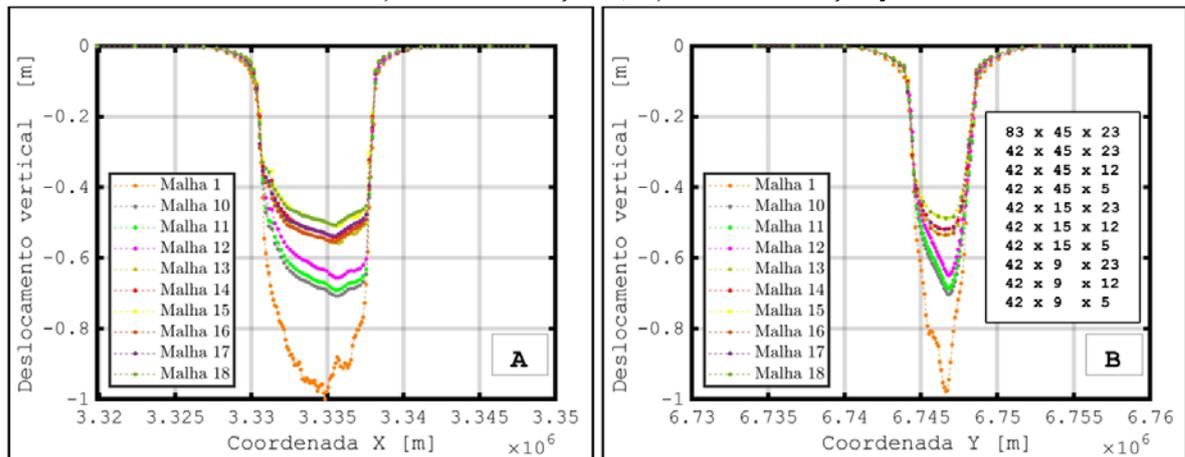
Figura 31 - Deslocamento vertical no topo do reservatório ao final da simulação para as malhas de 1 a 9: A) Linha na direção x; B) Linha na direção y



Fonte: A autora (2024).

A Figura 32 ilustra os resultados malhas 10 a 18, as quais mantêm o refinamento do reservatório na direção x igual a 42 elementos, enquanto o número de elementos nas demais direções foi alterado (conforme o quadro na Figura 32 B). Conforme já discutido, a alteração da malha mecânica nas direções x e/ou y resultou em menor deslocamento vertical do reservatório. Além disso, para essas malhas observamos alguma influência do refinamento na direção z.

Figura 32 - Deslocamento vertical no topo do reservatório ao final da simulação para as malhas de 10 a 18: A) Linha na direção x; B) Linha na direção y.

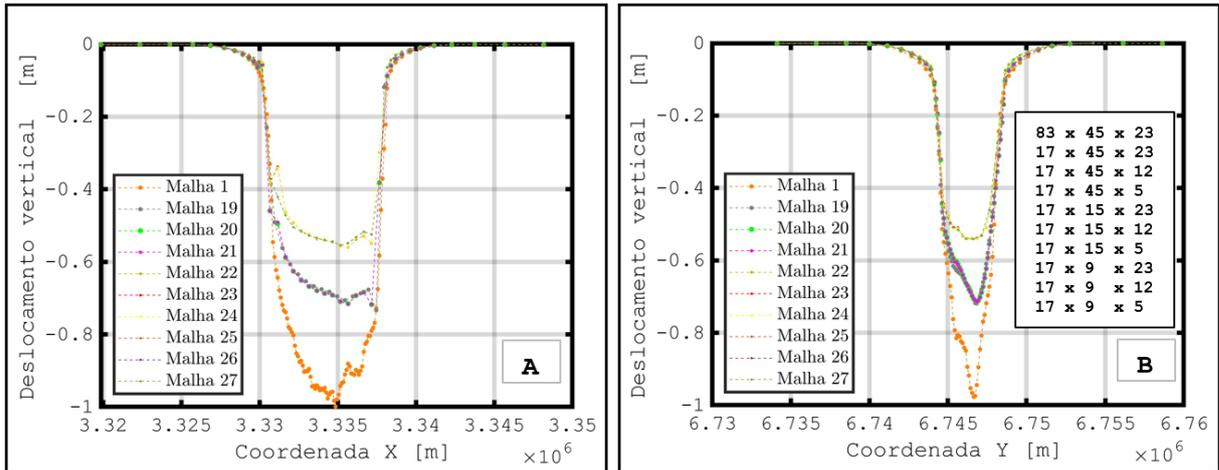


Fonte: A autora (2024).

A Figura 33 ilustra que as malhas 19, 20 e 21 apresentam resultados próximos entre si, indicando pouca influência da discretização na direção z, porém distintos das demais malhas

(22 a 27). Assim, conclui-se que a influência do refinamento da malha em uma determinada direção depende do refinamento nas demais direções.

Figura 33 - Deslocamento vertical no topo do reservatório ao final da simulação para as malhas de 19 a 27: A) Linha na direção x; B) Linha na direção y.

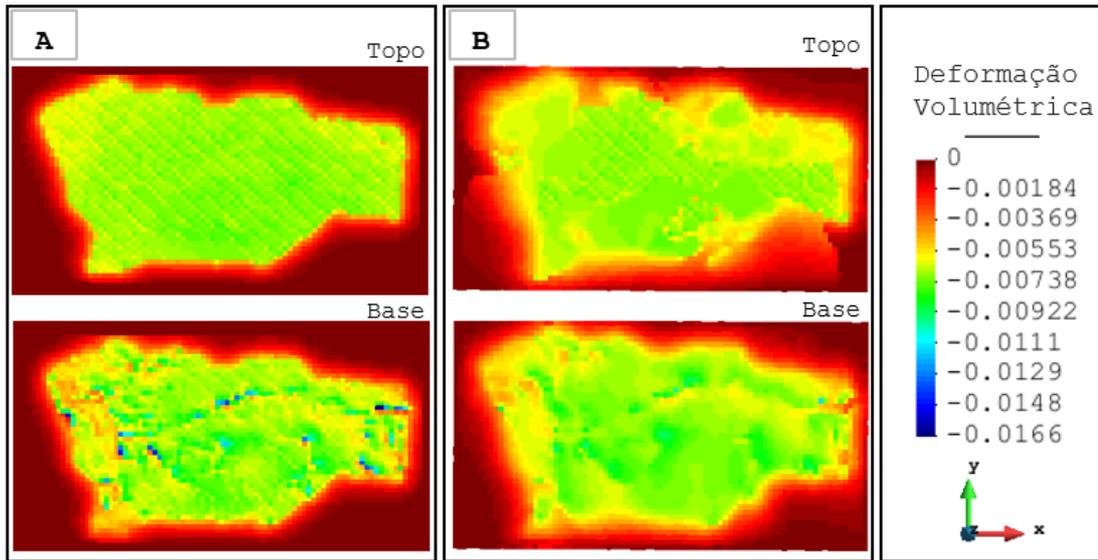


Fonte: A autora (2024).

Na abordagem de acoplamento *two-way*, além da pressão do reservatório, a deformação volumétrica é outro parâmetro de acoplamento bastante importante, uma vez que normalmente é utilizada para calcular os novos valores de compressibilidade dos poros, porosidade e/ou permeabilidade, os quais devem ser determinados para cada uma das células do *grid* do problema de fluxo.

A Figura 34 ilustra o resultado da extrapolação da deformação volumétrica do reservatório da malha mecânica 3 (menos refinada na direção z) para a malha de fluxo. É possível observar distribuições similares da deformação volumétrica nas duas malhas.

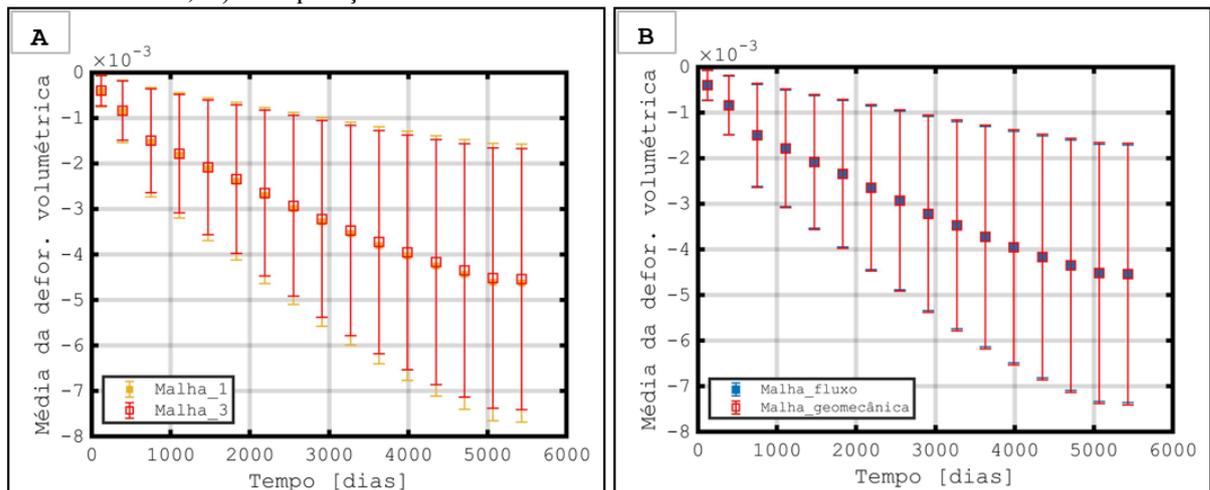
Figura 34 - Deformação volumétrica do reservatório ao final da simulação: A) Na malha em que foi calculada (malha mecânica 3); B) Na malha em que foi extrapolada (malha de fluxo)



Fonte: A autora (2024).

Avaliando a média da deformação volumétrica do reservatório nos passos de tempo de acoplamento, é possível observar na Figura 35 A) valores bem próximos entre a Malha 3 e a Malha 1, representando um erro relativo médio de apenas 2%.

Figura 35 – Média da deformação volumétrica no reservatório: A) Comparação entre as malhas mecânicas 1 e 3; B) Comparação entre a malha mecânica 3 e a de fluxo.



Fonte: A autora (2024).

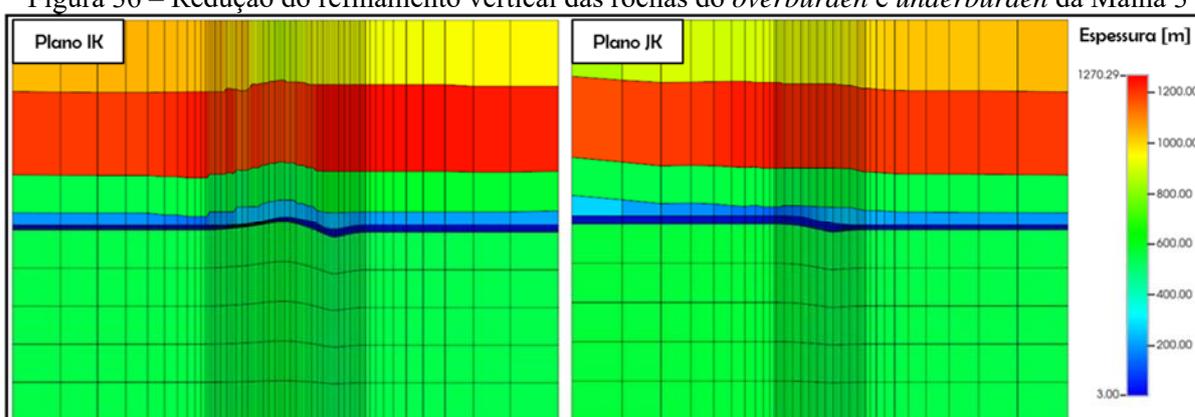
Assim, diante dos resultados satisfatórios da Malha 3 (*upscale* 1:5 na direção vertical), em relação as pressões, deslocamentos e deformações, foi também avaliado o impacto nas previsões de produção através do esquema de acoplamento *two-way*. Comparando as previsões

de produção para as malhas mecânicas 1 e 3 foi observada uma diferença de apenas 0,09 % e 0,05 % na previsão da produção acumulada de óleo e gás, respectivamente.

Por fim, uma vez que a redução do refinamento da malha mecânica na direção vertical (na região correspondente ao reservatório) se mostrou uma boa alternativa, foi avaliada também a redução do refinamento vertical das rochas do *overburden* e *underburden*. Assim, uma nova malha mecânica foi gerada, em que o refinamento do reservatório foi mantido igual ao da Malha 3 ($nz_res=5$), enquanto foram definidos apenas 4 e 5 elementos para o *overburden* e *underburden*, respectivamente. Assim, o refinamento final na direção z dessa nova malha foi de 14 elementos, enquanto para a Malha 1 é de 56 elementos. A nova malha possui um total de 93730 elementos, que representa $\frac{1}{4}$ dos elementos da malha 1. Os parâmetros elásticos da nova malha seguem a mesma distribuição da malha original (Figura 22).

Na Figura 36, é ilustrada a nova malha mecânica gerada (denominada de Malha3_rockas). Comparando com a Figura 24B é possível visualizar a redução do refinamento das rochas do *overburden* e *underburden*.

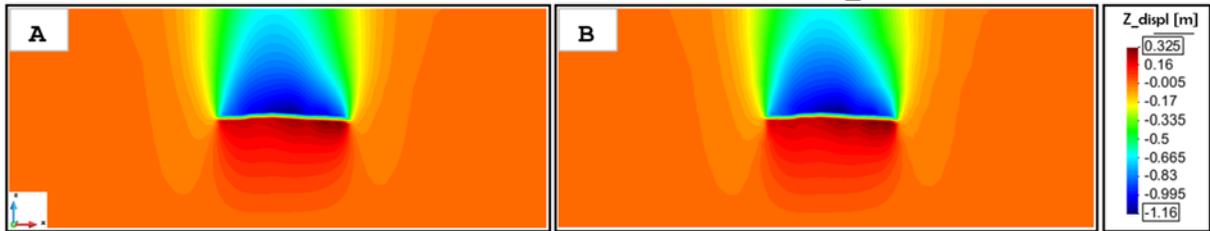
Figura 36 – Redução do refinamento vertical das rochas do *overburden* e *underburden* da Malha 3



Fonte: A autora (2024).

Na Figura 37 é possível comparar a distribuição dos deslocamentos verticais em um plano passando pelo centro do reservatório para a malha mais refinada (374920 elementos - Figura 37A) e a menos refinada (Figura 37B). Os resultados são visivelmente muito próximos, indicando que não há necessidade de elevado refinamento vertical das rochas do *overburden* e *underburden*.

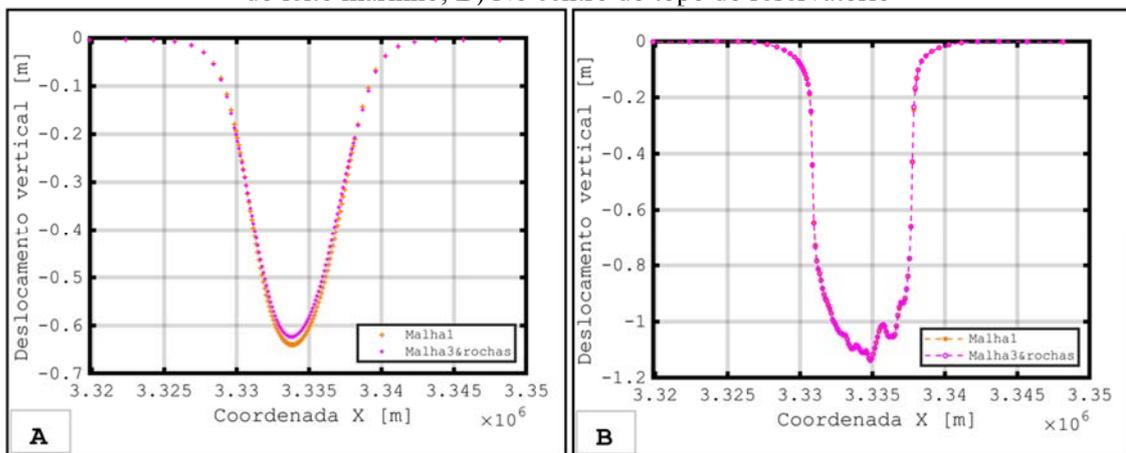
Figura 37 – Comparação dos deslocamentos ao final da simulação em um plano vertical passando pelo centro do reservatório: A) Malha 1; B) Malha 3_ rochas



Fonte: A autora (2024).

Na Figura 38 é feita a comparação dos deslocamentos finais em linhas no centro do topo do leito marinho e do reservatório. Os resultados das duas malhas também foram muito próximos. A influência da redução do refinamento do *overburden*, de 18 para 4 elementos, no deslocamento vertical do leito marinho foi pequena (Figura 38A).

Figura 38 – Comparação dos deslocamentos finais em uma linha na direção x: A) No centro do topo do leito marinho; B) No centro do topo do reservatório



Fonte: A autora (2024).

Além disso, foi observada uma diferença de apenas 0,15% e 0,01 % na previsão da produção acumulada de óleo e gás, respectivamente, comparando as previsões de produção para as malhas mecânicas 1 e 3_ rochas.

Por fim, a Tabela 4 ilustra os tempos computacionais gastos em cada passo de tempo de acoplamento, para resolver o sistema de equações do problema mecânico, e o tempo total da simulação (16 passos de tempo de acoplamento). Para entender melhor esses tempos, na Figura 16 foram detalhadas todas as etapas de cada passo de tempo de acoplamento.

Tabela 4 – Tempos computacionais (CPU: Intel(R) Core (TM) i5-9400 RAM 32 GB; GPU: Nvidia Geforce RTX 3060 12 GB)

Malha mecânica	Tempo médio de um passo de acoplamento [min]	Tempo do <i>solver</i> * mecânico [min]	Tempo total da simulação acoplada [horas]
Malha 1	10,13	8,31	2,70
Malha 3	3,54	1,77	0,94
Malha 3_rochas	1,87	0,38	0,50

Fonte: A autora (2024).

Comparando o tempo médio por passo de acoplamento com o do *solver* mecânico, podemos observar que 82%, 50% e 20% do tempo total é gasto nesta etapa para a malha 1, malha 3 e malha 3_rochas, respectivamente. Assim, à medida que o refinamento das malhas foi reduzido, a influência “negativa” do *solver* para o tempo total também foi reduzida.

A alteração do refinamento da malha do reservatório, mesmo que seja apenas na direção z para garantir a correspondência das variáveis de acoplamento, mostrou um ganho computacional considerável. Para a malha 3 foi observado um fator de redução do tempo total da simulação acoplada igual a 2,86 vezes, quando comparado à Malha 1.

A alteração do refinamento da malha do reservatório e das rochas do *overburden* e *underburden* mostrou-se computacionalmente ainda mais benéfica, reduzindo em 5,4 vezes o tempo total da simulação, quando comparado à Malha 1.

4.2.2 Conclusões

Tanto na abordagem de acoplamento parcial *one-way* quanto *two-way*, manter o refinamento horizontal da malha de fluxo e reduzir o refinamento vertical da malha mecânica (tanto do reservatório quanto do *overburden* e *underburden*) reduziu consideravelmente o custo computacional das simulações acopladas mantendo a acurácia da solução, já que foi observada uma diferença inferior a 1% nas previsões de produção de óleo e gás.

Para os problemas resolvidos pela indústria do petróleo, em que são geradas malhas com milhões de elementos, a redução do refinamento facilita o processo de geração dessas malhas e pode apresentar ganhos computacionais ainda mais expressivos.

Assim, os resultados desta seção demonstram que, desde que haja um bom estudo de refinamento de malha, as simulações acopladas *one-way* e *two-way* podem ser realizadas em tempos computacionais admissíveis.

Uma vez que ao reduzir o refinamento vertical da malha mecânica também se reduz a descrição das propriedades mecânicas das rochas, a metodologia descrita no trabalho de Falcão (2013) é uma boa alternativa para determinação das propriedades da “rocha equivalente” que representa o agrupamento vertical das diferentes camadas. Ou ainda, como na indústria do petróleo é pouco comum ter grande disponibilidade de informações desta natureza, uma outra alternativa sugerida pela autora é utilizar o comportamento hidromecânico das fácies com maior percentual na composição da seção litológica do modelo.

As análises de Falcão (2013) utilizando o esquema de pseudoacoplamento para um reservatório carbonático mostraram que os modelos homogêneos (parâmetros mecânicos equivalentes através de experimentos numéricos no *software* ABAQUS) foram representativos dos modelos heterogêneos (representação dos parâmetros mecânicos das fácies definidas para o modelo), quanto à produção acumulada de óleo, pressão média e corte de água.

4.3 AVALIAÇÃO DO ESQUEMA DE ACOPLAMENTO

Os resultados desta seção mostram o efeito das leis utilizadas para atualizar porosidade, compressibilidade dos poros e a permeabilidade; assim como a frequência em que os cálculos mecânicos são realizados no esquema de acoplamento two-way. Os resultados das simulações acopladas foram comparados com os da simulação de fluxo e com os do esquema de pseudoacoplamento. As tabelas de pseudoacoplamento foram geradas a partir dos resultados das simulações acopladas two-way. A abordagem de acoplamento one-way foi utilizada para calcular os deslocamentos resultantes da simulação com pseudoacoplamento.

