

INCORPORAÇÃO DOS EFEITOS GEOMECÂNICOS DE COMPACTAÇÃO E
SUBSIDÊNCIA NA SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO

Vanessa Palma Naveira

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM
ENGENHARIA CIVIL.

Aprovada por:

Prof. Luiz Landau, D.Sc.

Prof. José Luis Drummond Alves, D.Sc.

Prof. Leonardo José do Nascimento Guimarães, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

JUNHO DE 2008

NAVEIRA, VANESSA PALMA

Incorporação dos efeitos geomecânicos de compactação e subsidência na simulação de reservatórios de petróleo [Rio de Janeiro] 2008.

XV, 107 p., 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc., Engenharia Civil, 2008)

Dissertação - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE

1. Simulação de Reservatórios
2. Geomecânica de Reservatórios

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

*Aos meus maravilhosos Pais Sueli e Welinton e ao
meu querido Tio Lenilson*

Agradecimentos

Ao longo desse período de muito aprendizado, dedicação e esforço, agradeço infinitamente a Deus por ter me dado todas as forças necessárias para desenvolver essa dissertação, ao preencher a minha vida com muito amor, saúde, paz, alegrias, proteção e oportunidades.

Em atenção especial e com muito orgulho que agradeço aos meus pais maravilhosos, Sueli e Welinton, por me apoiarem todos os dias e a cada instante, com muito carinho, cuidado e amor. Com palavras e gestos valiosos, que vem me ensinando a viver a vida de uma forma leve e cheia de princípios.

Queria também agradecer a minhas irmãs Lilia e Carol por estarem sempre presente, pelas conversas intermináveis, conselhos e alegrias. Ao meu sobrinho Victor por encher a minha casa com muita vida, alegrias e encantamentos de um anjinho fantasiado de menino.

Agradeço também a minha querida vovó Rosa, por ser única e especial, com uma energia que comove todos ao seu redor, que com sua experiência e vivência nos faz perceber o quanto à vida é bela e tem muito a nos oferecer.

É com muito carinho, admiração e saudades que sou grata ao meu tio Lenilson, que já não se encontra mais entre nós, pelo muito que me incentivou a escrever esta dissertação, sempre disposto a ajudar a qualquer hora que precisasse, com sua boa vontade e sabedoria de um grande escritor e poeta, dos muitos exemplos que deixou em nossos corações, entre eles, o de estar sempre disposto a dar ajuda aos outros.

Quero expressar especial gratidão ao meu orientador e professor Luiz Landau, pela confiança depositada, apoio, paciência, amizade e sinceridade ao longo de anos de iniciação científica seguido do Mestrado.

E com muita felicidade que agradeço ao professor e amigo José Luis Drummond Alves, pela energia positiva, alegria, companheirismo e conselhos profissionais ao longo desses anos de convivência.

Agradeço em especial, à equipe de Geomecânica da Petrobras, por todo apoio que recebi, pelos ensinamentos, confiança e gentilezas ao longo desse período que foram de importância fundamental para o desenvolvimento desse trabalho.

Agradecimentos também a toda à equipe de Marlim Leste da Petrobras, pelo apoio, gentilezas, compreensão e paciência dispensados nesta etapa.

Quero também expressar aqui os meus sinceros agradecimentos ao professor Leonardo Guimarães pelas valiosas ponderações e sugestões.

Enfim agradeço a todos aos meus amigos e a todos que de uma forma ou de outra contribuíram para a conclusão deste trabalho.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M. Sc.)

INCORPORAÇÃO DOS EFEITOS GEOMECÂNICOS DE COMPACTAÇÃO E SUBSIDÊNCIA NA SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO.

Vanessa Palma Naveira

Junho/2008

Orientadores: Luiz Landau

Álvaro Luiz Gayoso de Azeredo Coutinho

Programa : Engenharia Civil.

Com o objetivo de obter uma simulação de reservatório cada vez mais precisa e confiável, tem sido crescente os estudos entre a interação do fluxo de fluido e a deformação do meio poroso, na tentativa de explicar alguns fenômenos que ocorrem ao longo da produção/injeção de fluidos, tais como a compactação, subsidência, estabilidade de poço e produção de areia. Para tanto, foi realizada a comparação entre a simulação dita convencional, através do simulador de fluxo ECLIPSE, e a simulação acoplada, com o ECLIPSE e o simulador geomecânico VISAGE, analisando os impactos nas curvas de produção de óleo, corte de água, manutenção de pressão do campo, assim como, as variações de tensão, deformação e deslocamentos ocorridos no reservatório e nas rochas adjacentes. Associando a variação dos parâmetros mecânicos a mudanças na permeabilidade ou no volume poroso do reservatório.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc)

INCORPORATION OF THE GEOMECHANICS EFFECTS OF COMPACTION AND
SUBSIDENCE ON SIMULATION OF PETROLEUM RESERVOIRS

Vanessa Palma Naveira

June/2008

Advisors: Luiz Landau

Alvaro Luiz Gayoso de Azeredo Coutinho

Department: Civil Engineering

In order to obtain a precise and reliable reservoir simulation, increasing studies between reservoir fluid flow with geomechanical deformation, have been made, as an attempt to explain some phenomena that occur along the production/injection of fluids, such as compaction, subsidence, well stability and sand production. In this context, a comparison between the conventional simulation and the coupled simulation, through the ECLIPSE and VISAGE simulators was carried out, analyzing the impact on the oil production curves, water cut, field pressure, as much as, on the tension variation, deformation and displacements occurred in the reservoir and in adjacent rocks, associating the variation of the mechanical parameters to the changes of permeability or the porous volume of the reservoir.

Índice

Capítulo 1 