4.3.1 Leis de acoplamento do esquema *two-way*

As análises foram realizadas por um período de simulação de quinze anos sob regime de recuperação primária, com um total de 32 poços produtores verticais (Figura 18), os quais apresentam cronograma de abertura de 4 poços a cada dois anos. As condições de operação dos poços foram: vazão máxima de óleo (por poço) de 1400 m³/dia e pressão mínima de superfície de 1470 KPa.

Foram avaliadas quatro diferentes formulações de acoplamento, de acordo com as equações utilizadas para calcular os novos valores de porosidade e compressibilidade dos poros nos passos de tempo de acoplamento m , conforme ilustrado na Tabela 5. Essas equações foram

detalhadas anteriormente na seção 2.4.2. Foi adota a hipótese que os grãos da rocha são incompressíveis ($c_s=0$) e coeficiente de Biot unitário ($\alpha = 1$).

Tabela 5 - Equações para atualizar a porosidade e compressibilidade dos poros na simulação de fluxo

Leis de acoplamento	Porosidade	Compressibilidade dos poros
ACP.1	$\phi^{m+1} = \phi^m [1 + c_p^{m+1} (p^{m+1} - p^m)]$	$c_p^{m+1} = \frac{\varepsilon_v^{m+1} - \varepsilon_v^m}{\phi^m (p^{m+1} - p^m)}$
ACP.2	$\phi^{m+1} = \phi^m + (\varepsilon_v^{m+1} - \varepsilon_v^m) + c_f^m \phi^m (p^{m+1} - p^m)$	$c_p^{m+1} = \frac{\varepsilon_v^{m+1} - \varepsilon_v^m}{\phi^m (p^{m+1} - p^m)}$
ACP.3	$\phi^{m+1} = \phi^m + (\varepsilon_v^{m+1} - \varepsilon_v^m) + c_f^m \phi^m (p^{m+1} - p^m)$	$c_p^{m+1} = \frac{\varepsilon_v^{m+1} - \varepsilon_v^m}{\phi^m (p^{m+1} - p^m)} + c_f^m$
ACP.4	$\phi^{m+1} = \phi_0 + (e^{\varepsilon_v^{m+1}} - 1)$	$c_p^{m+1} = \frac{1}{\phi^0} \frac{e^{\varepsilon_v^{m+1}} - 1}{(p^{m+1} - p^0)}$

No esquema de acoplamento 1, os valores de porosidade são os calculados internamente pelo próprio simulador de fluxo, sendo a compressibilidade dos poros o parâmetro responsável por “incluir” a deformação volumétrica no problema de fluxo. Nos demais esquemas, tanto a porosidade quanto a compressibilidade dos poros são calculados pela interface de gerenciamento do acoplamento.

Caso a permeabilidade absoluta também seja definida como parâmetro de acoplamento, as equações descritas na Tabela 6 são utilizadas.

Tabela 6 - Equações para atualizar a permeabilidade absoluta na simulação de fluxo

Lei 1	Lei 2
$k^{m+1} = k_0 \frac{\left[1 + \frac{\varepsilon_v^{m+1}}{\phi_0}\right]^3}{1 + \varepsilon_v^{m+1}}$	$k^{m+1} = k_0 \left(\frac{\phi^{m+1}}{\phi_0}\right)^3$

Os trabalhos de Dean et al., (2006) e de Loyola (2022) também utilizam a equação das formulações ACP2 e ACP3 para atualizar a porosidade, no entanto admitem o termo $c_f^m \phi^m (p^{m+1} - p^m)$ igual a zero, desconsiderando os efeitos da compressibilidade do fluido. Já os trabalhos de Inoue; Fontoura (2009), Inoue et al. (2011), Fontoura et al. (2013), Lautenschläger et al., (2013) não especificam como a compressibilidade do fluido é determinada durante o processo de acoplamento e atualização da porosidade.

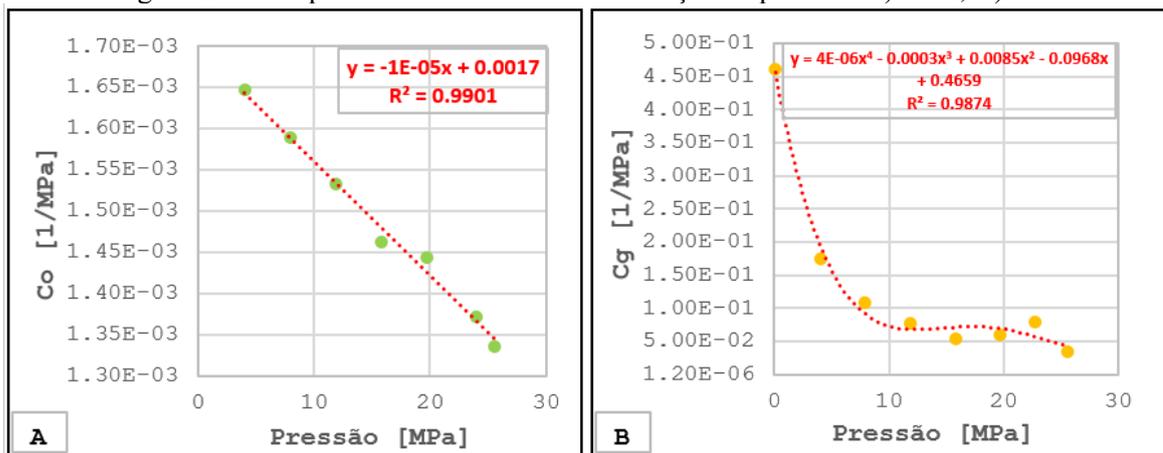
Neste trabalho, por se tratar do escoamento multifásico de óleo leve, optou-se por não desconsiderar o termo da compressibilidade do fluido na equação de porosidade. Assim, para as formulações de acoplamento 2 e 3, a compressibilidade do fluido (c_f) é calculada em cada célula do *grid* em função da pressão e da saturação das fases para cada passo de acoplamento.

Foi realizado o ajuste de uma equação aos dados experimentais de compressibilidade do óleo e do gás, conforme ilustrado na

Figura 39. Assim, é determinada a compressibilidade do óleo e do gás em função da pressão de cada célula do *grid*. Em seguida, é determinada a compressibilidade total do fluido pela ponderação com a saturação de cada fase, conforme descrito na Eq. (4.1).

$$c_f^m = (s_o c_o)^m + (s_g c_g)^m + (s_w c_w)^m \quad (4.1)$$

Figura 39 - Compressibilidade das fases em função da pressão: A) Óleo; B) Gás.

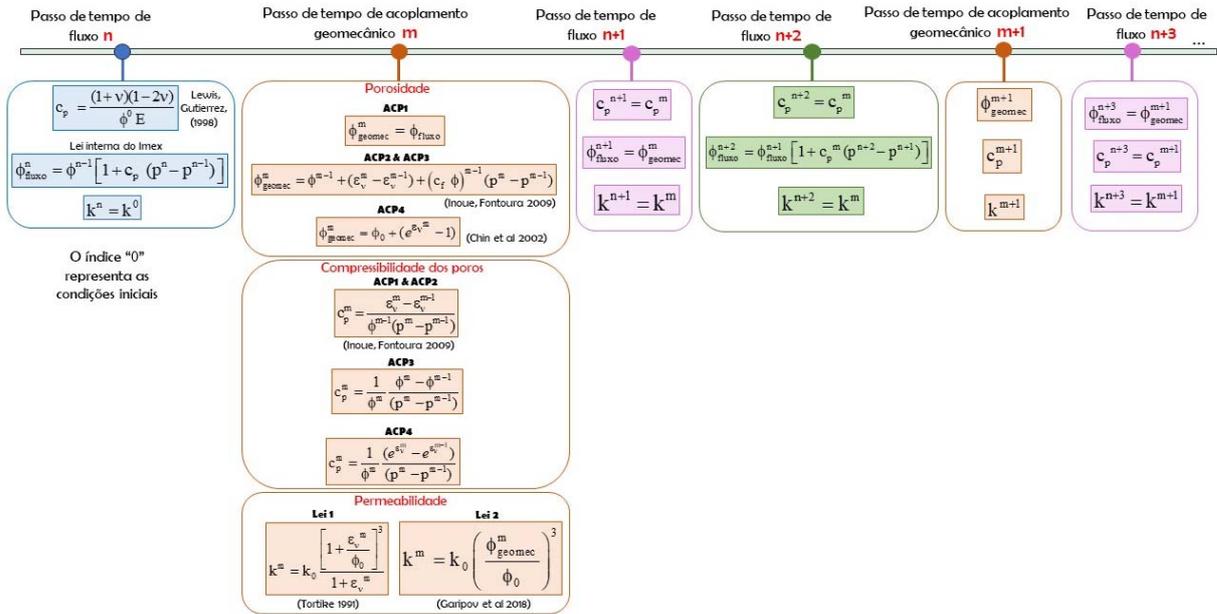


Fonte: A autora (2024).

A compressibilidade dos poros é um importante parâmetro de acoplamento, pois é responsável pela atualização da porosidade em função da variação de pressão (Eq. 3.14) nos passos de tempo em que o problema mecânico não é resolvido, ou seja, no intervalo entre um passo de tempo de acoplamento e outro, conforme ilustrado na Figura 40. Além disso, a compressibilidade dos poros também faz parte do termo de armazenamento da equação de conservação de massa de fluido.

Até que seja realizado o 1º passo de tempo de acoplamento geomecânico, a compressibilidade dos poros adotada na simulação de fluxo é estimada analiticamente pela Eq. (2.30). Nos passos de tempo posteriores, ela é calculada como função da variação de pressão e da deformação volumétrica do reservatório.

Figura 40 – MATIMEX: Acoplamento parcial explícito *two-way* com diferentes formulações



Fonte: A autora (2024).

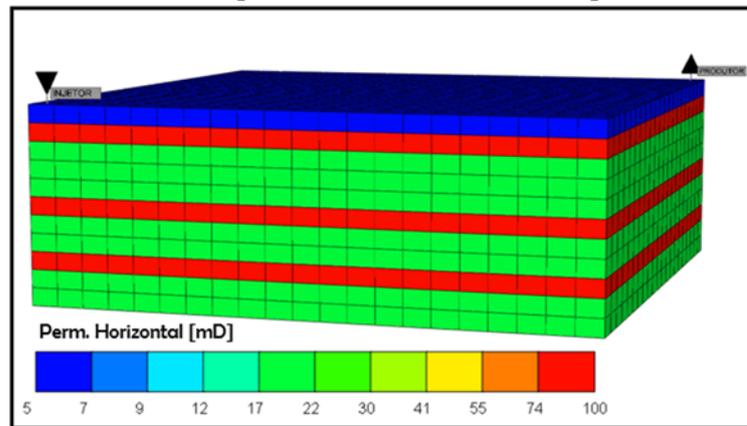
4.3.2 Validação

O problema 4 do trabalho de Dean et al., (2006) foi utilizado para validação e comparação das quatro formulações de acoplamento. Trata-se de um caso sintético, cujo reservatório é retangular e possui dimensões de 384 m x 384 m x 67 m e *grid* de simulação com 4851 células. A porosidade inicial é constante e igual a 30%, a permeabilidade horizontal é variável na direção vertical, conforme ilustrado na Figura 41. A permeabilidade vertical é 10% da horizontal. Apresenta dois poços verticais, sendo um produtor e o outro injetor de água, em arranjo ¼ de *five-spot*. O óleo saturado apresenta °API igual 25,7, razão de solubilidade¹⁷ inicial igual a 93,5 sm³/sm³ e pressão de saturação¹⁸ igual a 20,7 MPa (DEAN et al., 2006).

O problema mecânico é resolvido apenas no reservatório, não há adição das rochas adjacentes, sob condição de contorno de deformação uniaxial. O reservatório possui módulo de elasticidade igual a 345 MPa e coeficiente de Poisson igual a 0,35. Mais detalhes sobre esse caso podem ser encontrados em Dean et al., (2006).

¹⁷ É o volume de gás dissolvido na fase óleo dividido pelo volume de óleo, ambos medidos nas condições padrão.
¹⁸ É a pressão, a uma dada temperatura, em que surge a primeira bolha de gás na mistura líquida.

Figura 41 – Distribuição de permeabilidade horizontal do problema de validação.

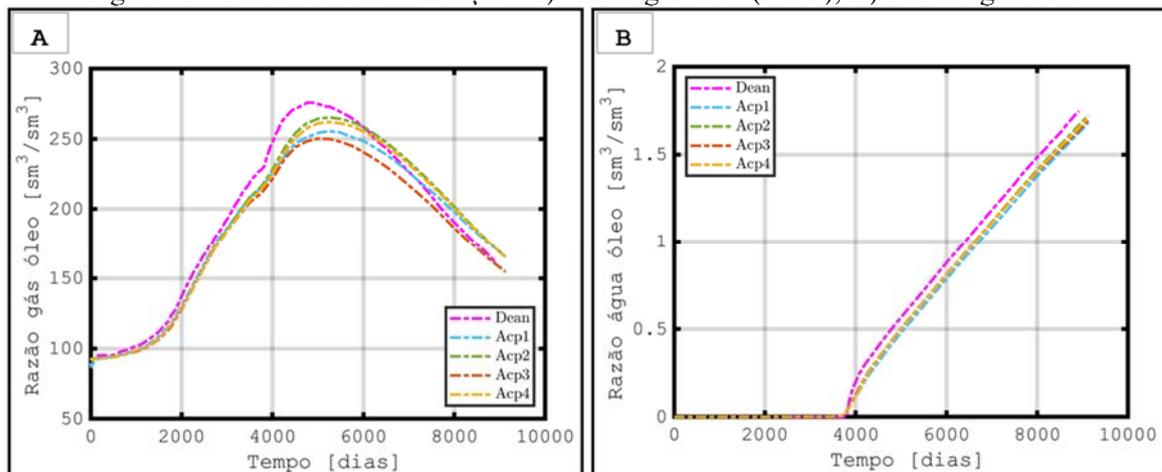


Fonte: A autora (2024).

A Figura 42 ilustra as razões entre as produções de gás e óleo, e entre as produções de água e óleo. Foram encontrados valores similares entre as formulações explícitas avaliadas e a solução totalmente acoplada disponível em Dean et al., (2006).

No entanto, podemos observar a influência da formulação de acoplamento na produção do gás livre (Figura 42A), já que a distância entre as curvas aumenta para condições abaixo da pressão de saturação (aproximadamente após 700 dias).

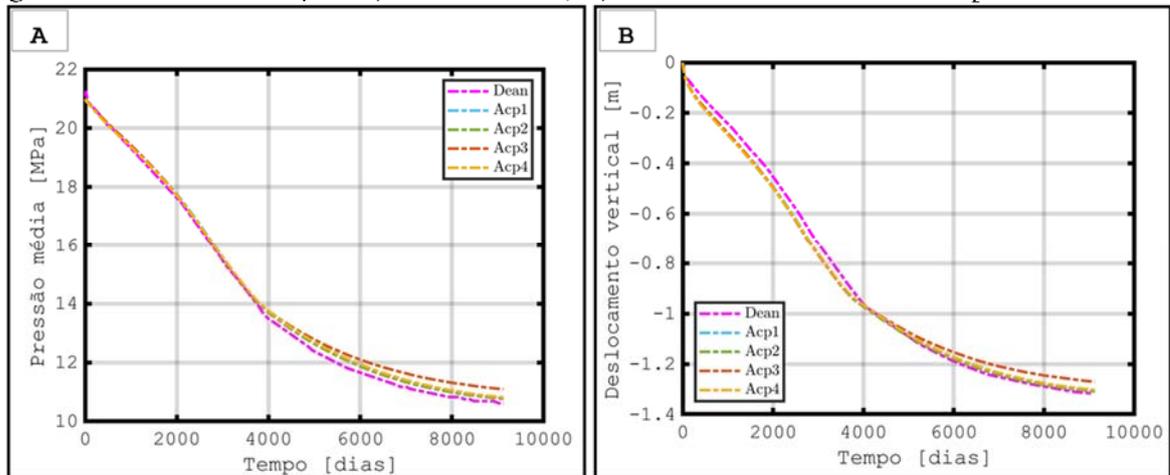
Figura 42 - Resultados da validação: A) Razão gás-óleo (RGO); B) Razão água-óleo.



Fonte: A autora (2024).

O comportamento da pressão média e o deslocamento vertical no centro do topo do reservatório ao longo do tempo também foi próximo entre todas as formulações, assim como da solução de referência, conforme ilustrado na Figura 43.

Figura 43 - Caso de validação: A) Pressão Média; B) Deslocamento no centro do topo do reservatório.



Fonte: A autora (2024).

Na Figura 43A, o momento em que o distanciamento entre as formulações começa a aumentar (aproximadamente 4000 dias) é justamente onde aumenta a diferença das curvas de RGO, principalmente entre a solução de referência e a formulação 3.

Assim, foram encontradas algumas diferenças nos parâmetros avaliados, visto que a forma em que a deformação do reservatório é quantificada na simulação de fluxo em cada uma das formulações de acoplamento é diferente. Observa-se que essa diferença entre as formulações foi maior em condições abaixo da pressão de saturação do fluido.

4.3.3 Resultados: Campo de Namorado

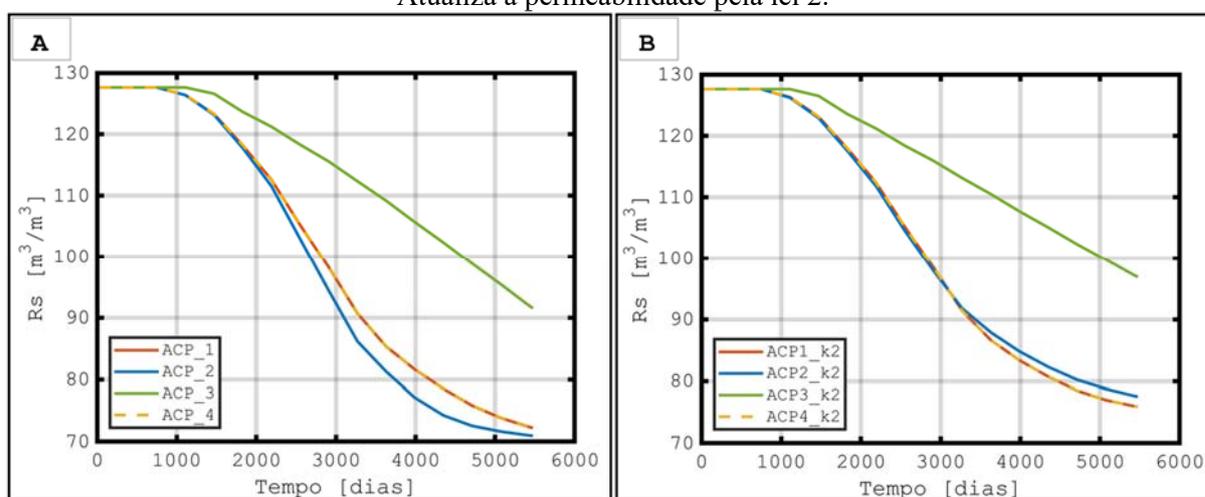
Os resultados desta seção avaliam o efeito das equações utilizadas para calcular a compressibilidade dos poros, a porosidade e a permeabilidade. Foram utilizados 16 passos de tempo de acoplamento, com malhas de fluxo e mecânica coincidentes. Os resultados são apresentados em termos das quatro formulações de acoplamento descritas na Tabela 5. Por exemplo, ACPI significa atualização da porosidade e compressibilidade dos poros pelas equações da formulação 1, mas não há atualização da permeabilidade. ACPI_k1 a permeabilidade é atualizada pela Lei 1 e ACPI_k2 a permeabilidade é atualizada pela Lei 2.

Conforme já detalhado na seção 4.1, as condições de escoamento simuladas foram de óleo subsaturado sob regime de recuperação primária. Assim, os mecanismos de produção atuantes são os de expansão do fluido e contração do volume poroso.

Sabemos que, quando a pressão de saturação (ou de bolha) é atingida, inicia-se o processo de liberação do gás dissolvido no óleo. A presença de gás livre nas condições de reservatório altera significativamente a compressibilidade total do meio. Além disso, o aumento da saturação de gás livre diminui a permeabilidade relativa ao óleo (Figura 20 A) além de tornar o óleo remanescente mais viscoso, diminuindo assim a sua mobilidade.

Na Figura 44 é ilustrada a razão de solubilidade média do óleo para todas as formulações de acoplamento, e também atualizando ou não a permeabilidade.

Figura 44 – Variação da razão de solubilidade média do óleo: A) Não atualiza a permeabilidade; B) Atualiza a permeabilidade pela lei 2.



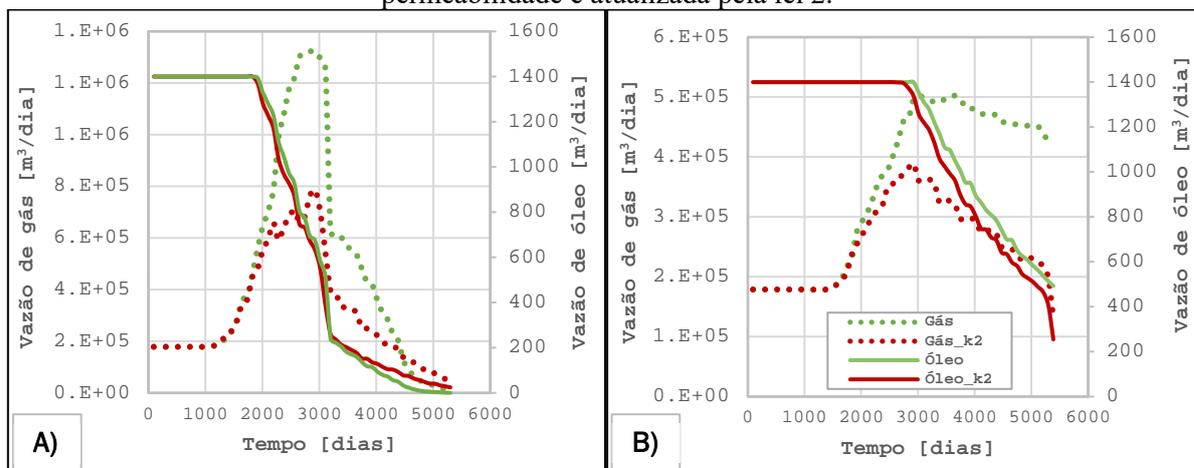
Fonte: A autora (2024).

É possível observar na Figura 44 que há diferença entre atualizar ou não a permeabilidade na simulação de fluxo para o processo de liberação do gás, já que esse processo é função da variação da pressão do reservatório.

Para as formulações 1, 2, e 4, após aproximadamente 900 dias de simulação, o conteúdo de gás dissolvido no óleo começa a diminuir, indicando que a pressão do reservatório alcançou a pressão de saturação do fluido. Já para a formulação 3, esse processo só se inicia aproximadamente após 1200 dias, liberando menos gás que as demais formulações ao final do tempo simulado. Será discutido a seguir o impacto do volume de gás liberado ser diferente em função da forma como os parâmetros de acoplamento são atualizados na simulação de fluxo.

A Figura 45 compara os resultados das simulações acopladas com e sem atualização da permeabilidade para as formulações de acoplamento 2 e 3 (atualizam a porosidade e a permeabilidade pela mesma lei, mas a compressibilidade dos poros é calculada de forma diferente). Podemos observar uma queda brusca da vazão de produção de óleo no poço P02, em virtude do aumento da vazão de produção de gás.

Figura 45- Vazões de produção para o poço P-02 em condições de superfície: A) ACP2; B) ACP3. A permeabilidade é atualizada pela lei 2.



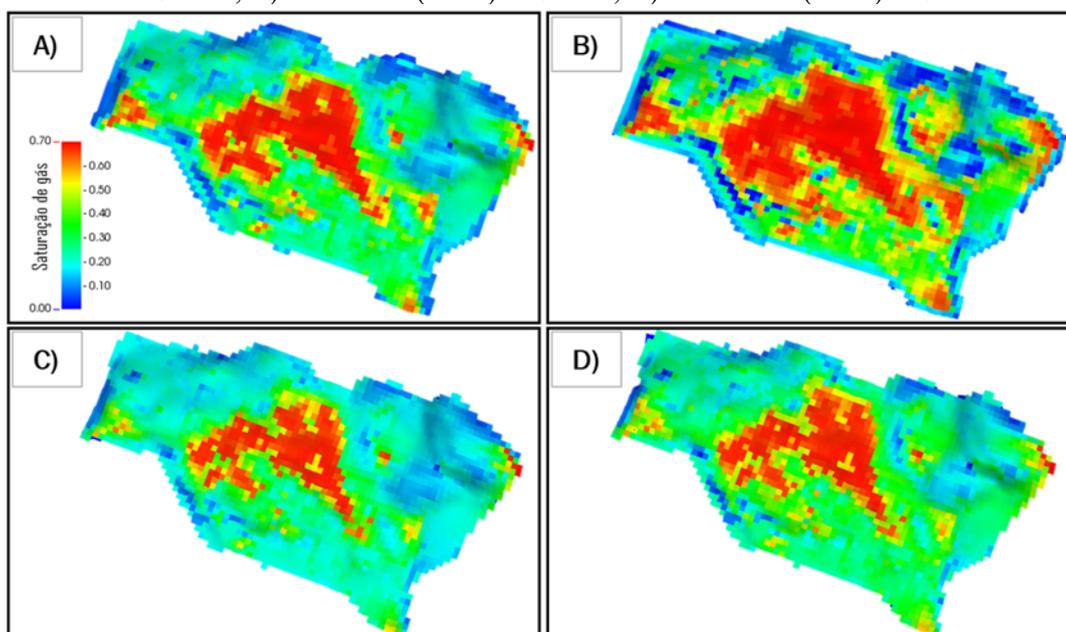
Fonte: A autora (2024).

Observa-se ainda que a atualização da permeabilidade afetou as vazões de produção do poço P-02, principalmente a vazão de gás. Ocorreu uma diminuição da vazão de produção do gás, que por sua vez, influenciou na taxa de declínio da pressão do reservatório. Conforme ilustrado na Figura 44B, o volume de gás que permaneceu dissolvido no óleo foi maior em função da atualização da permeabilidade na simulação. Comparando as vazões de produção é possível observar que a formulação 3 (Figura 45 B) previu maior produção de óleo e menor produção de gás quando comparada à formulação 2 (Figura 45 A).

A permeabilidade absoluta do reservatório foi reduzida em função da compactação do meio poroso, reduzindo também, consequentemente, a permeabilidade efetiva¹⁹ do gás livre. Esse efeito pode ter favorecido a permanência do gás liberado no reservatório por mais tempo, sendo benéfico para a pressão do reservatório. Conforme pode ser observado na Figura 46, ocorreu a formação de uma “capa de gás” no topo do reservatório, sendo menor para a simulação com atualização da permeabilidade.

¹⁹ É a permeabilidade do meio poroso para um determinado fluido na presença de outros fluidos.

Figura 46 - Saturação de gás no topo do reservatório (ACP.2): A) Sem atualizar k – após 10 anos; B) Sem atualizar k - 15 anos; C) Atualiza k (Lei 2) - 10 anos; D) Atualiza K (Lei 2) - 15 anos



Fonte: A autora (2024).

A atualização da permeabilidade na simulação de fluxo interferiu no escoamento do gás, que por sua compressibilidade e mobilidade mostrou-se importante para a produção do óleo, já que não foi empregado nenhum método de recuperação suplementar. Para todas as formulações de acoplamento avaliadas, os casos em que a permeabilidade foi atualizada obtiveram menores variações da pressão média (em relação à pressão inicial) ao final da simulação (Tabela 7).

Os resultados dispostos na Tabela 7 foram próximos entre as formulações de acoplamento 1 e 4, mostrando pouca influência de atualizar também a porosidade nos passos de tempo de acoplamento (no ACP1 só é atualizada a compressibilidade dos poros e/ou permeabilidade).

No entanto, os resultados diferem significativamente em relação as formulações 2 e 3. A formulação de acoplamento 3 apresentou a menor variação da pressão média, mesmo prevendo uma produção de aproximadamente duas vezes mais óleo do que as demais formulações. Assim, a forma que a compressibilidade dos poros foi calculada influenciou consideravelmente nos resultados da simulação de fluxo.

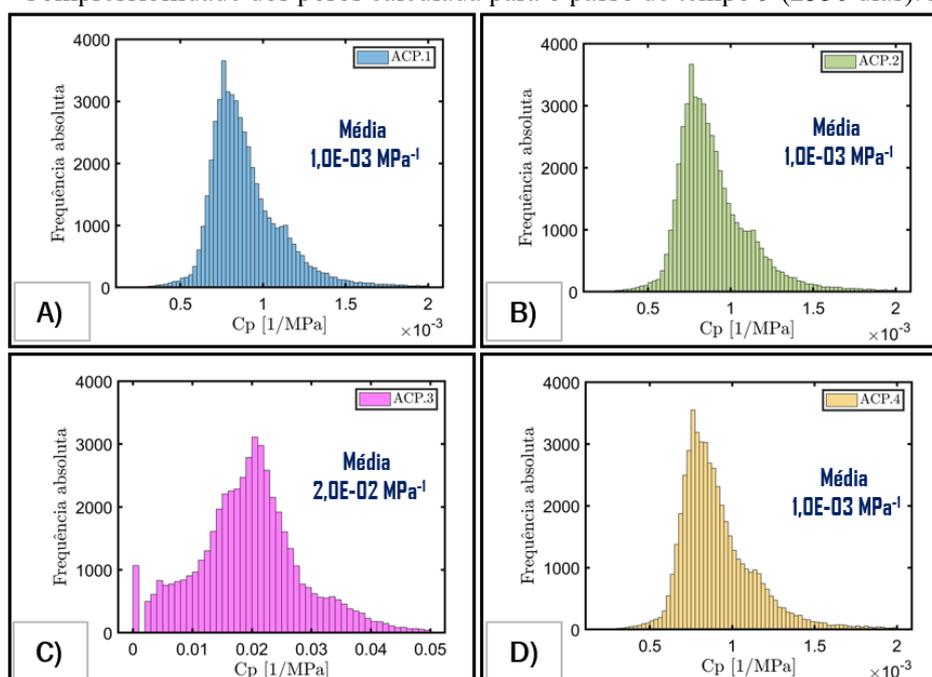
Tabela 7 – Comparação dos resultados das diferentes formulações ao final de 15 anos de simulação

Formulação ϕ e c_p	Lei de permeabilidade	Varição da pressão média [%]	Varição do volume poroso [%]	Produção acumulada de óleo [10^6 m ³]	Produção acumulada de gás [10^{10} m ³]
ACP1	-	-75,30	-2,16	48,10	2,63
	k1	-72,60	-2,08	47,40	2,60
	k2	-72,60	-2,08	47,40	2,60
ACP2	-	-72,00	-36,40	41,40	2,10
	k1	-67,60	-36,50	40,50	2,05
	k2	-65,70	-35,00	43,20	1,91
ACP3	-	-56,10	-20,60	92,70	2,17
	k1	-53,70	-20,60	91,80	2,15
	k2	-50,00	-19,30	87,90	1,91
ACP4	-	-75,30	-2,14	48,20	2,63
	k1	-72,60	-2,06	47,40	2,60
	k2	-72,60	-2,13	47,40	2,59
Meio poroso incompressível		-76,72	0,00	42,70	2,62

Fonte: A autora (2024).

A Figura 47 apresenta o histograma da compressibilidade dos poros calculada para cada uma das formulações de acoplamento avaliadas. Os valores de compressibilidade dos poros calculados na formulação 3 foram maiores do que os das demais formulações.

Figura 47 - Compressibilidade dos poros calculada para o passo de tempo 9 (2550 dias). Atualiza k -Lei 2.

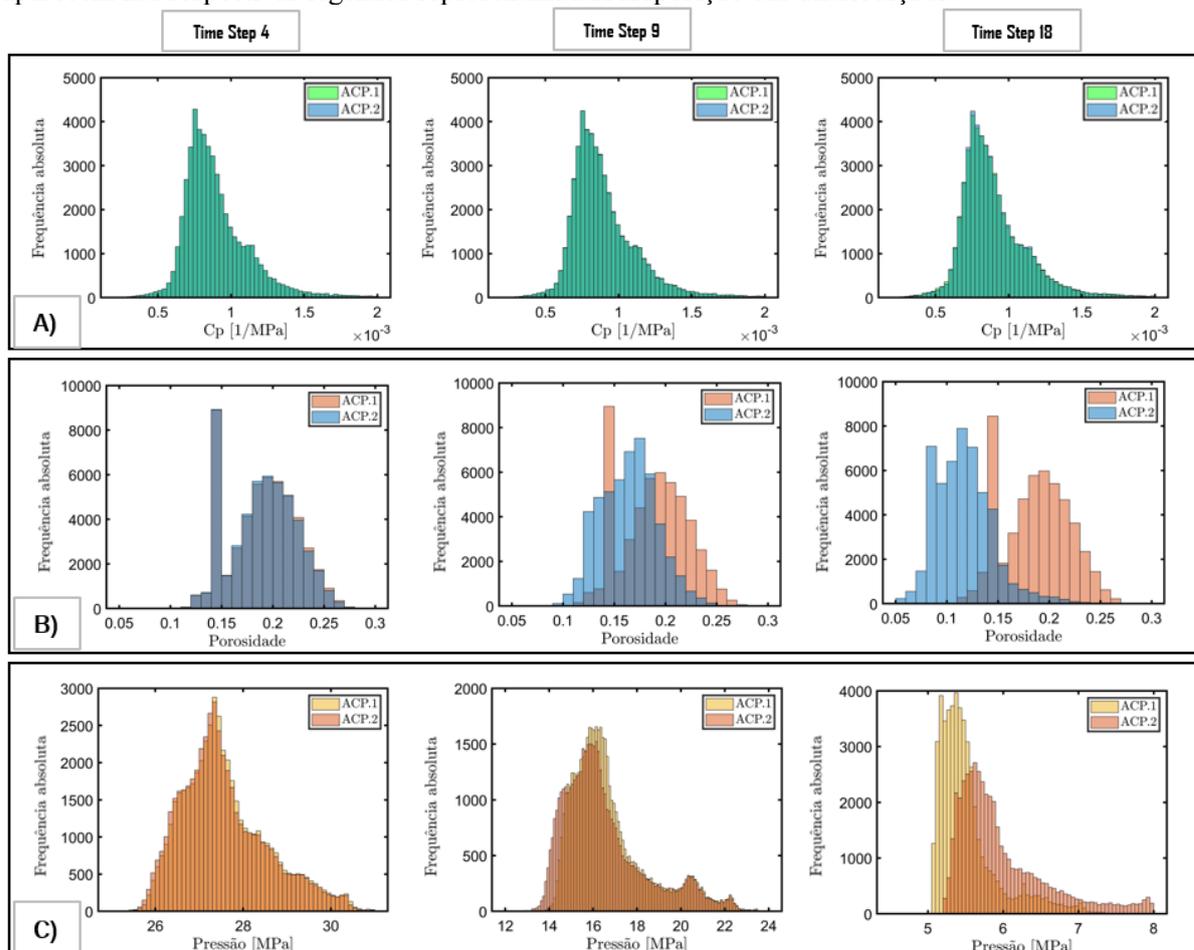


Fonte: A autora (2024).

A Figura 48 mostra a comparação das distribuições de porosidade, compressibilidade dos poros e da pressão do reservatório para as formulações 1 e 2 em passos de tempo de acoplamento específicos (750 dias, 2550 dias e 5475 dias, respectivamente).

No tempo de 750 dias (*time step* 4), as distribuições de porosidade das duas formulações são bem próximas, pois a pressão do reservatório (Figura 48 C) ainda se encontra acima da pressão de saturação do óleo, conseqüentemente, o termo da compressibilidade do fluido na equação de porosidade tem pouca influência. Nos tempos seguintes, apesar da redução da porosidade na formulação 2 ter sido maior (Figura 48 B), as distribuições de compressibilidade dos poros praticamente se sobrepõem (Figura 48 A).

Figura 48 - Comparação entre os resultados dos acoplamentos 1 e 2 para 3 *time steps* (Atualiza k – Lei 2): A) Compressibilidade dos poros; B) Porosidade; C) Pressão do reservatório. As cores que não aparecem nas respectivas legendas representam a sobreposição das distribuições.



Fonte: A autora (2024).

Assim, na formulação 2 o efeito da redução expressiva da porosidade (Figura 48 B) não foi observado na produção de óleo (Tabela 7) provavelmente devido a forma como à

compressibilidade dos poros foi calculada. Nessa formulação, a porosidade e a compressibilidade dos poros são calculadas por equações que representam efeitos distintos: enquanto a porosidade é função da deformação volumétrica e da compressibilidade do fluido, a compressibilidade dos poros é só função da deformação volumétrica.

Ainda podemos destacar que o formato das distribuições de compressibilidade dos poros foi semelhante para os 3 passos de tempo ilustrados, mostrando que essa propriedade variou pouco ao longo do tempo.

Quando a permeabilidade absoluta também é atualizada na simulação, e principalmente quando é calculada em função da porosidade, a escolha do conjunto de leis para atualização dos parâmetros de acoplamento deve ser ainda mais cautelosa.

Como a variação do volume poroso nas formulações 1 e 4 foi pequena, em média uma redução de apenas 2%, não foram observadas diferenças significativas entre as duas leis de permeabilidade estudadas. No entanto, para a formulação 2 os resultados foram bem distintos em função da lei de permeabilidade adotada, conforme indicado na Tabela 8.

Tabela 8 - Redução da média da permeabilidade horizontal ao final da simulação

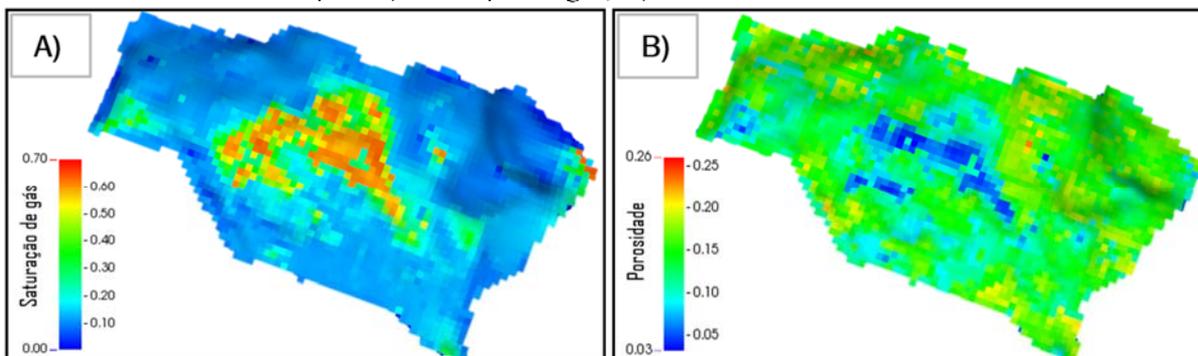
CASO	Redução média da permeabilidade horizontal
ACP 1 – Lei 1	6,03 %
ACP 1 – Lei 2	6,08 %
ACP 2 – Lei 1	6,27 %
ACP 2 – Lei 2	75,42 %

Fonte: A autora (2024).

Outro ponto importante é a comparação das formulações 3 e 4. Os resultados ilustrados na Tabela 7 foram distintos em virtude da forma em que a porosidade foi calculada, e conseqüentemente da compressibilidade dos poros. Considerar o efeito da compressibilidade dos fluidos sobre a porosidade tem impactos significativos quando se trata do escoamento de óleo leve, fazendo com que a formulação 3 se distanciasse bastante das demais. Nas regiões de maior saturação de gás (Figura 49 A) a porosidade reduziu significativamente, conforme ilustrado na Figura 49 B, em função da compressibilidade do gás (

Figura 39) ser maior do que a do óleo, e a compressibilidade do fluido ser um dos termos da equação utilizada para atualizar a porosidade (Tabela 5).

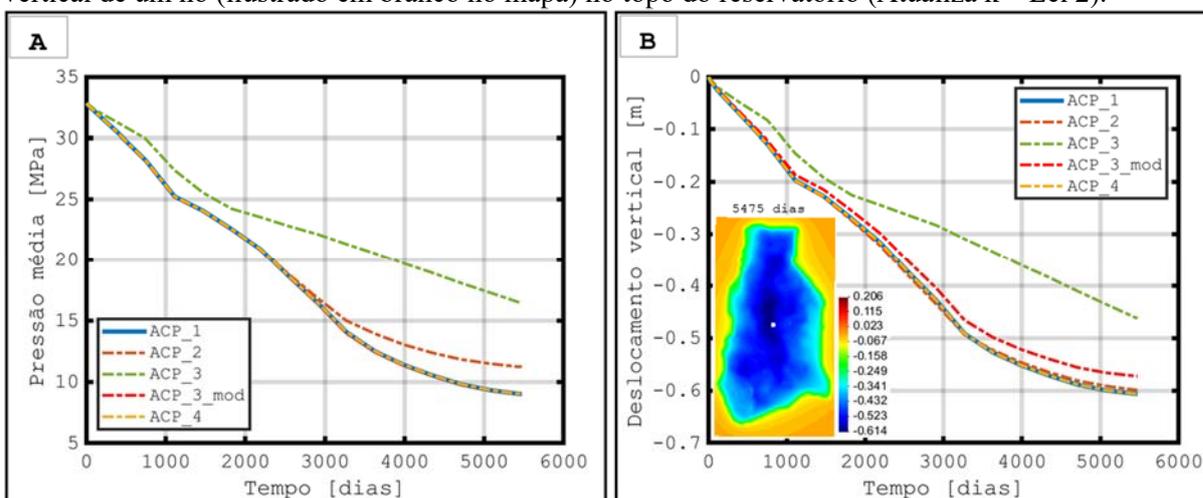
Figura 49 - Resultados da formulação de acoplamento 3 (Atualiza k - Lei 2) no topo do reservatório ao final de 15 anos de simulação: A) Saturação de gás; B) Porosidade.



Fonte: A autora (2024).

Por fim, a Figura 50 ilustra a comparação da formulação de acoplamento 3, considerando (ACP3) e desconsiderando (ACP3_mod) a compressibilidade do fluido no cálculo da porosidade, com as demais formulações de acoplamento. Observa-se que a formulação 3 é bastante sensível à compressibilidade do fluido, já que desconsiderando-a, os resultados foram bem próximos dos das demais formulações.

Figura 50 - Comparação entre as formulações de acoplamento: A) Pressão média; B) Deslocamento vertical de um nó (ilustrado em branco no mapa) no topo do reservatório (Atualiza k – Lei 2).



Fonte: A autora (2024).

4.3.4 Conclusões

O acoplamento geomecânico na simulação de fluxo interferiu no escoamento do gás, que por sua compressibilidade e mobilidade mostrou considerável influência na taxa de declínio da pressão do reservatório, e consequentemente na produção do óleo.

As previsões de produção através das simulações parcialmente acopladas *two-way* podem ser bem diferentes de acordo com a forma que os parâmetros de acoplamento são atualizados. Os resultados indicaram que a compressibilidade dos poros é um importante parâmetro de acoplamento na simulação de fluxo para a previsão da variação da pressão do reservatório. Apesar das formulações 2 e 3 atualizarem a porosidade pela mesma lei, os resultados das simulações acopladas foram bem diferentes em virtude da forma em que a compressibilidade dos poros foi calculada.

Tais resultados sugerem que as leis para atualização da porosidade e da compressibilidade dos poros devem estar alinhadas. A compressibilidade dos poros deve “representar” a variação da porosidade calculada pela resposta mecânica do reservatório.

A formulação 3 apresentou um resultado bastante otimista da compactação do reservatório para a produção do mesmo, indicando que para o escoamento em condições abaixo da pressão de saturação considerar o termo de compressibilidade do fluido na equação de atualização da porosidade pode superestimar a variação da mesma.

Os resultados encontrados estão de acordo com os de Espinoza, (1983), que através de uma série de simulações utilizando dados de reservatórios hipotéticos observou uma forte dependência dos volumes injetados e produzidos, com a formulação escolhida para compactação.

Quando não se tem uma solução de referência (solução totalmente acoplada), a escolha do melhor conjunto de leis para atualizar os parâmetros de acoplamento pode ser guiada pelo processo de ajuste do modelo de simulação ao histórico de produção.

Ou ainda, a melhor forma para reduzir as incertezas em relação à forma em que as variáveis de acoplamento são calculadas seria realizar ensaios laboratoriais, com a rocha do reservatório em estudo, para identificar as leis que descrevem a variação dos parâmetros petrofísicos em relação à deformação.

4.4 FREQUÊNCIA DE ACOPLAMENTO DO ESQUEMA TWO-WAY

Os resultados desta seção mostram o efeito da frequência em que os cálculos mecânicos foram realizados, uma vez que tem grande influência no tempo global de execução das simulações acopladas. As análises foram realizadas durante quinze anos de simulação sob regime de recuperação primária, com um total de 32 poços produtores verticais (Figura 18), os quais apresentam cronograma de abertura de 4 poços a cada dois anos. A atualização da porosidade e compressibilidade dos poros foi realizada pelas equações da formulação 4

(Tabela 5), enquanto a permeabilidade foi atualizada pela Lei 2 (Tabela 6). Foram definidas frequências de acoplamento iguais a 6, 12 e, 24 meses e também com a frequência de acoplamento sendo definida dinamicamente em função da variação do volume poroso.

A flexibilidade das técnicas de acoplamento parcial explícito permite não apenas diferentes discretizações para as malhas de fluxo e mecânica, mas também diferentes passos de tempo para a solução de cada um dos fenômenos físicos.

A frequência do acoplamento entre os problemas de fluxo e mecânico, ou seja, a quantidade de vezes em que o problema mecânico é resolvido, tem grande impacto no tempo de execução das simulações acopladas *two-way*. Sendo assim, é um parâmetro muito importante para o custo computacional, mas também em relação à quantificação do efeito das deformações sobre as propriedades do reservatório e, conseqüentemente, sobre o fluxo.

Quanto maior for a frequência de acoplamento, maior o tempo de execução da simulação acoplada. No entanto, uma elevada frequência de acoplamento pode não representar diferenças significativas nos resultados, a depender da variação temporal dos parâmetros de acoplamento. Assim, análises de sensibilidade foram realizadas para avaliar a influência dos passos de acoplamento nos resultados das simulações.

Foram avaliadas frequências de acoplamento iguais a 6, 12 e 24 meses, assim como pela definição dos passos de tempo em que o problema mecânico será resolvido como função da variação do volume poroso. Foi quantificado o impacto nas previsões da produção acumulada de óleo e gás, assim como na pressão média e na variação do volume poroso.

Os resultados das análises acopladas foram comparados com os da simulação de fluxo, a qual utiliza um valor constante de compressibilidade dos poros ao longo do tempo que é utilizado internamente pelo simulador Imex[®] para atualizar a porosidade segundo a Eq. (3.14).

Os valores de compressibilidade dos poros da simulação de fluxo foram calculados utilizando a Eq. (2.30), uma vez que os resultados obtidos por Falcão (2013) sugerem que a forma mais coerente para o cálculo da compressibilidade a ser utilizada nas simulações de fluxo é através da trajetória edométrica.

As condições de operação dos poços foram: vazão de produção máxima de óleo (por poço) de 1400 m³/dia e pressão mínima de superfície de 1470 KPa, conforme já detalhado anteriormente.

4.4.1 Resultados

Na Tabela 9 é ilustrada a comparação dos resultados das diferentes frequências de acoplamento e da simulação de fluxo (compressibilidade dos poros constante e meio poroso incompressível). Comparando a simulação acoplada com a simulação para meio poroso incompressível foi observada uma diferença de 12 % na previsão da produção acumulada de óleo, mostrando a importância do mecanismo de compactação para a produção do reservatório. Quando a simulação acoplada é comparada com a simulação de fluxo com compressibilidade dos poros constante, essa diferença foi de 3,5 %, que representa aproximadamente 1,64 milhões sm^3 de óleo.

É possível ainda notar na Tabela 9 uma diferença insignificante entre os resultados, indicando que para as condições simuladas há pequena influência da frequência de acoplamento nas produções acumuladas de óleo e gás.

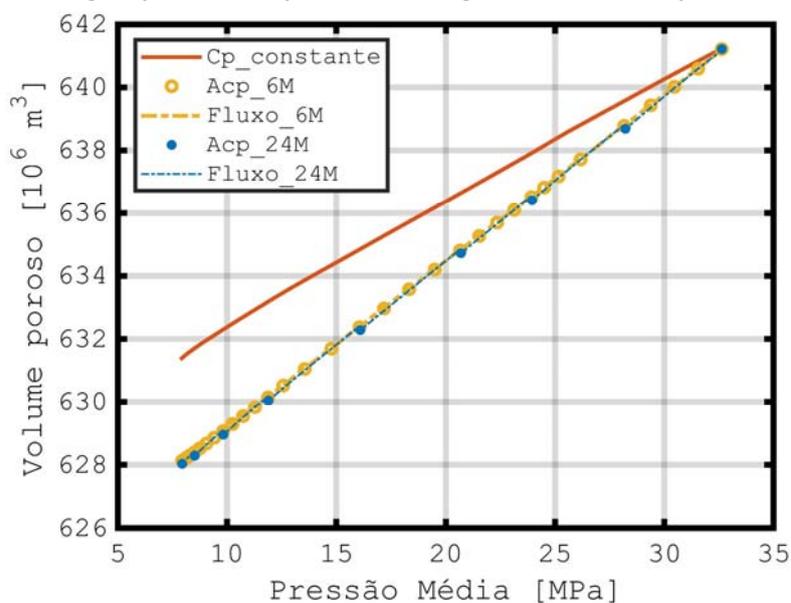
Tabela 9 – Comparação dos resultados das diferentes frequências de acoplamento com a simulação de fluxo (c_p constante e meio poroso incompressível) após 5790 dias de simulação.

Passos de tempo de acoplamento	Produção acumulada de óleo [10^6 sm^3]	Produção acumulada de gás [10^9 sm^3]
32 time steps (6 meses)	48,00	26,65
16 time steps (12 meses)	48,03	26,65
8 time steps (24 meses)	48,09	26,67
Sim. Fluxo: C_p constante	46,36	26,57
Sim. Fluxo: Incompressível	42,70	26,42

Fonte: A autora (2024).

Na Figura 51 podemos comparar a variação do volume poroso em função da pressão média para as simulações de fluxo e a acoplada. Os círculos representam os passos de tempo de acoplamento (ou seja, quando o problema mecânico foi resolvido), enquanto as linhas pontilhadas representam os valores de todos os passos de tempo de fluxo.

Figura 51 – Comparação da variação do volume poroso das simulações de fluxo e acoplada.



Fonte: A autora (2024).

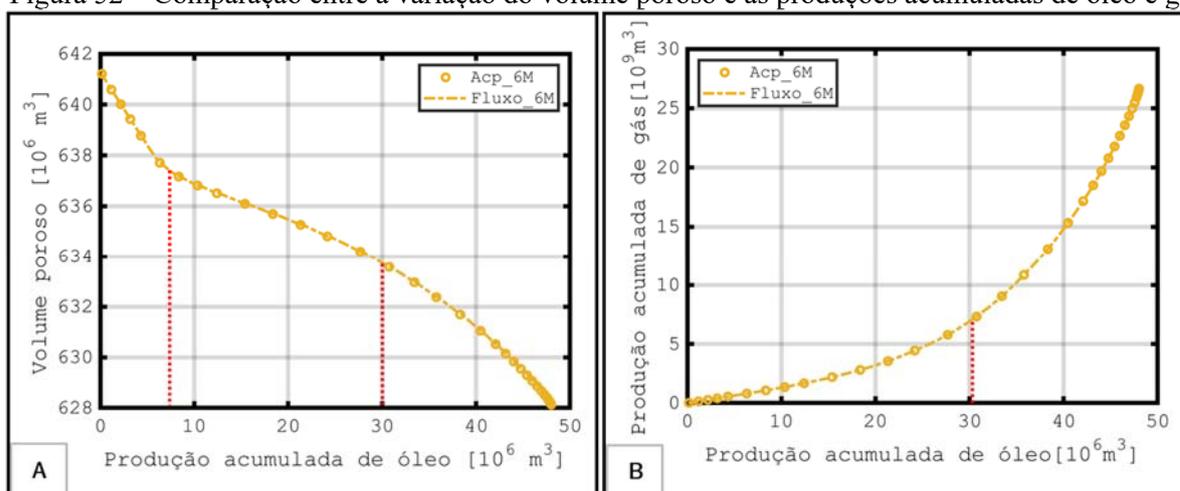
Para o cenário 24M, o volume poroso entre dois passos de tempo de acoplamento é bem representado pelos cálculos do simulador de fluxo com o valor da compressibilidade dos poros calculado na última vez em que o problema mecânico foi resolvido.

Além disso, a diferença entre o esquema acoplado e a simulação de fluxo aumenta em função da produção, com uma maior redução do volume poroso na simulação acoplada em função da quantificação da deformação do meio ao longo do tempo.

Na Figura 52A, as barras verticais vermelhas indicam 3 intervalos distintos da redução do volume poroso em função da produção acumulada de óleo, sendo aproximadamente iguais a $-0,52 \text{ m}^3/\text{m}^3$, $-0,16 \text{ m}^3/\text{m}^3$, $-0,32 \text{ m}^3/\text{m}^3$, respectivamente.

Uma hipótese bastante empregada nos balanços de massa de óleo subsaturado é que a compressibilidade do meio poroso pode ser desconsiderada quando a pressão de saturação do fluido é atingida. No entanto, comparando a Figura 52 A e B observamos que quando a produção de gás começa a aumentar acentuadamente (após a produção de 30 milhões m^3 de óleo), ocorreu também o aumento na redução do volume poroso em função da produção de óleo, mostrando a importância da quantificação desse efeito através da simulação acoplada.

Figura 52 – Comparação entre a variação do volume poroso e as produções acumuladas de óleo e gás

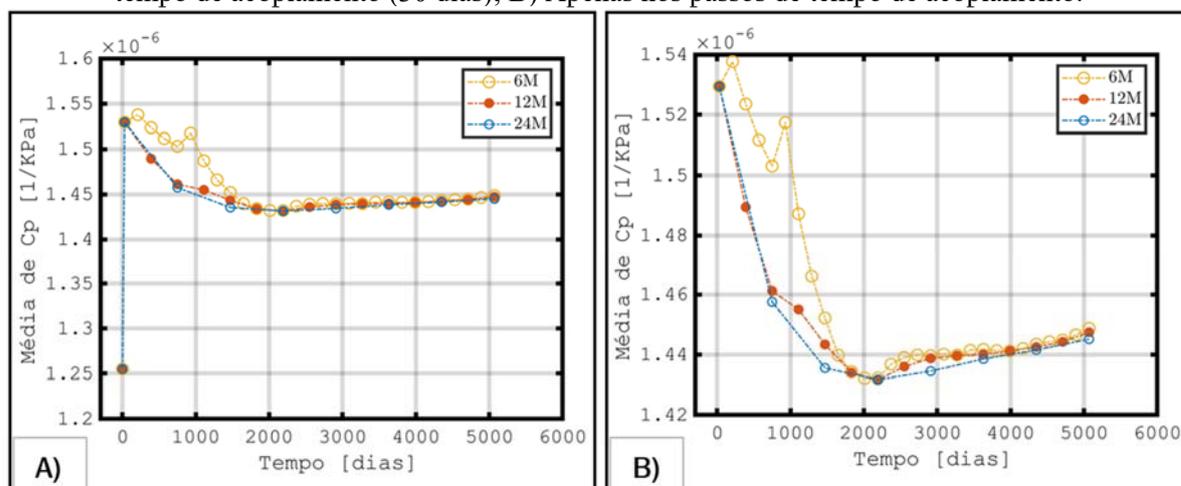


Fonte: A autora (2024).

A compressibilidade dos poros é o parâmetro do problema de fluxo responsável pela compatibilidade entre a porosidade calculada após a solução do problema mecânico (Eq. 2.42), e a porosidade calculada durante a solução do problema de fluxo (Eq. 3.14) entre dois passos de tempo de acoplamento. Já que, nos passos de tempo de acoplamento, a porosidade de fluxo é igual a porosidade mecânica. Sendo assim a variação da compressibilidade dos poros ao longo do tempo é de grande influência na definição da frequência de acoplamento.

A Figura 53 ilustra a média da compressibilidade dos poros nos passos de tempo de acoplamento com frequências de 6, 12 e 24 meses. O primeiro valor médio, que foi igual a $1,25\text{E-}06 \text{ KPa}^{-1}$ na Figura 53 A, corresponde à estimativa inicial calculada pela Eq. (2.30). Logo após 30 dias de produção foi executado o 1º passo de tempo de acoplamento e a compressibilidade dos poros passou então a ser calculada de acordo com a variação da pressão e da deformação volumétrica do meio poroso (Figura 53 B). Observa-se que as maiores variações ocorreram nos primeiros 2000 dias de simulação. Ainda que observemos diferenças desses valores de compressibilidade média em função da frequência de acoplamento, essas diferenças são da ordem de 10^{-8} , não sendo suficientes para impactar significativamente a produção, conforme observado na Tabela 9.

Figura 53 - Média da compressibilidade dos poros: A) Incluindo a estimativa antes do 1º passo de tempo de acoplamento (30 dias); B) Apenas nos passos de tempo de acoplamento.

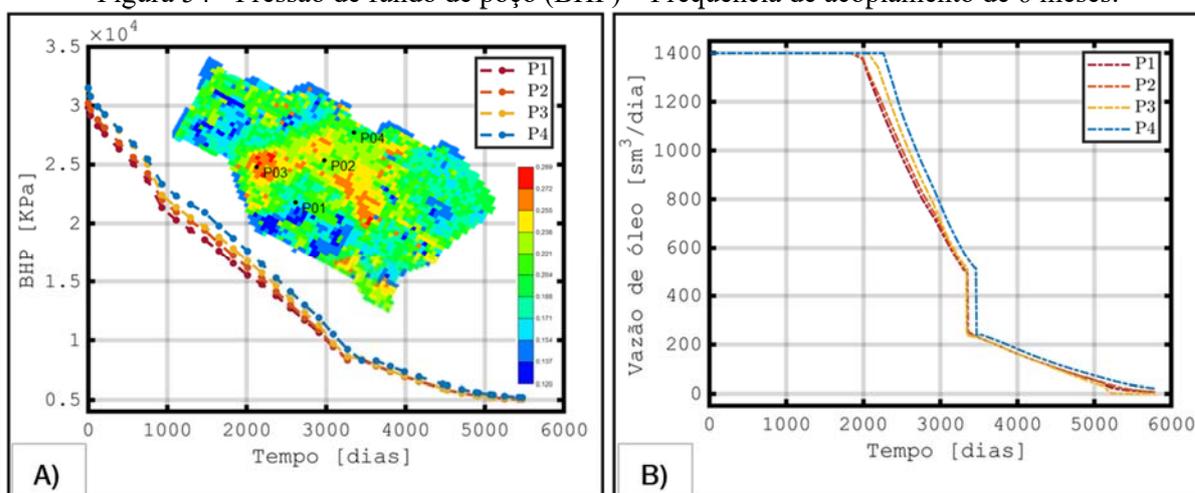


Fonte: A autora (2024).

A Figura 54 ilustra a variação da pressão de fundo para alguns dos poços. Na Figura 54 A é possível distinguir 3 comportamentos distintos da pressão para os poços P1, P2, P3 e P4: entre 0 e 900 dias, entre 900 e 3000 dias, entre 3000 e 6000 dias. Até aproximadamente 900 dias, as condições de produção se encontravam acima da pressão de bolha e, a partir de 3000 dias, foi observada uma redução da taxa de declínio da pressão de fundo dos poços, consequentemente reduzindo drasticamente as vazões de produção (Figura 54 B).

Comportamento semelhante foi observado para os demais poços, no entanto devido ao cronograma de abertura ter sido de 4 poços a cada 2 anos, os poços de P5 a P32 iniciaram sua operação em condições muito próximas ou abaixo da pressão de bolha (24,3 MPa).

Figura 54 - Pressão de fundo de poço (BHP) – Frequência de acoplamento de 6 meses.



Fonte: A autora (2024).

Assim, comparando a variação da pressão de fundo nos poços (Figura 54 A) e as vazões de produção (Figura 54 B) com os valores médios de compressibilidade dos poros (Figura 53), podemos justificar a pequena variação deste último após aproximadamente 3000 dias.

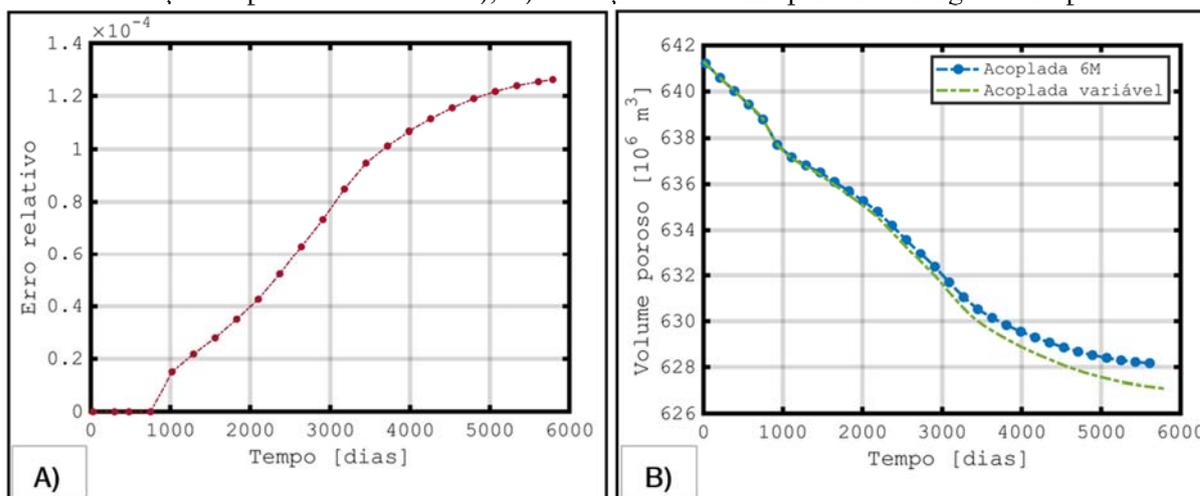
Utilizando o algoritmo implementado para a definição da frequência de acoplamento, em função da variação do volume poroso, foi definido que após 30 e 300 dias de produção o problema mecânico seria resolvido para que o erro relativo do acoplamento pudesse ser estimado através da aplicação da Eq. (3.23) nos demais passos de tempo.

Adotando este algoritmo para definição da frequência de acoplamento, o problema mecânico foi resolvido apenas 4 vezes ao longo da execução da simulação acoplada. O erro relativo da estimativa do volume poroso (que deveria ser determinado pela solução do problema mecânico) é ilustrado na Figura 55 A, o qual possui valor zero nos tempos que o acoplamento foi realizado. A partir de 750 dias de simulação, o erro apresenta comportamento crescente, no entanto não ultrapassa a tolerância adotada, igual a 10^{-3} , para que um novo passo de tempo de acoplamento fosse definido.

Na Figura 55 B podemos comparar a variação do volume poroso em função do tempo quando o problema mecânico foi resolvido 32 vezes (acoplada 6M) e apenas 4 vezes (acoplada variável). No esquema de acoplamento variável, os valores de compressibilidade dos poros calculados pela solução do problema mecânico no tempo de 750 dias (último passo de tempo de acoplamento) representaram bem a variação da porosidade nos dias que se seguiram da simulação de fluxo, justificando assim o baixo erro na Figura 55 A.

Esses resultados estão de acordo com os de Falcão (2013), de que a compressibilidade dos poros é um bom parâmetro de ajuste para o regime elástico, desde que representativa da rocha e das condições de contorno do problema mecânico em questão.

Figura 55 – A) Erro relativo da estimativa do volume poroso (que deveria ser determinado pela solução do problema mecânico); B) Variação do volume poroso ao longo do tempo.



Fonte: A autora (2024).

Além disso, foi observada uma diferença de apenas 0,08% na previsão da produção acumulada de óleo, em comparação ao caso de 32 passos de acoplamento.

4.4.2 Conclusões

A partir dos casos simulados foi possível concluir que a frequência de acoplamento na simulação acoplada *two-way* é função da variação da pressão, que por sua vez é influenciada pelas condições de operação dos poços (vazões e pressões) e da compressibilidade dos fluidos. Uma vez que o modelo constitutivo utilizado foi o elástico, a deformação é proporcional à variação da pressão.

Essa relação entre a variação da pressão e a deformação também é função da profundidade do reservatório e das propriedades das rochas não só no reservatório, mas também acima do mesmo (conhecidas como *overburden*). Os valores calculados da compressibilidade dos poros pela solução do problema mecânico são superiores ao estimado para a simulação de fluxo (c_p constante), já que apesar da Eq. (2.30) considerar o módulo de elasticidade e o coeficiente de Poisson do reservatório, não considera o contexto em que o reservatório está inserido (geometria e os parâmetros mecânicos das rochas adjacentes).

Foi possível ainda observar que em virtude das alterações da pressão e vazão dos poços e, conseqüentemente, da taxa de declínio da pressão, o valor calculado da compressibilidade dos poros pode apresentar pequena variação ao longo de certos intervalos de tempo, não se justificando a utilização de elevada frequência de acoplamento.

Adotando o algoritmo para definição da frequência de acoplamento dinâmica foi necessário resolver o problema mecânico apenas 4 vezes para obter resultados muito próximos aos de casos com frequências de acoplamento maiores.

Em relação ao custo computacional, sabendo que se gastou em média 7 min²⁰ por passo de tempo de acoplamento para os casos avaliados, adotar 4 passos de tempo de acoplamento resultaria em um ganho total de aproximadamente 3,3 horas, quando comparado ao caso de 32 passos de acoplamento.

Assim, o desenvolvimento de algoritmos de verificação para definir a frequência de acoplamento de acordo com o comportamento das variáveis comuns dos problemas de fluxo e mecânico pode diminuir bastante o tempo total de execução das simulações acopladas *two-way*, e ainda garantir a acurácia das previsões de produção.

4.5 COMPARAÇÃO DOS ESQUEMAS DE PSEUDOACOPLAMENTO E TWO-WAY

As simulações de fluxo desta seção utilizam 690 tabelas de pseudoacoplamento que foram geradas a partir da simulação acoplada two-way (32 passos de tempo de acoplamento) apresentada na seção 4.4.1.

Quando a variação dos parâmetros de acoplamento é pequena ao longo do tempo, pode ser interessante utilizar o esquema de pseudoacoplamento, descrito na seção 3.2, pois apresenta um custo computacional menor do que o esquema de acoplamento *two-way*.

O uso de tabelas de multiplicadores torna possível fazer estudos adicionais por simulações de fluxo independentes sem que haja a necessidade da solução do problema mecânico. A quantidade de simulações mecânicas necessárias para construir as tabelas depende da complexidade da variação da porosidade e/ou permeabilidade com a pressão. Pettersen, (2012) destaca que as tabelas são independentes da dinâmica de produção usada durante a sua construção. Por outro lado, são diretamente dependentes das propriedades de rocha e condições de contorno mecânicas, assim como da posição dos poços, entre outros. Portanto, se essas condições forem alteradas, uma reconstrução das tabelas será necessária.

No simulador acoplado MATIMEX, a interface de acoplamento é responsável por calcular uma tabela de multiplicadores para cada célula do *grid* de fluxo. No entanto, não foi possível utilizar todas as tabelas geradas (85905 tabelas) devido a uma restrição do simulador

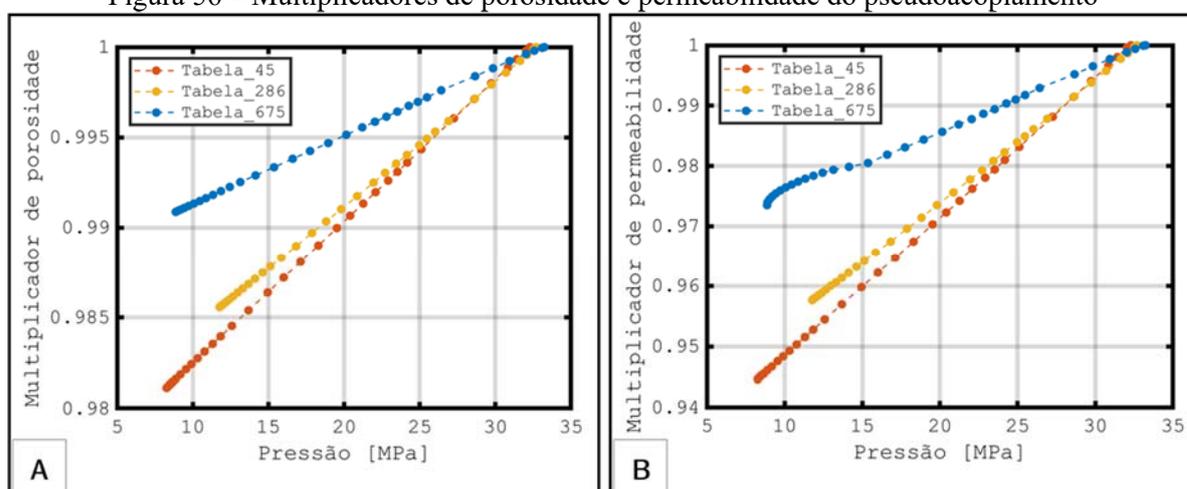
²⁰ CPU: Intel ® Core I7-8700 3.2GHZ; GPU: Nvidia Titan XP 12 GB.

de fluxo comercial utilizado. Assim, as tabelas foram definidas para regiões espaciais próximas, em que a tabela de pseudoacoplamento da região é a média aritmética dos multiplicadores das células que compõem a região.

4.5.1 Resultados

Na Figura 56 são ilustrados os multiplicadores de porosidade e permeabilidade de 3 tabelas distintas, mostrando que a variação desses parâmetros é função da localização no reservatório.

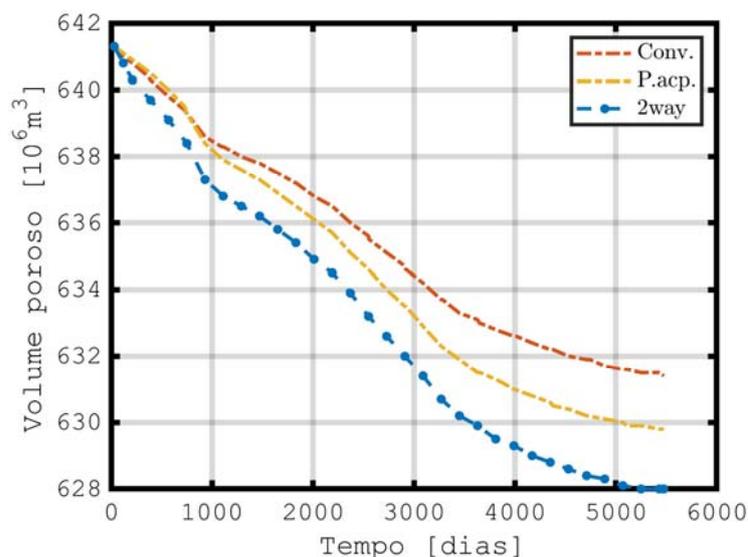
Figura 56 – Multiplicadores de porosidade e permeabilidade do pseudoacoplamento



Fonte: A autora (2024).

Na Figura 57 é feita a comparação da variação do volume poroso em função do tempo para os diferentes métodos de quantificação do comportamento mecânico do reservatório. Observou-se que apesar do pseudoacoplamento representar melhor tal efeito em relação à simulação de fluxo (c_p constante), ainda apresentou menor variação do volume poroso do que o esquema *two-way*. Tal resultado pode ser consequência da forma como o agrupamento das tabelas de pseudoacoplamento foi realizado.

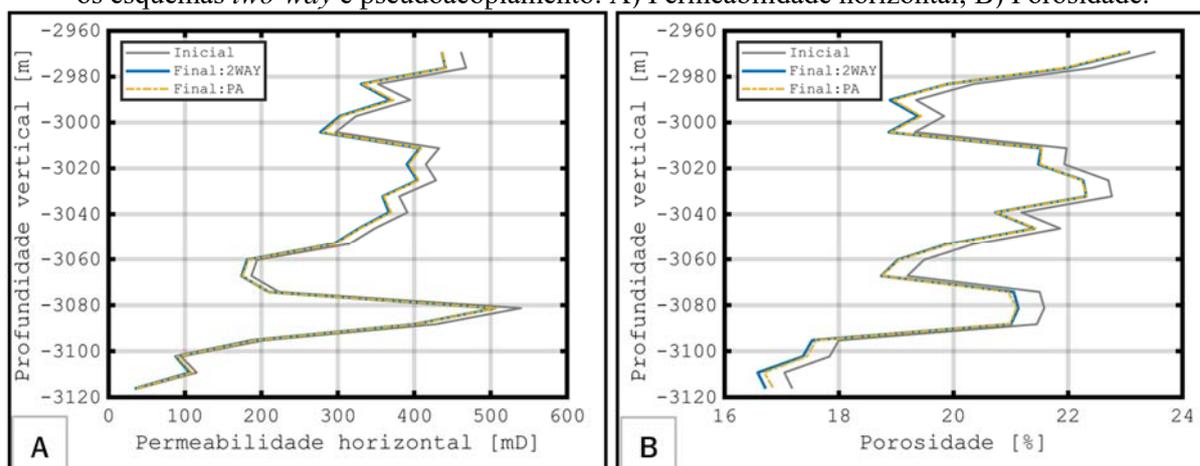
Figura 57 - Comparação entre o pseudoacoplamento, o esquema *two-way* e a simulação de fluxo.



Fonte: A autora (2024).

Comparando a variação da porosidade e da permeabilidade horizontal ao longo das células atravessadas pelo poço P-02 (Figura 58), podemos observar uma ótima correspondência dessas variáveis para os esquemas de pseudoacoplamento e *two-way* ao final do tempo simulado, indicando que as tabelas de pseudoacoplamento nas células atravessadas pelo poço P-02 representam bem o comportamento mecânico dessa região do reservatório.

Figura 58 – Perfil de variação dos parâmetros petrofísicos no poço P-02 nos tempos final e inicial para os esquemas *two-way* e pseudoacoplamento: A) Permeabilidade horizontal; B) Porosidade.

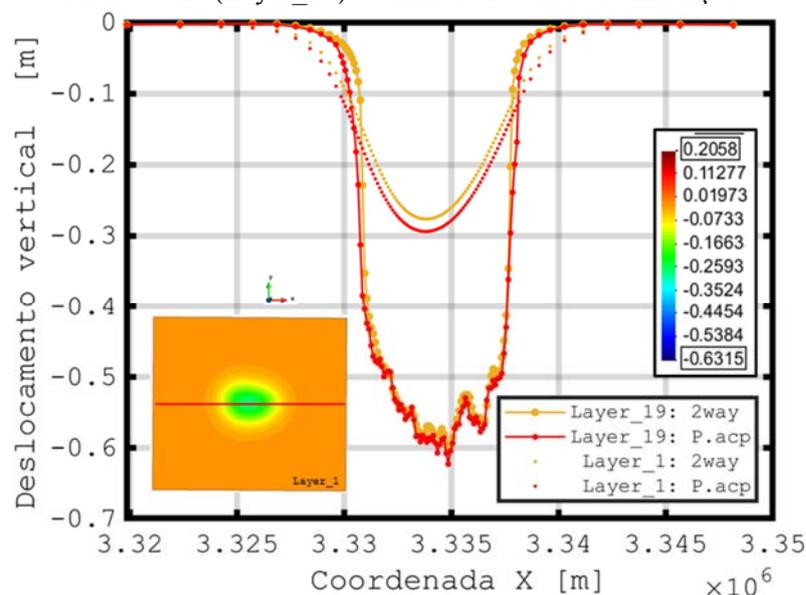


Fonte: A autora (2024).

Por fim, foi prevista uma diferença de apenas -0,66% na produção acumulada de óleo e de -1,12% na produção acumulada de gás, comparando os resultados da simulação acoplada *two-way* e do pseudoacoplamento.

Para o esquema de pseudoacoplamento os deslocamentos resultantes da produção podem ser estimados pelo esquema *one-way*, conforme ilustrado na Figura 59. Comparando as previsões de deslocamento vertical em linhas no leito marinho e no topo do reservatório ao final de 15 anos de simulação, podemos observar resultados bem próximos para os dois esquemas de acoplamento.

Figura 59 - Deslocamento vertical em linha na direção x no leito marinho (Layer_1) e no topo do reservatório (Layer_19) ao final de 15 anos de simulação.



Fonte: A autora (2024).

4.5.2 Conclusões

Os resultados mostraram que o esquema de pseudoacoplamento foi atrativo para representar as alterações da porosidade e permeabilidade do reservatório em estudo. Ressalta-se que os resultados podem ser ainda melhores se as tabelas de multiplicadores forem agrupadas segundo critérios mais específicos, não só em função da proximidade espacial.

A vantagem que esse esquema de acoplamento apresenta é o menor custo computacional, já que, desde que tenha sido realizada pelo menos uma simulação acoplada *two-way* para geração das tabelas de multiplicadores, inúmeras outras previsões de produção podem ser realizadas com custo computacional equivalente ao da simulação de fluxo.

Uma vez que os resultados do esquema de pseudoacoplamento são totalmente dependentes de como as tabelas de multiplicadores são geradas e definidas na simulação de

fluxo, a geração dessas tabelas através das simulações acopladas *two-way* pode ser uma boa alternativa, visto que considera o contexto em que o reservatório está inserido (geometria, condições de contorno e os parâmetros mecânicos do reservatório e das rochas adjacentes). Assim, além das tabelas de multiplicadores quantificarem o comportamento mecânico para as diferentes litologias que compõem o reservatório (tipos de fáceis), também podem ser quantificadas as variações locais do volume poroso, tais como a proximidade de falhas geológicas, dos poços produtores e/ou injetores, ou ainda das fronteiras do reservatório.

Assim, para a solução de problemas em que foi observada a necessidade de uma baixa frequência de acoplamento no esquema *two-way*, com base no emprego de algoritmos de acoplamento, o esquema de pseudoacoplamento pode ser uma boa alternativa para quantificar os efeitos da alteração da porosidade e/ou permeabilidade sobre o fluxo. E ainda, o esquema *one-way* pode ser empregado para estimar os deslocamentos resultantes, caso seja necessário.

4.6 ANÁLISE DE COMPONENTES PRINCIPAIS

Esta seção tem como objetivo avaliar o efeito das propriedades das rochas e do óleo no comportamento mecânico do reservatório. Foram realizadas simulações acopladas two-way (Formulação ACP4_K2, frequência de acoplamento de 18 meses) variando: tipo de óleo, profundidade do reservatório, módulo de elasticidade e o coeficiente de Poisson do reservatório e das rochas adjacentes. Ao final das simulações, foram avaliados os seguintes parâmetros: produções acumuladas de óleo e gás, variação da pressão, variação do volume poroso, compactação e subsidência. A análise estatística de componentes principais foi aplicada para reduzir a dimensão dos dados através da interpretação de novas variáveis que não apresentam correlação entre si.

4.6.1 Parâmetros avaliados

Foram realizadas simulações acopladas *two-way* (Formulação ACP4_K2, frequência de acoplamento de 18 meses) variando: tipo de óleo, profundidade do reservatório, módulo de elasticidade e o coeficiente de Poisson do reservatório e das rochas adjacentes.

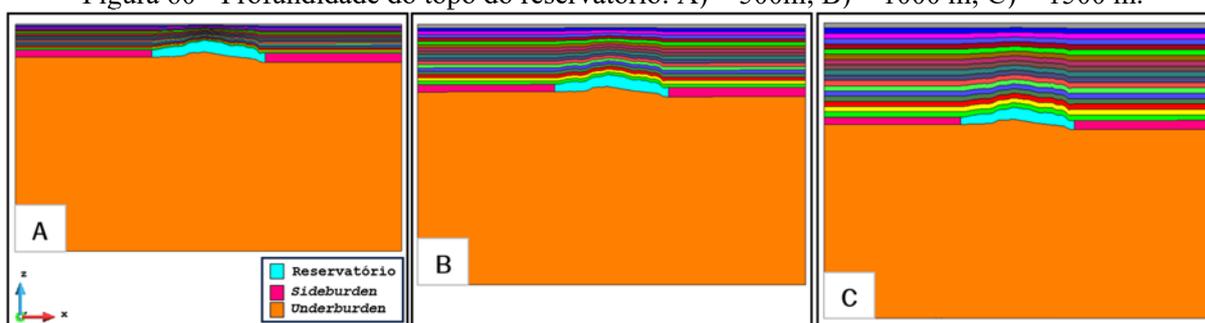
A profundidade pode ser um parâmetro importante quando se deseja monitorar o comportamento mecânico do reservatório através das simulações acopladas. Reservatórios mais rasos tendem a ser menos compactados e, conseqüentemente, podem apresentar menor rigidez.

Além disso, espera-se também que quanto menor for a profundidade do reservatório maior será a propagação da deformação do reservatório para a superfície.

Para avaliar a influência da profundidade do reservatório no seu comportamento mecânico, a profundidade original do topo do reservatório foi alterada de aproximadamente 3000m para 500 m, 750 m, 1000 m e 1500 m, conforme ilustrado na Figura 60. Reduzindo a profundidade do reservatório consequentemente diminui a espessura do *overburden*.

Assim, foram geradas novas malhas mecânicas para as novas geometrias, mas mantendo a discretização da malha original ($n_x=103$; $n_y=65$ e $n_z=56$). Em seguida, foi realizado o processo de redução do refinamento vertical do reservatório de 23 elementos para 5 elementos, aplicando as conclusões obtidas na avaliação do refinamento da malha mecânica, para reduzir o custo computacional.

Figura 60 - Profundidade do topo do reservatório: A) ~ 500m; B) ~ 1000 m; C) ~ 1500 m.



Fonte: A autora (2024).

Os valores do módulo de elasticidade e do coeficiente de Poisson do reservatório variam em função da profundidade, conforme descrito na Tabela 10.

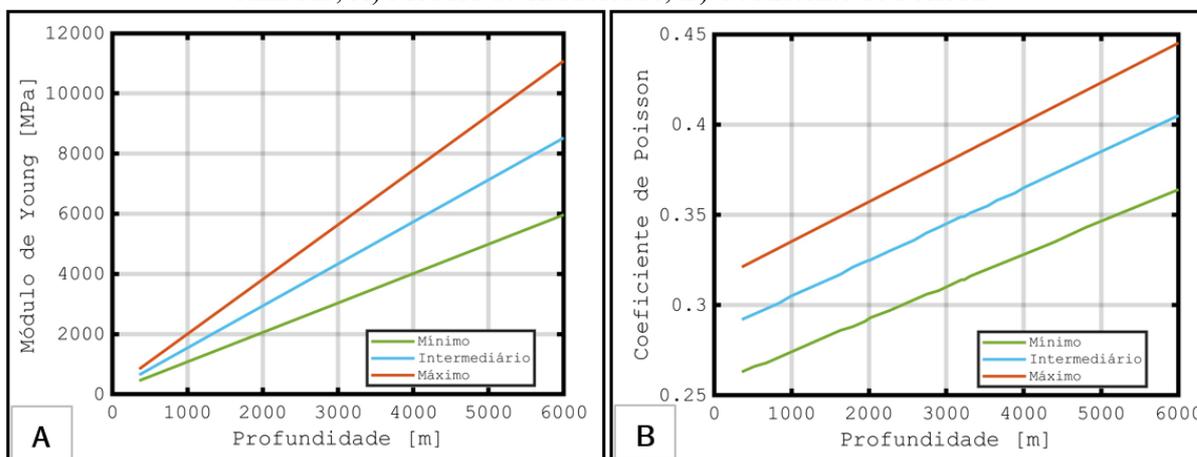
Tabela 10 - Valores do módulo de elasticidade e do coeficiente de Poisson em função da profundidade do reservatório

Profundidade do topo do reservatório [m]	Módulo de Elasticidade do Reservatório [MPa]			Coeficiente de Poisson do Reservatório		
	Mínimo	Intermediário	Máximo	Mínimo	Intermediário	Máximo
500	700	1000	1300	0,270	0,300	0,330
750	1050	1500	1950	0,279	0,310	0,341
1000	1400	2000	2600	0,288	0,320	0,352
1500	2100	3000	3900	0,306	0,340	0,374
3000	4200	6000	7800	0,342	0,380	0,418

Fonte: A autora (2024).

Para as rochas adjacentes ao reservatório, os parâmetros elásticos variam em função da profundidade das camadas seguindo o comportamento linear ilustrado na Figura 61.

Figura 61 – Variação dos parâmetros elásticos das rochas adjacentes em função da profundidade das camadas; A) Módulo de elasticidade; B) Coeficiente de Poisson



Fonte: A autora (2024).

A Tabela 11 ilustra a média dos parâmetros elásticos das rochas acima e nas laterais do reservatório para cada uma das profundidades avaliadas.

Tabela 11 – Média dos valores do módulo de elasticidade e do coeficiente de Poisson para as rochas acima e laterais ao reservatório (*overburden*)

Profundidade do topo do reservatório [m]	Média do Módulo de Young das rochas acima reservatório [MPa]			Média do Coeficiente de Poisson das rochas acima do reservatório		
	Mínimo	Intermediário	Máximo	Mínimo	Intermediário	Máximo
500	484	692	900	0,263	0,293	0,322
750	612	874	1136	0,266	0,295	0,325
1000	742	1061	1379	0,268	0,298	0,328
1500	1001	1429	1858	0,273	0,303	0,333
3000	1769	2527	3286	0,287	0,319	0,351

Fonte: A autora (2024).

Por outro lado, o comportamento mecânico dos reservatórios de petróleo também é influenciado pela compressibilidade dos fluidos, já que este último tem ação direta na variação da pressão. Para uma dada vazão de produção, a variação de pressão no reservatório é função

das propriedades do fluido que escoar. Em reservatórios de óleo subsaturado²¹, a diferença entre a pressão inicial do reservatório e a pressão de saturação do fluido também é um importante parâmetro a ser analisado, visto que o processo de liberação do gás em solução influencia consideravelmente a compressibilidade total (fluido + rocha) do sistema.

Assim, foram avaliados 3 cenários (Óleo A, Óleo Pituba e Óleo B) conforme descrito na Tabela 12. Ambos os óleos são leves, no entanto apresentam pressões de saturação e razão de solubilidade inicial consideravelmente diferentes. Sendo assim, a compressibilidade desses fluidos é classificada da maior para menor como: Óleo B > Óleo Pituba > Óleo A.

Tabela 12 - Propriedades dos óleos simulados

PROPRIEDADE	ÓLEO A	ÓLEO PITUBA	ÓLEO B
Razão de solubilidade inicial	52,7 sm ³ /sm ³	127,6 sm ³ /sm ³	222,0 sm ³ /sm ³
Viscosidade inicial	2 cp	1,7 cp	0,8 cp
Pressão de bolha	8,8 MPa	24,3 MPa	26,0 MPa

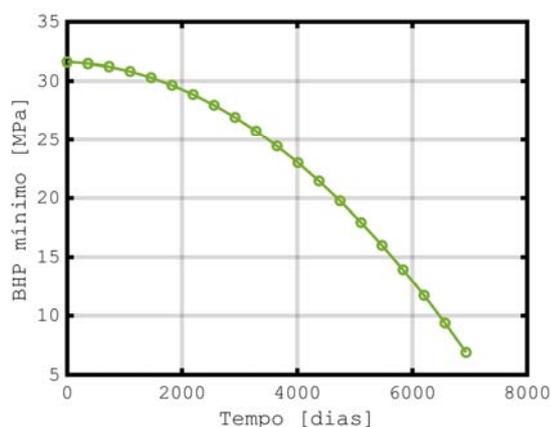
Fonte: A autora (2024).

As simulações foram realizadas sob regime de recuperação primária, com um total de 32 poços produtores verticais (Figura 18), os quais apresentam cronograma de abertura de 4 poços a cada dois anos. As condições de operação dos poços para todas as simulações foram iguais: *drawdown*²² máximo de 200 KPa e pressão de fundo de poço (BHP) variando em função do tempo, conforme Figura 62. Não foi definida uma vazão de produção de óleo para poços porque as produções acumuladas de óleo e gás foram avaliadas ao final da simulação.

²¹ Os hidrocarbonetos se apresentam em uma única fase líquida (todo o gás encontra-se dissolvido na fase óleo).

²² Diferença entre a pressão do reservatório e a pressão de fluxo no fundo do poço.

Figura 62 - Restrição da pressão de fluxo dos poços (BHP) em função do tempo



Fonte: A autora (2024).

Assim, definidos os parâmetros da análise e seus respectivos valores, foram gerados 60 cenários de simulação, conforme descrito na Tabela 13 e na Tabela 14. O tipo de óleo foi caracterizado pela sua respectiva razão de solubilidade inicial, enquanto para as rochas adjacentes ao reservatório foi utilizada a média dos valores de módulo de elasticidade (ou de Young) e do Coeficiente de Poisson das rochas acima e laterais ao reservatório (Tabela 11).

Tabela 13 - Planejamento das simulações para análise de PCA – Casos 1 a 19

Cenário	Profundidade Reservatório [m]	Fluido Rsi [m ³ /m ³]	Módulo Young_res [Mpa]	Coeficiente Poisson_res	Módulo Young_cap [MPa]	Coeficiente Poisson_cap
S1	500	52,7	700	0,270	484	0,263
S2	500	52,7	1000	0,300	484	0,263
S3	500	52,7	1300	0,330	484	0,263
S4	500	127,6	700	0,270	692	0,293
S5	500	127,6	1000	0,300	692	0,293
S6	500	127,6	1300	0,330	692	0,293
S7	500	222,0	700	0,270	900	0,322
S8	500	222,0	1000	0,300	900	0,322
S9	500	222,0	1300	0,330	900	0,322
S10	500	52,7	1300	0,330	900	0,322
S11	500	127,6	700	0,270	484	0,263
S12	500	222,0	700	0,270	484	0,263
S13	750	52,7	1050	0,279	612	0,266
S14	750	52,7	1500	0,310	612	0,266
S15	750	52,7	1950	0,341	612	0,266
S16	750	127,6	1050	0,279	874	0,295
S17	750	127,6	1500	0,310	874	0,295
S18	750	127,6	1950	0,341	874	0,295
S19	750	222,0	1050	0,279	1136	0,325

Fonte: A autor

Tabela 14 - Planejamento das simulações para análise de PCA – Casos 20 a 60

Cenário	Profundidade Reservatório[m]	Fluido Rsi [m3/m3]	Módulo Young_res [Mpa]	Coefficiente Poisson_res	Módulo Young_cap [MPa]	Coefficiente Poisson_cap
S20	750	222,0	1500	0,310	1136	0,325
S21	750	222,0	1950	0,341	1136	0,325
S22	750	52,7	1950	0,341	1136	0,325
S23	750	127,6	1050	0,279	612	0,266
S24	750	222,0	1050	0,279	612	0,266
S25	1000	52,7	1400	0,288	742	0,268
S26	1000	52,7	2000	0,320	742	0,268
S27	1000	52,7	2600	0,352	742	0,268
S28	1000	127,6	1400	0,288	1061	0,298
S29	1000	127,6	2000	0,320	1061	0,298
S30	1000	127,6	2600	0,352	1061	0,298
S31	1000	222,0	1400	0,288	1379	0,328
S32	1000	222,0	2000	0,320	1379	0,328
S33	1000	222,0	2600	0,352	1379	0,328
S34	1000	52,7	2600	0,352	1379	0,328
S35	1000	127,6	1400	0,288	742	0,268
S36	1000	222,0	1400	0,288	742	0,268
S37	1500	52,7	2100	0,306	1001	0,273
S38	1500	52,7	3000	0,340	1001	0,273
S39	1500	52,7	3900	0,374	1001	0,273
S40	1500	127,6	2100	0,306	1429	0,303
S41	1500	127,6	3000	0,340	1429	0,303
S42	1500	127,6	3900	0,374	1429	0,303
S43	1500	222,0	2100	0,306	1858	0,333
S44	1500	222,0	3000	0,340	1858	0,333
S45	1500	222,0	3900	0,374	1858	0,333
S46	1500	52,7	3900	0,374	1858	0,333
S47	1500	127,6	2100	0,306	1001	0,273
S48	1500	222,0	2100	0,306	1001	0,273
S49	3000	52,7	4200	0,342	1769	0,287
S50	3000	52,7	6000	0,380	1769	0,287
S51	3000	52,7	7800	0,418	1769	0,287
S52	3000	127,6	4200	0,342	2527	0,319
S53	3000	127,6	6000	0,380	2527	0,319
S54	3000	127,6	7800	0,418	2527	0,319
S55	3000	222,0	4200	0,342	3286	0,351
S56	3000	222,0	6000	0,380	3286	0,351
S57	3000	222,0	7800	0,418	3286	0,351
S58	3000	52,7	7800	0,418	3286	0,351
S59	3000	127,6	4200	0,342	1769	0,287
S60	3000	222,0	4200	0,342	1769	0,287

Ao final dos vinte anos de simulação, os parâmetros avaliados foram: produções acumuladas de óleo e gás, variação da pressão média do reservatório, variação do volume poroso, compactação²³ e subsidência²⁴. A técnica de PCA foi empregada para avaliar a relação entre os parâmetros elásticos das rochas adjacentes, do reservatório e as características do óleo através de 60 observações. Assim, a matriz de dados do PCA é composta por informações de entrada e saída das simulações acopladas, cujos cálculos descritos a seguir foram realizados através da linguagem de programação R.

O procedimento adotado para a determinação das componentes principais é ilustrado na Figura 63. Uma vez que os dados da Tabela 13, da Tabela 14 e os dados de saída das simulações apresentam diferentes dimensões, o primeiro passo da análise consistiu na normalização dos dados (Eq. 2.59) para garantir que cada atributo tenha o mesmo nível de contribuição, evitando que uma variável domine outras.

Em seguida foi calculada a matriz de covariância dos dados padronizados (Eq. 2.62) para que os autovetores e autovalores pudessem ser determinados. O autovalor representa a quantidade de variação dos dados na direção do autovetor. O autovetor com maior autovalor corresponde ao primeiro componente principal, e assim por diante.

As componentes principais foram selecionadas de acordo com a variância total dos dados explicada por cada um deles (Eq.2.64). Por fim, os dados originais foram reorientados para o novo espaço definido pelas componentes principais. Esta reorientação é feita multiplicando os dados originais pelos autovetores das componentes previamente selecionadas (Eq. 2.63).

Figura 63 – Procedimento utilizado para análise de PCA.



Fonte: A autora (2024).

4.6.2 Resultados

Na Figura 64 é ilustrado o deslocamento vertical em um plano passando pelo centro do reservatório para diferentes profundidades (simulações S4, S40 e S52). À medida que o

²³ Em um nó no centro do reservatório.

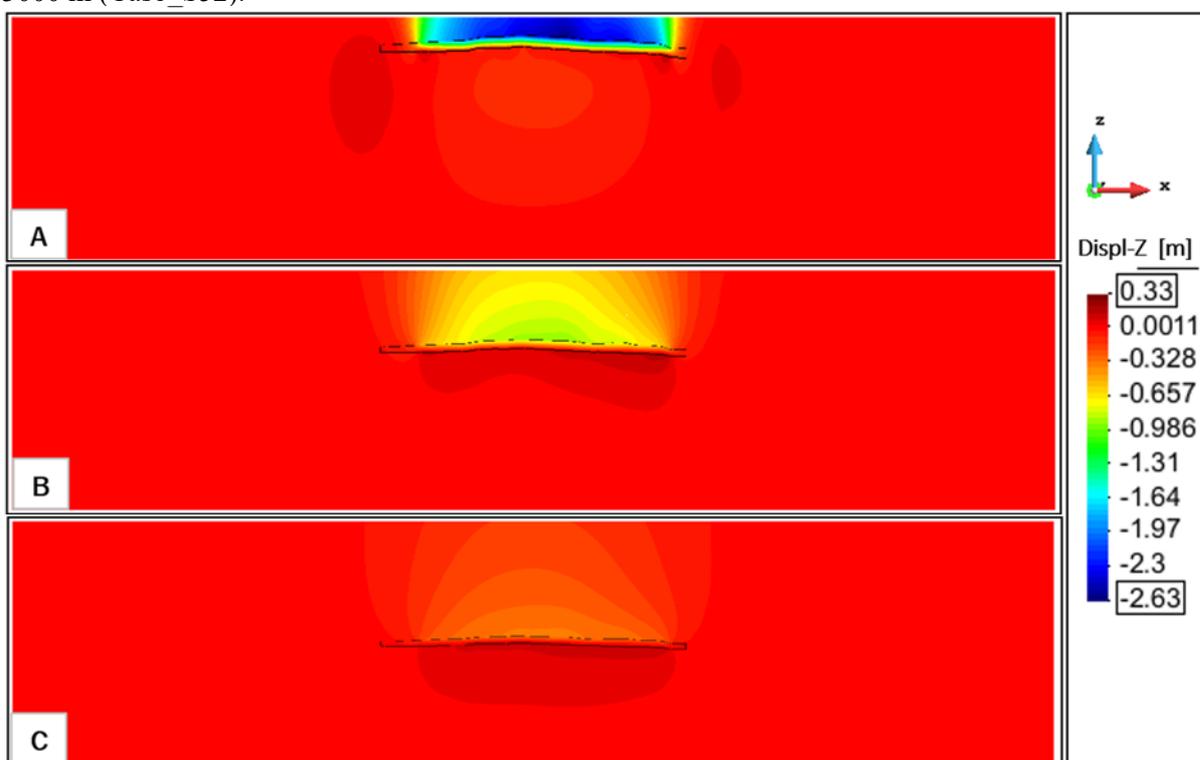
²⁴ Em um nó no centro da superfície.

reservatório se compacta, ele “puxa” para baixo as camadas superiores (*overburden*) e para cima as camadas inferiores (*underburden*). Observa-se ainda que os deslocamentos foram maiores acima do centro do reservatório do que nas rochas laterais.

Na Figura 64 podemos observar a influência significativa da profundidade do reservatório na sua resposta mecânica, principalmente por causa da variação da rigidez das rochas. Para as mesmas condições de produção, o reservatório em condição mais rasa (500 m) apresentou compactação 7 vezes maior que o reservatório mais profundo (3000 m).

Além disso, quanto menor a profundidade do reservatório, maior foi a transmissão da compactação do reservatório para a superfície. Para os cenários simulados, a sobrecarga (*overburden*) tende a suavizar o movimento descendente induzido pela compactação do reservatório e fornece contornos de subsidência suaves em torno do centro do reservatório para os casos em que a profundidade do reservatório foi igual a 1500 m (Figura 64 B) e 3000 m (Figura 64 C). Destaca-se o caso de 500 m em que a compactação do reservatório foi transmitida integralmente para a superfície.

Figura 64 - Deslocamento vertical em um plano passando pelo centro do reservatório ao final da simulação: A) Reservatório 500 m (Caso_S4); B) Reservatório 1500 m (Caso_S40); C) Reservatório 3000 m (Caso_S52).



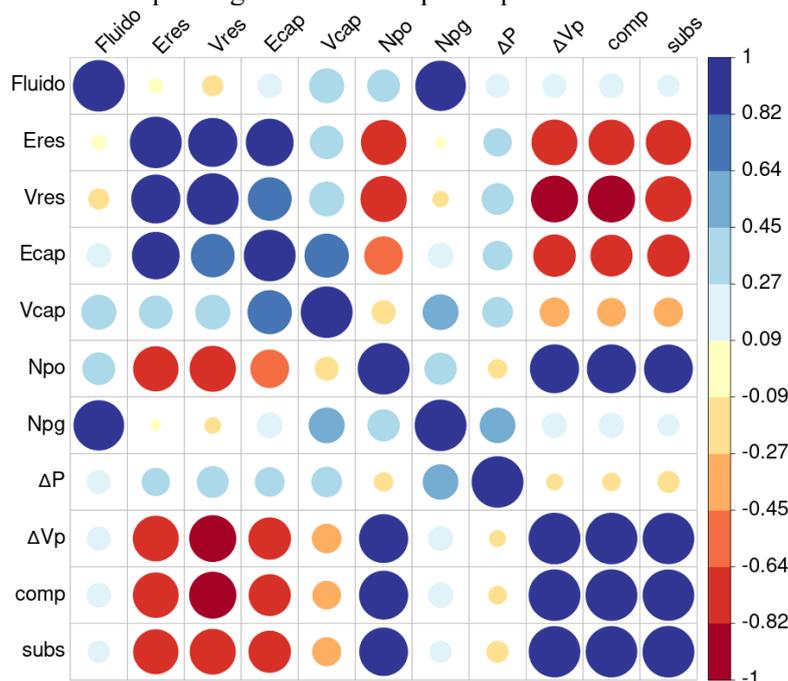
Fonte: A autora (2024).

Além do monitoramento do deslocamento das rochas acima do reservatório ser importante para evitar danos à estrutura do campo, ou até mesmo danos ambientais, também é muito importante pois influencia na compressibilidade do reservatório. A rocha circundante atua como uma estrutura que retém o reservatório quando ele é comprimido devido à redução da pressão. Quanto maior a resistência dessa estrutura, maior a resistência à deformação no reservatório (TRAN; NGHIEM; BUCHANAN, 2009).

A Figura 65 ilustra a matriz de correlação das variáveis de entrada da análise de PCA. Os símbolos representam: E é o módulo de elasticidade; ν é o coeficiente de Poisson; Npo e Npg são as produções acumuladas de óleo e gás, respectivamente; compac. é a compactação do reservatório; subs. é a subsidência; res é o reservatório; cap são as rochas acima e laterais; fluido representa o tipo de óleo.

Em relação à Figura 65, quanto maior o valor, mais positivamente correlacionadas são as duas variáveis. Por exemplo, essa relação é observada entre a variação do volume poroso e a produção acumulada de óleo. Quanto mais próximo o valor de -1, mais negativamente correlacionados são as variáveis, tal como observado entre o módulo de elasticidade do reservatório e a produção acumulada de óleo. Podemos observar que existe uma forte correlação entre muitas das variáveis selecionadas, e também que as variáveis ΔP e Npg são as que possuem menor correlação com as demais.

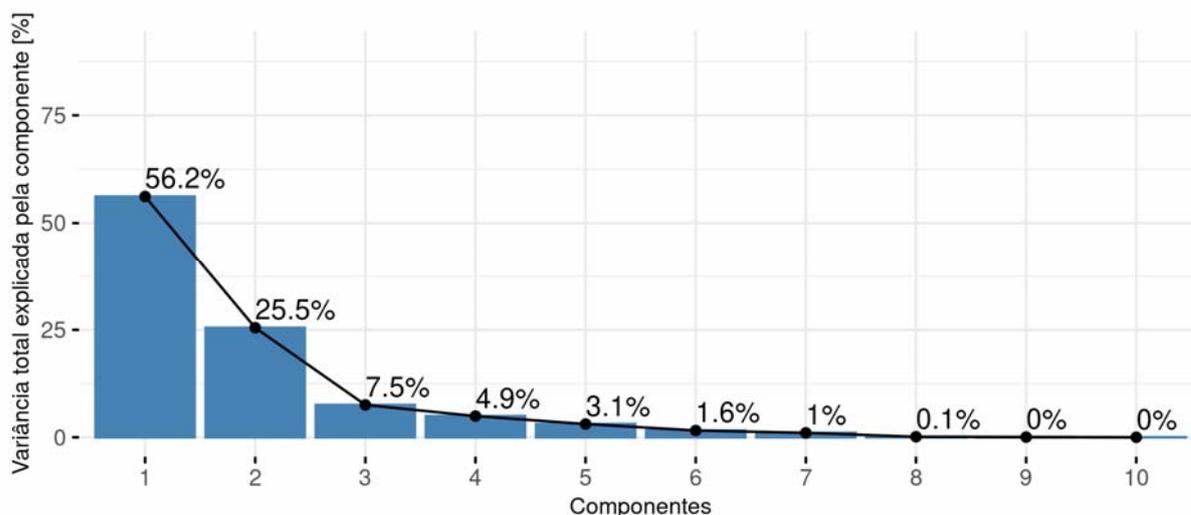
Figura 65 - Matriz de correlação entre as variáveis originais avaliadas. O coeficiente de correlação é ilustrado tanto pela legenda de cores quanto pelo tamanho dos círculos.



Fonte: A autora (2024).

Após o procedimento descrito na Figura 63, as variáveis foram reorientadas para um novo espaço definido pelas componentes principais. Na Figura 66 é ilustrada a variância dos dados explicada pelas componentes principais. As duas primeiras componentes explicam juntas 81,7% da variância, enquanto as cinco primeiras componentes explicam 97,2%.

Figura 66 - Variância dos dados explicada pelas componentes principais



Fonte: A autora (2024).

A Tabela 15 mostra o quanto cada variável é representada em uma determinada componente. Um valor baixo significa que a variável não é bem representada por aquela componente. A média da contribuição das variáveis nas componentes é de 9%. Em verde são destacadas as variáveis cujas contribuições tem valores acima dessa média.

Tabela 15 – Contribuição de cada uma das variáveis originais nas componentes principais

Variáveis originais	Comp1 [%]	Comp2 [%]	Comp3 [%]	Comp4 [%]	Comp5 [%]
Fluido	0,431	28,60	10,32	12,47	2,470
Eres	13,30	0,334	0,356	4,37	39,92
vres	13,73	0,076	3,722	2,22	3,444
Ecap	10,51	6,501	2,514	11,52	5,160
vcap	3,532	16,42	3,977	29,86	35,55
Npo	13,14	3,140	0,264	0,897	1,263
Npg	0,291	32,68	0,042	10,74	0,976
ΔP	1,26	10,11	74,03	1,36	3,292
ΔV_p	14,74	0,803	2,450	6,53	2,006
comp	14,68	0,902	1,419	7,71	2,116
subs	14,38	0,429	0,903	12,34	3,802

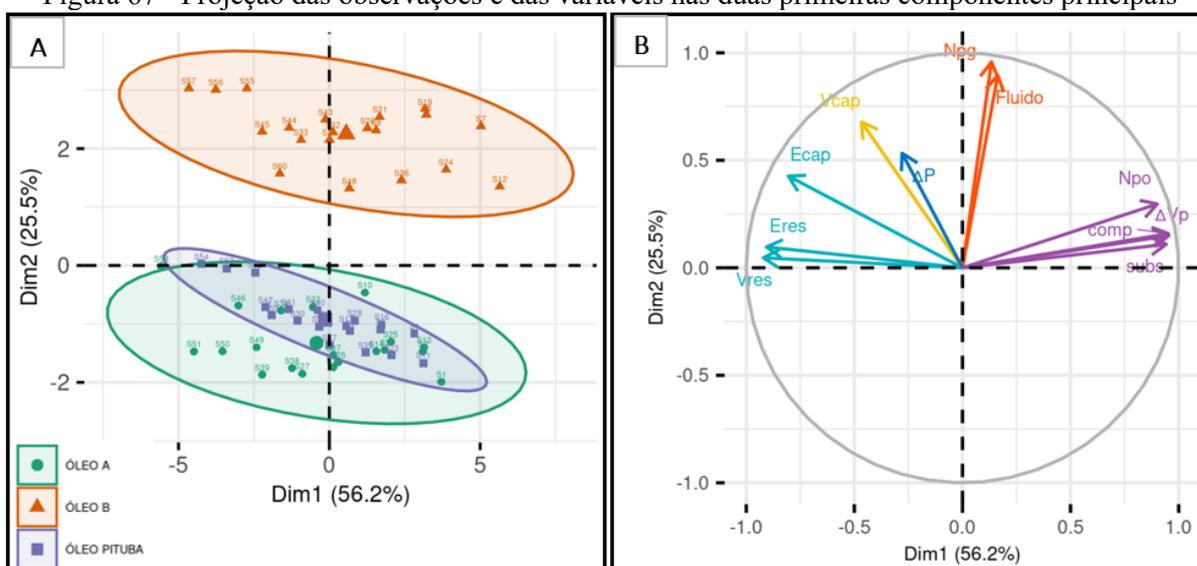
Fonte: A autora (2024).

A componente 1 tem uma contribuição distribuída das variáveis, com pouca representação das características do fluido, da variação da pressão e do coeficiente de Poisson das rochas capeadoras. Já a componente 2 representa bem o tipo de fluido e a produção acumulada de gás. A Componente 3 representa fortemente a variação da pressão média.

Os valores das componentes principais para as observações (os casos simulados) são chamados de *score factor* e podem ser interpretados geometricamente como as projeções das observações sobre os componentes principais. A projeção das 60 observações e das variáveis nas duas primeiras componentes principais é ilustrada na Figura 67.

A posição dos dados na Figura 67 A indica como as observações se relacionam umas com as outras em termos do *score fator* das componentes principais. Observações próximas têm perfis semelhantes, enquanto aquelas afastadas são mais diferentes. Verifica-se que o óleo B (maior compressibilidade) foi separado dos óleos A e Pituba pela componente principal 2, mostrando a influência da compressibilidade do óleo no comportamento hidromecânico do reservatório.

Figura 67 - Projeção das observações e das variáveis nas duas primeiras componentes principais



Fonte: A autora (2024).

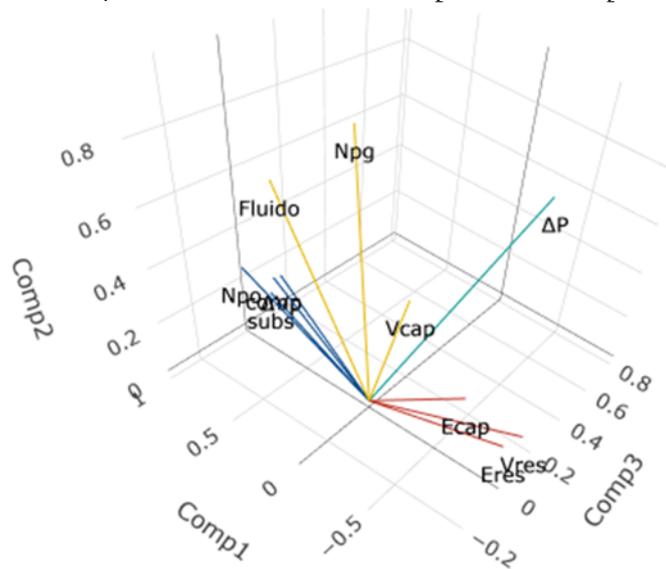
Na Figura 67 B é ilustrada a correlação entre as variáveis originais e as duas primeiras componentes. Abdi; Williams, (2010) destaca que quanto mais próxima uma variável estiver do círculo de correlações, melhor será reconstruída a partir das duas primeiras componentes (e mais importante será interpretar essas componentes); quanto mais próximo do centro do gráfico estiver uma variável, menos importante ela será para as duas primeiras componentes.

Na Figura 67 B, as variáveis próximas indicam correlação positiva, as que estão em lados opostos do círculo indicam correlação negativa, enquanto as que estão separadas indicam que podem não ter forte correlação entre si. Na componente 1, o módulo de elasticidade e o coeficiente de poisson (eixo negativo) estão do lado oposto à produção acumulada de óleo, variação do volume poroso, compactação e subsidência (eixo positivo). Isso mostra a correlação negativa que existe entre essas variáveis.

Embora as variáveis N_{po} e ΔV_p estejam na mesma direção, há uma maior separação entre elas indicando que possuem menor correlação do que, por exemplo, a correlação entre ΔV_p e a compactação. Próximo ao eixo positivo da componente 2 estão as variáveis tipo de fluido e a produção acumulada de gás, as quais apresentam forte correlação positiva.

A variação da pressão é a variável menos representada na Figura 67 B, sendo melhor explicada pela componente 3, conforme descrito na Tabela 15 e também ilustrado na Figura 68. Uma vez que a componente 3 só explica 7,5% da variância, podemos concluir que a variação de pressão é menos importante para explicar a variabilidade dos dados.

Figura 68 - Correlação entre as variáveis e os 3 primeiros componentes principais

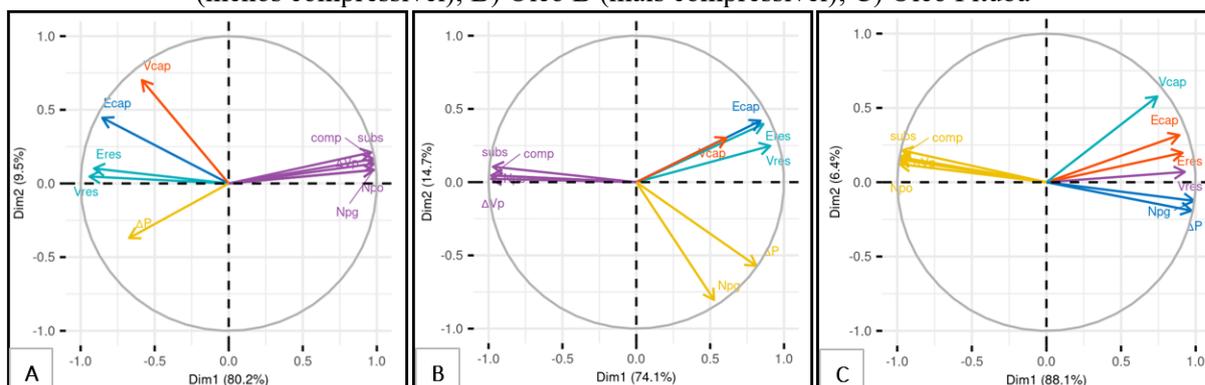


Fonte: A autora (2024).

Analisando todas as 60 simulações em conjunto com todas as 11 variáveis não foi possível visualizar como a variação da pressão se relaciona, ou não, com os parâmetros mecânicos. Assim, a análise de PCA foi realizada novamente por tipo de óleo. Cada análise contempla 20 observações e 10 variáveis.

Na Figura 69 é ilustrado o círculo de correlação para os três tipos de óleo. Para o óleo Pituba, as duas primeiras componentes principais explicam juntas 94,5% da variância total, enquanto para os óleos A e B esse valor foi de 89,7% e 88,8 %, respectivamente. Podemos observar também correlações distintas entre algumas variáveis como função do tipo de óleo, principalmente as do óleo A em relação ao óleo Pituba e o óleo B (Tabela 16).

Figura 69 - Correlação entre as variáveis e as duas primeiras componentes principais: A) Óleo A (menos compressível); B) Óleo B (mais compressível); C) Óleo Pituba



Fonte: A autora

As variáveis que explicam melhor a variância dos dados são as que têm maior correlação com a componente 1. Sinal positivo indica correlação positiva, enquanto sinal negativo indica correlação negativa.

Tabela 16 – Correlação das duas primeiras componentes com as variáveis originais

Variáveis Originais	ÓLEO A		ÓLEO PITUBA		ÓLEO B	
	Comp1	Comp2	Comp1	Comp2	Comp1	Comp2
Eres	-0,923	0,103	0,920	0,200	0,875	0,403
Vres	-0,954	0,048	0,936	0,070	0,922	0,252
Ecap	-0,867	0,452	0,899	0,320	0,855	0,427
Vcap	-0,595	0,712	0,749	0,583	0,621	0,307
Npo	0,994	0,092	-0,995	0,124	-1,000	0,046
Npg	0,994	0,094	1,000	-0,127	0,535	-0,818
ΔP	-0,683	-0,376	0,982	-0,193	0,826	-0,582
ΔVp	1,000	0,137	-0,996	0,154	-1,000	0,023
comp	0,996	0,169	-0,994	0,171	-0,997	0,047
subs	0,977	0,214	-0,977	0,216	-0,987	0,107

Fonte: A autora

✚ Para os três óleos avaliados:

- As variáveis ΔV_p e N_{po} apresentam forte correlação positiva, explicando a contribuição da variação do volume poroso para a produção de óleo, até mesmo para o óleo de maior compressibilidade.
- As variáveis compactação (comp) e subsidência (subs) apresentam correlação negativa com os parâmetros elásticos (módulo de Young e coeficiente de Poisson).
- A variável subsidência apresenta forte correlação positiva com a variável compactação.

✚ Para o óleo A (Figura 69 A):

- As variáveis N_{po} e N_{pg} apresentam forte correlação positiva. Esse comportamento se justifica uma vez que, dentre os óleos avaliados, este é o de menor volume de gás dissolvido e pressão de saturação. Assim, a produção acumulada de gás está relacionada majoritariamente ao gás dissolvido no óleo.

✚ Para o óleo B (Figura 69 B) e o óleo Pituba (Figura 69 C):

- A variável compactação apresenta correlação negativa com a variável ΔP , explicando a contribuição da deformação do reservatório para a manutenção da pressão.
- A variável N_{pg} apresenta correlação positiva com a variável ΔP , explicando a contribuição do gás livre²⁵ para a manutenção da pressão.
- A variável ΔP apresenta correlação negativa com a variável N_{po} , explicando que a maior variação de pressão favorece a liberação do gás de solução e conseqüentemente contribui para o aumento da produção de gás, em detrimento da produção de óleo.
- A variável ΔV_p apresenta correlação negativa com a variável N_{pg} , explicando a contribuição da variação do volume poroso para a redução da produção do gás livre.
- A correlação positiva $N_{pg}-\Delta P$ é mais forte para o óleo Pituba, em virtude da menor distância entre as variáveis no círculo de correlação.

Por fim, na Figura 70 é ilustrada a correlação entre as variáveis de entrada (profundidade, módulo de elasticidade e coeficiente de Poisson) e as variáveis de saída da simulação acoplada (produção acumulada de óleo, variação da pressão e compactação) em função do tipo de óleo.

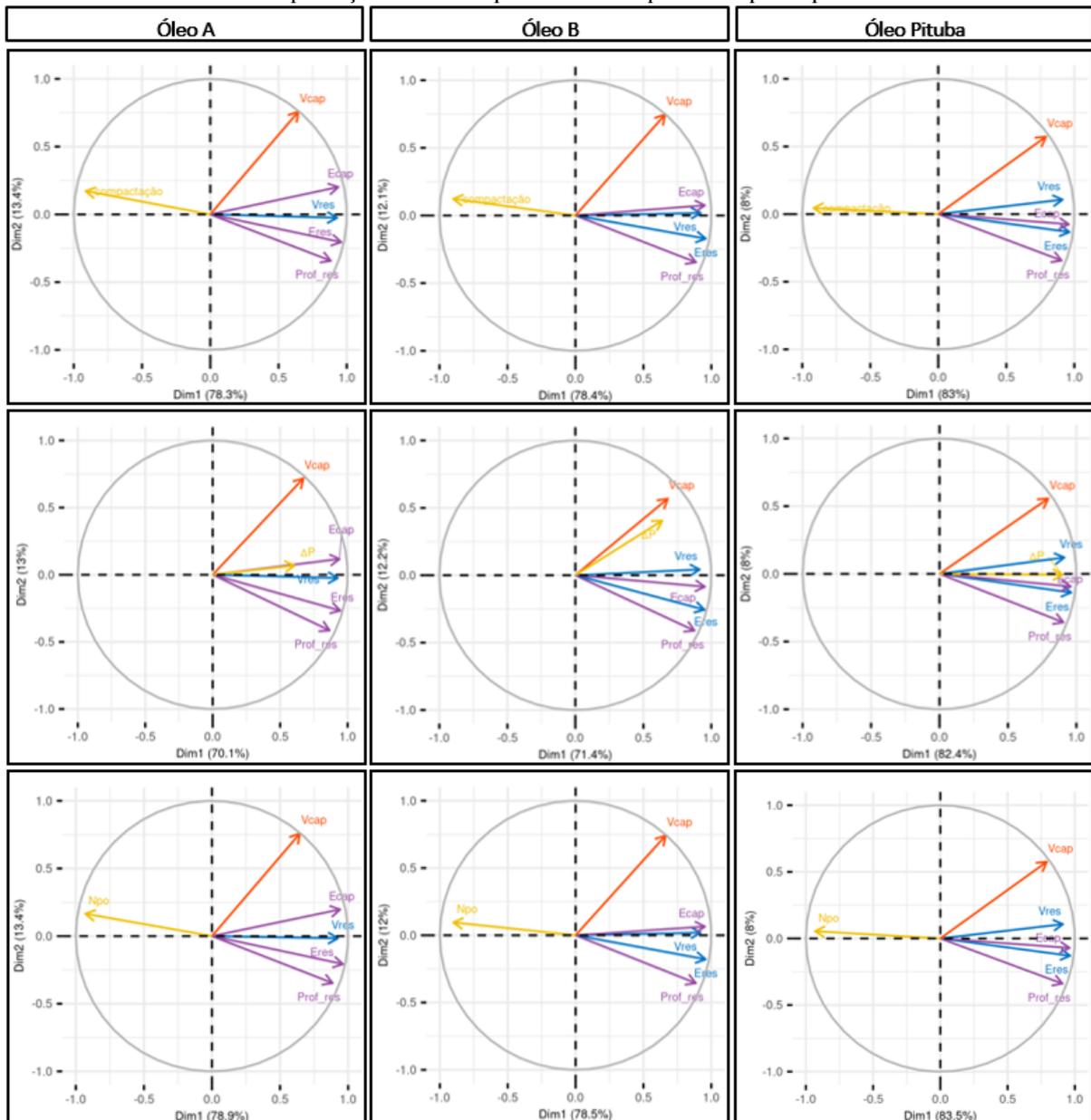
Destaca-se a diferença entre a variável ΔP para os óleos A e Pituba, cuja maior correlação é com o módulo de elasticidade das capeadoras, em relação ao óleo B, cuja maior correlação é

²⁵ Gás que foi liberado do óleo quando a pressão do reservatório atingiu a pressão de bolha do fluido, formando assim uma fase gasosa nas condições de reservatório.

com o coeficiente de Poisson das capeadoras. Tais resultados corroboram com a importância de uma modelagem acoplada, que considera o contexto em que o reservatório está inserido, para aumento da confiabilidade da previsão da pressão do reservatório.

Em relação à produção acumulada de óleo e a compactação, o parâmetro elástico que apresentou menor influência foi o coeficiente de Poisson das rochas capeadoras.

Figura 70 - Correlação entre as variáveis variação da pressão média, produção acumulada de óleo e compactação e as duas primeiras componentes principais.



Fonte: A autora

5 CONCLUSÕES

Este capítulo descreve as conclusões obtidas de acordo com os objetivos estabelecidos, representando os resultados e contribuições desta pesquisa.

As simulações utilizando malhas não-coincidentes para os problemas de fluxo e mecânico mostraram que tanto na abordagem de acoplamento parcial *one-way* quanto *two-way*, reduzir apenas o refinamento vertical da malha mecânica (tanto do reservatório quanto do *overburden* e *underburden*) em relação à malha de fluxo, diminuiu consideravelmente o custo computacional, já que acelerou o tempo total de execução da simulação acoplada *one-way* em aproximadamente cinco vezes, sem perder acurácia da solução.

Apartir dos vinte e sete cenários simulados, foi possível ainda concluir da avaliação da malha mecânica que não se trata exclusivamente do grau de refinamento utilizado para cada direção, mas sim da representação da geometria do reservatório e da distribuição da pressão da malha de fluxo. A alteração do refinamento horizontal alterou significativamente a geometria da malha de simulação e os deslocamentos calculados. Assim, o resultado da simulação acoplada com a aplicação de malhas não coincidentes é função do mapeamento das informações entre as malhas de fluxo e mecânica.

Nas simulações acopladas *two-way*, a compressibilidade dos poros foi o parâmetro de acoplamento que demonstrou maior influência nas previsões de produção, representando uma diferença de 93% na previsão de recuperação de óleo a depender da forma como esse parâmetro foi determinado. No entanto, na prática da indústria, a compressibilidade dos poros muitas vezes é determinada por correlação, através de ensaios laboratoriais ou como resultado do processo de ajuste de histórico. Assim, os resultados desta tese mostram que escolha da formulação de acoplamento tem grande influência nas previsões de produção. A formulação que se adapta mais à realidade pode ser definida através das relações entre tensão-deformação e porosidade-permeabilidade da rocha reservatório em ensaios laboratoriais de mecânica das rochas.

Para os cenários avaliados, as simulações acopladas *two-way* previram maior recuperação de óleo do que a simulação de fluxo tradicional, representando uma diferença de 3,5 %. Além disso, uma elevada frequência de acoplamento (quantidade de vezes que o problema mecânico foi resolvido) não resultou em diferenças significativas nas previsões de produção e nas deformações calculadas. Assim, a definição dos passos de tempo de acoplamento empregando um algoritmo de verificação da variação do volume poroso reduziu

a quantidade de vezes em que o problema mecânico foi resolvido, resultando em um ganho de aproximadamente 3,3 horas do tempo total de simulação.

O esquema de pseudoacoplamento foi atrativo para quantificar as alterações da porosidade e permeabilidade do reservatório em estudo com custo computacional similar ao da simulação de fluxo tradicional. Uma vez que os resultados são totalmente dependentes de como as tabelas de multiplicadores foram geradas e definidas na simulação de fluxo, a geração dessas tabelas através das simulações acopladas *two-way* pode ser uma boa alternativa, visto que considera a geometria, os parâmetros mecânicos e as condições de contorno do reservatório e das rochas adjacentes. Assim, além das tabelas quantificarem o comportamento mecânico para as diferentes litologias que compõem o reservatório (tipos de fácies), também é possível considerar a influência das heterogeneidades (proximidade de falhas, por exemplo), das fronteiras do reservatório e da disposição dos poços.

Os resultados da análise estatística multivariada de componentes principais permitiram extrair boas correlações entre as variáveis variação de pressão e do volume poroso, produções acumuladas de óleo e gás, além da compactação e subsidência em função de diferentes características de óleos subsaturados. Dentre elas, foi possível explicar a contribuição positiva da variação do volume poroso para aumentar a produção de óleo e reduzir a produção do gás livre; que a maior variação de pressão favorece a liberação do gás de solução e, conseqüentemente contribui para o aumento da produção de gás em detrimento da produção de óleo; e também que a variação de pressão se correlaciona com as propriedades mecânicas das rochas adjacentes ao reservatório.

Assim, os resultados desta tese corroboram com a importância de uma modelagem acoplada, que considera o contexto mecânico em que o reservatório está inserido, para aumento da confiabilidade dos modelos de previsão do comportamento do reservatório, dando maior assistência às decisões de gerenciamento dos campos de petróleo. As simulações acopladas *two-way* podem fazer parte da solução dos problemas da indústria do petróleo através da utilização de malhas mecânicas mais simples e frequência de acoplamento dinâmica, sem que o custo computacional seja demasiadamente excessivo, principalmente quando técnicas de computação de alto desempenho são empregadas.

Além disso, como resultado desta tese temos o aprimoramento do simulador acoplado MATIMEX que pode ser utilizado para outros tipos de análises mecânicas acopladas.

6 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Alguns pontos que não foram abordados neste trabalho e podem ser objeto de trabalhos futuros são:

- ✓ Refazer as análises para reservatórios carbonáticos e/ou fraturados.
- ✓ Realizar simulações de fluxo empregando modelagem matemática do tipo composicional, para avaliar cenários de injeção e estocagem subterrânea de gases.
- ✓ Refazer as análises mecânicas utilizando modelos constitutivos elastoplástico e/ou térmico.
- ✓ Comparar diferentes algoritmos para definição da frequência de acoplamento do esquema *two-way*.
- ✓ Comparar diferentes formas para o agrupamento por regiões das tabelas de multiplicadores do esquema de pseudoacoplamento.

REFERÊNCIAS

- ABBAS, A. K. . et al. Application of integrated reservoir geomechanics for well planning of high-angled wells in a mature oil field. **SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition**, p. 1–9, 2018.
- ABDI, H.; WILLIAMS, L. J. Principal component analysis. **Wiley Interdisciplinary Reviews: Computational Statistics**, v. 2, n. 4, p. 433–459, 2010.
- AHMED, T. **Reservoir Engineering Handbook**. 5. ed. Cambrigde: Elsevier, 2019.
- ALBUQUERQUE, R. A. DO C. **Simulação de Fluxo e Tensões em Reservatórios Aplicada a Casos Reais**. [s.l.] Pontificia Unniversidade Católica do Rio de Janeiro, 2014.
- ALI, S. S. M. et al. Geomechanical risk evaluation for developing karstified limestone reservoir in offshore Sarawak, Malaysia. **International Petroleum Technology Conference**, p. 1–10, 2019.
- AMIDROR, I. Scattered data interpolation methods for electronic imaging systems: a survey. **Journal of Electronic Imaging**, v. 11, n. 2, p. 157, 2002.
- ANIS, A. S. L. et al. 4D geomechanical simulation in fractured carbonate reservoir for optimum well construction and reservoir management, case study in offshore East Java area. **International Petroleum Technology Conference**, p. 1–16, 2019.
- BARONI, A. et al. Dynamic fluid flow and geomechanical coupling to assess the CO₂ storage integrity in faulted structures. **Oil and Gas Science and Technology**, v. 70, n. 4, p. 729–751, 2015.
- BARRIOS MOLANO, H. E.; SEPEHRNOORI, K. Development of a framework for parallel reservoir simulation. **International Journal of High Performance Computing Applications**, v. 33, n. 4, p. 632–650, 2019.
- BRUNO, M. S. Subsidence-induced well failure. **SPE drilling engineering**, v. 7, n. 2, p. 148–152, 1992.
- BUBSHAIT, A. A.; AMINZADEH, F.; JHA, B. An integrated framework of stress inversion and coupled flow and geomechanical simulation for 4D stress mapping. **SPE Western Regional Meeting Proceedings**, p. 1–18, 2018.
- BUIJZE, L. et al. Fault reactivation mechanisms and dynamic rupture modelling of depletion-induced seismic events in a Rotliegend gas reservoir. **Netherlands Journal of Geosciences**, v. 96, n. 5, p. s131–s148, 2017.
- CHEN, H. Y.; TEUFEL, L. W.; LEE, R. L. Coupled fluid flow and geomechanics in reservoir study - I. Theory and governing equations. **SPE Annual Technical Conference and**

Exhibition, p. 507–519, 1995.

CHEN, R. et al. Coupled fluid flow and geomechanical modeling of seismicity in the Azle area North Texas. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, p. 1–19, 2018.

CHEN, Z.; HUAN, G.; MA, Y. **Computational Methods for Multiphase Flows in Porous Media**. 1. ed. Dallas: Society for Industrial and Applied Mathematics, 2006.

CHIN, L. Y. et al. Iterative coupled analysis of geomechanics and fluid flow for rock compaction in reservoir simulation. **Oil and Gas Science and Technology**, v. 57, n. 5, p. 485–497, 2002.

CHIN, L. Y.; THOMAS, L. K. Fully Coupled Analysis of Improved Oil Recovery by Reservoir Compaction. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, p. 1–10, 1999.

COSENTINO, L. **Integrated Reservoir Studies**. Paris: Editions TECHNIP 27 Rue Ginox, 2001.

DAUTRIAT, J. et al. Stress-dependent permeabilities of sandstones and carbonates: Compression experiments and pore network modeling. **Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, v. 5, p. 2877–2898, 2007.

DAVID, C. et al. Laboratory Measurement of Compaction-induced Permeability Change in Porous Rocks: Implications for the Generation and Maintenance of Pore Pressure Excess in the Crust. v. 143, n. 1, 1994.

DAVIES, J. .; DAVIES, D. . Stress-Dependent Permeability: Characterization and Modeling. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, n. June, 2001.

DE SOUZA, A. L. S. et al. Reservoir geomechanics study for deepwater field identifies ways to maximize reservoir performance while reducing geomechanics risks. **SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition**, p. 1–19, 2012.

DEAN, R. H. et al. A Comparison of Techniques for Coupling Porous Flow and Geomechanics. **SPE Reservoir Simulation Symposium**, p. 132–140, 2006.

DUTTA, D. et al. A 3D coupled reservoir geomechanics study for pressure, water production, and oil production simulation: Application in Umm-Gudair Field, West Kuwait. **SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition**, p. 1–18, 2011.

ERTEKIN, T.; ABOU-KASSEM, J. .; KING, G. R. Basic Applied Reservoir Simulation. In: **SPE Textbook Series Vol. 7**. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2001. p. 1–406.

ESPINOZA, C. E. New Formulation of Numerical Simulation of Compaction, Sensitivity Studies for Steam Injection. **Reservoir Simulation Symposium**, p. 139–144, 1983.

FALCÃO, F. O. L. **Simulação Hidromecânica de Reservatório Carbonático de Petróleo através de Pseudoacoplamento**. [s.l.] Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro,

2013.

FJAER, E. et al. **Petroleum Related Rock Mechanics**. 2. ed. Amsterdam: Elsevier B. V., 2008. v. 9

FLETCHER, C. A. . Galerkin Finite-Element Methods. In: **Computational Galerkin Methods**. Heidelberg: Springer Series in Computational Physics, 1984.

FONTOURA, S. et al. Workflow for wellbore integrity analysis during reservoir development. **Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference**, v. 3, n. October, p. 1927–1938, 2013.

GAMBOLATI, G.; FERRONATO, M.; TEATINI, P. Reservoir compaction and land subsidence. **Revue Européenne de Génie Civil**, v. 10, n. 6–7, p. 731–762, 2006.

GARIPOV, T. T. et al. Unified thermo-compositional-mechanical framework for reservoir simulation. **Computational Geosciences**, v. 22, n. 4, p. 1039–1057, 2018.

GENG, X. et al. Application of principal component analysis on water flooding effect evaluation in natural edge-bottom water reservoir. **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology**, v. 11, n. 1, p. 439–449, 2020.

GHADIRI, M. et al. Model order reduction of a reservoir simulation by SOD-DEIM. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 200, n. November 2020, p. 108137, 2021.

GIANI, G. et al. A coupled fluid flow-geomechanical approach for subsidence numerical simulation. **Energies**, v. 11, p. 1–17, 2018.

GUI, F. et al. Understanding the geomechanical challenges and risk mitigation in Sichuan shale gas drilling, China. **International Petroleum Technology Conference**, p. 1–8, 2019.

HADDAD, M.; SEPEHRNOORI, K. Development and validation of an explicitly coupled geomechanics module for a compositional reservoir simulator. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 149, p. 281–291, 2017.

HAMID, O.; OMAIR, A.; GUIZADA, P. Reservoir geomechanics in carbonates. **SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference**, p. 1–10, 2017.

HERNANDEZ, I. I. R. Numerical Reservoir Simulation Coupled with Geomechanics State of the Art and Application in Reservoir Characterization. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, p. 1–13, 2011.

HETTEMA, M. Analysis of mechanics of fault reactivation in depleting reservoirs. **International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences**, v. 129, p. 1–17, 2020.

INOUE, N. et al. Assessment of the Geomechanical Effects In a Real Reservoir. **45th U.S. Rock Mechanics / Geomechanics Symposium**, p. 1–8, 2011.

INOUE, N. et al. Reservoir Geomechanics Workflow. **8th Asian Rock Mechanics**

Symposium, p. 1638–1647, 2014.

INOUE, N.; FONTOURA, S. Answers to Some Questions About the Coupling Between Fluid Flow and Rock Deformation in Oil Reservoirs. **SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference**, p. 1–13, 2009a.

INOUE, N.; FONTOURA, S. A B. D. A. Explicit Coupling Between Flow and Geomechanical Simulators. **International Conference on Computational Methods for Coupled Problems in Science and Engineering**, p. 2–5, 2009b.

ISLAM, M. R. et al. **Advanced Petroleum Reservoir Simulation**. Canada: Scrivener Publishing LLC, 2010.

JOSEPH, J. B. et al. Acceleration strategies for Tridimensional Coupled hydromechanical problems based on CPU and GPU programming in MATLAB. **Anais da Academia Brasileira de Ciencias**, v. 94, p. 1–27, 2022.

LAUTENSCHLÄGER, C. E. R. et al. Influence of fluid-mechanical coupling in gas generation in undersaturated petroleum reservoirs. **Computational Methods for Coupled Problems in Science and Engineering V - A Conference Celebrating the 60th Birthday of Eugenio Onate, COUPLED PROBLEMS 2013**, p. 794–805, 2013.

LEI, Z. et al. Waterflooding management and optimization for reservoir simulation with coupled geomechanics and dynamic fractures using streamline-based information. **SPE Europec**, p. 1–11, 2019.

LEWIS, R. W.; GUTIERREZ, M. The Role of Geomechanics in Reservoir Simulation. **SPE/ISRM Eurock'98**, p. 439–448, 1998.

LI, P.; CHALATURNYK, R. J. Permeability variations associated with shearing and isotropic unloading during the SAGD process. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, v. 45, n. 1, p. 54–61, 2006.

LIMA, R. O. **Avaliação de Técnicas de Acoplamento Parcial entre Simuladores Geomecânico e de Fluxo**. [s.l.] Universidade Federal de Pernambuco, 2019.

LONGUEMARE, P. et al. Geomechanics in reservoir simulation: Overview of coupling methods and field case study. **Oil and Gas Science and Technology**, v. 57, n. 5, p. 471–483, 2002.

LOYOLA, A. C. **Multiscale modeling of the hydromechanical behavior of fractured reservoirs**. [s.l.] UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, 2022.

MAINGUY, M.; LONGUEMARE, P. Coupling Fluid Flow and Rock Mechanics: Formulations of the Partial Coupling between Reservoir and Geomechanical Simulators. **Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP**, v. 57, n. 4, p. 355–367, 2002.

- MARIA, A. L. M. **Impacto da deformabilidade de meios carstificados nas curvas de produção : estudo de caso de um reservatório carbonático típico do Pré-Sal brasileiro.** [s.l.] Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2022.
- MATSUNAGA, R.; WATASE, S.; FURUI, K. A rigorous yet simple technique for coupled reservoir and geomechanics simulation. **SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition**, p. 1–18, 2018.
- MORAIS, J. M. DE. **Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore.** Brasília: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada - IPEA, 2013.
- MUKUNDAKRISHAN, K. et al. Full-GPU Simulation of Coupled Multi- Reservoir Models : Implementation and Field Examples. **SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition, Abu Dhabi**, n. January, 2023.
- PAN, F. **Development and application of a coupled geomechanics model for a parallel compositional reservoir simulator.** [s.l.] The University of Texas, 2009.
- PARK, J. et al. Induced-seismicity geomechanics for controlled CO₂ storage in the North Sea (IGCCS). **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 115, n. February, 2022.
- PASUMARTI, A. et al. Assessing the Effective Co₂ Storage Capacity Using a Geomechanical Framework: A Case Study in the Arches Province of the Midwestern U.S.A. **SSRN Electronic Journal**, n. October, p. 1–14, 2020.
- PEACEMAN, D. W. **Fundamentals of numerical reservoir simulation.** Houston: Elsevier Scientific Publishing Company, 1977.
- PEREIRA, L. C. **Quantificação de Incertezas Aplicada à Geomecânica de Reservatórios.** [s.l.] Universidade Federal de Pernambuco, 2015.
- PETTERSEN, O. Coupled flow– and rock mechanics simulation: optimizing the coupling term for faster and accurate computation. **International Journal of Numerical Analysis and Modeling**, v. 9, n. 3, p. 628–643, 2012.
- PETUNIN, V. et al. An Experimental Study For Investigating the Stress Dependence of Permeability In Sandstones And Carbonates. **American Rock Mechanics Association**, p. 1–9, 2011.
- RAHMAN, M. J.; FAWAD, M.; MONDOL, N. H. 3D Field-Scale Geomechanical Modeling of Potential CO₂ Storage Site Smeaheia, Offshore Norway. **Energies**, v. 15, n. 4, p. 1–21, 2022.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo.** Rio de Janeiro: Intercência: Petrobras, 2006.

- RUTQVIST, J. The geomechanics of CO₂ storage in deep sedimentary formations. **Geotechnical and Geological Engineering**, v. 30, n. 3, p. 525–551, 2012.
- SAMIER, P.; DE GENNARO, S. A Practical Iterative Scheme for Coupling Geomechanics with Reservoir simulation. **SPE Reservoir Simulation Symposium**, p. 1–10, 2007.
- SAMIER, P.; ONAISI, A.; DE GENNARO, S. A Practical Iterative Scheme for Coupling Geomechanics with Reservoir simulation. **SPE Reservoir Evaluation & Engineering**, 2008.
- SATTER, A.; IQBAL, G. M. **Reservoir Engineering: The fundamentals, Simulation and Management of Conventional and Unconventional Recoveries**. 1. ed. [s.l.] Gulf Professional Publishing, 2015.
- SERRA DE SOUZA, A. L.; LIMA FALCÃO, F. O. R&D in reservoir geomechanics in Brazil: Perspectives and challenges. **Offshore Technology Conference Brasil (OTC)**, p. 1–13, 2015.
- SETTARI, A. Reservoir compaction. **Journal of Petroleum Technology**, v. 54, n. 8, p. 62–69, 2002.
- SETTARI, A.; WALTERS, D. A.; BEHIE, G. A. Use of coupled reservoir and geomechanical modelling for integrated reservoir analysis and management. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, v. 40, n. 12, p. 55–61, 2001.
- STONE, T. W. et al. Coupled Geomechanical Simulation of Stress Dependent Reservoirs. **SPE Reservoir Simulation Symposium**, p. 1–11, 2003.
- TERZAGHI, K. **Theoretical Soil Mechanics**. 1. ed. New York: John Wiley & Sons, 1943.
- TIAB, D.; DONALDSON, E. C. . **Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties**. 4. ed. London: Gulf Professional Publishing, 2016.
- TORTIKE, W. S. **Numerical Simulation of Thermal, Multiphase Fluid Flow in an Elastoplastic Deforming Oil Reservoir**. [s.l.] University of Alberta, 1991.
- TRAN, D. et al. New Iterative Coupling Between a Reservoir Simulator and a Geomechanics Module. **SPE/ISRM Rock Mechanics Conference**, p. 1–10, 2002.
- TRAN, D.; NGHIEM, L.; BUCHANAN, L. Aspects of Coupling Between Petroleum Reservoir Flow And Geomechanics. **43rd US Rock Mechanics Symposium 4th USCanada Rock Mechanics Symposium**, p. 14, 2009.
- TSIDAEV, A. Parallel algorithm for natural neighbor interpolation. **CEUR Workshop Proceedings**, v. 1729, n. Section 4, p. 78–83, 2016.
- VARELLA, C. A. A. **Análise Multivariada Aplicada as Ciências Agrárias**. Seropédica - Rio de Janeiro: [s.n.].

YUAN, Y.; BOONE, T. J. Geomechanical Simulations to Design Well Integrity Impact of Rock Deformation on Well Integrity. **SPE Thermal Well Integrity and Design Symposium**, p. 1–18, 2019.

ZHANG, F. et al. Modeling the Depletion of Fractured Vuggy Carbonate Reservoir by Coupling Geomechanics with Reservoir Flow. **SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition**, p. 1–15, 2017.

ANEXO A – ARTIGOS PUBLICADOS

Journal of Petroleum Exploration and Production Technology
<https://doi.org/10.1007/s13202-021-01190-6>

ORIGINAL PAPER-PRODUCTION ENGINEERING



Evaluating geomechanical effects related to the production of a Brazilian reservoir

Raquel Oliveira Lima¹ · Leonardo José do Nascimento Guimarães¹ · Leonardo Cabral Pereira²

Received: 24 March 2021 / Accepted: 15 May 2021
 © The Author(s) 2021

Abstract

This paper presents a coupled finite element approach for modeling geomechanical effects induced by production/injection processes in petroleum reservoirs. The module developed employs coupled-reservoir analysis using CMG IMEX® as the flow simulator and a finite element program in MATLAB® as the stress-strain simulator, in a two-way explicit partial coupling scheme. The flow and mechanical problems are coupled by the change of effective stress due to the change in pore pressure and by varying stress-dependent reservoir properties, such as pore compressibility, absolute permeability, and porosity. The coupling procedure was applied to the Namorado Field (Campos Basin, Brazil) to quantify the impact of the rock deformation on fluid recovery. Based on the cases studied, the coupled analyses predicted higher oil recovery than the conventional reservoir simulations. The results showed that the reservoir deformation can affect its performance and must be taken into account in reservoir-engineering studies depending on production strategy and reservoir stiffness. Besides, the geomechanical calculations were performed only in the coupling timesteps, reducing the computational effort and making this coupling method feasible on a field scale.

Keywords Coupled geomechanics · Reservoir simulation · Partial coupling · Reservoir management

Introduction

With the growing economic, logistical and environmental challenges for the development and maintenance of hydrocarbon resources, the need for good drilling, recovery, and stimulation strategies has been increasing. The events of induced seismicity and soil deformation recorded around oil fields have led to increasing awareness of the sensitivity of reservoirs to the state of stresses. It has become increasingly clear that an understanding of the evolution of these stresses is essential to maximize production from existing fields and to develop future fields (Bubshait et al. 2018).

For a long time, the deformation of petroleum reservoirs was only assessed when the subsidence of the surface

generated operational problems or became a threat to the integrity of the field. Some well-known cases include Wilmington Field in California and Ekofisk Field in the North Sea (Settari 2002).

In the last few decades, the development of stress-sensitive formations is raising awareness that reservoir geomechanics is an essential aspect for managing petroleum reservoirs. A reservoir sensitive to the state of stress presents significant changes in its structure and properties, such as porosity and permeability, due to the change in effective stress or pressure. These changes are large enough to affect the production or impose risks of damaging the wells (Pan 2009).

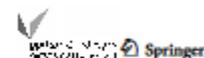
The understanding of reservoir geomechanical behavior is becoming increasingly important for the petroleum industry. It has been reported that significant changes in pore pressure due to depletion or injection in weak formations lead to a great change in effective stress. For poorly compacted reservoirs, the stress changes have beneficial effects on fluid recovery due to the reservoir compaction. However, the reservoir compaction can also reduce reservoir permeability, cause surface subsidence and create damage to well equipment. Stress changes particularly

✉ Raquel Oliveira Lima
raquel.oliveiral@ufpe.br

¹ Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), Av. da Arquitetura, S/N, CEP 50740-550 Recife, PE, Brasil

² Centro de Pesquisas Leopoldo Américo Miguez de Mello - CENPES/PETROBRÁS, Av. Horácio Macedo, 950, CEP 21941-915 Rio de Janeiro, Brasil

Full text online: 02 June 2021



COMPARAÇÃO DE TÉCNICAS DE ACOPLAMENTO HIDROMECAÂNICO

Raquel Oliveira Lima¹
L. J. do N. Guimarães²
L. C. Pereira³
Jean Baptiste Joseph⁴

RESUMO

Historicamente, as simulações de fluxo acopladas à geomecânica têm sido consideradas complexas e inviáveis devido ao esforço computacional adicional para realizar tais análises. Entretanto, os simuladores convencionais de reservatório simplificam importantes aspectos do comportamento mecânico das rochas que podem impactar significativamente a previsão de produção dos campos de petróleo. É importante considerar a influência da variação das tensões efetivas nas propriedades do reservatório, tais como compressibilidade, porosidade e permeabilidade, especialmente para reservatórios fraturados ou que apresentam baixa resistência mecânica. Várias abordagens vem sendo propostas para a implementação dos efeitos geomecânicos na simulação de reservatórios. Essas abordagens diferem em quais elementos da geomecânica são implementados e o grau em que esses elementos são acoplados ao fluxo multifásico. As equações resultantes do problema acoplado podem ser resolvidas em um único sistema de equações (esquema de acoplamento total) ou em sistemas separados (esquema de acoplamento parcial). Assim, o presente trabalho tem como objetivo utilizar exemplos da literatura para comparar os resultados de análises acopladas utilizando as técnicas de acoplamento parcial explícita *two-way* entre o simulador de fluxo comercial Imex® e um simulador mecânico *in house* em Matlab®, e de acoplamento total utilizando o *software in house* Codebrigt. Os resultados encontrados com a técnica de acoplamento parcial estudada foram muito próximos dos resultados da solução totalmente acoplada. Uma vez que no acoplamento parcial os cálculos mecânicos foram realizados em apenas tempos específicos da análise (passos de tempo de acoplamento), o esforço computacional é reduzido, tornando essa técnica bastante competitiva para a solução de problemas em escala real de reservatório.

Palavras-chave: Acoplamento hidromecânico, Geomecânica de reservatórios, Acoplamento parcial explícito *two-way*, Acoplamento total.

¹ Doutoranda do Curso de Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco - UFPE, raquel.oliveiral@ufpe.br;

² Professor do Curso de Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco - UFPE, leonardo.guimaraes@ufpe.br;

³ Doutor pelo Curso de Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco - UFPE, leonardocabraal@petrobras.com.br;

⁴ Doutorando do Curso de Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco - UFPE, jeanbluxe@gmail.com;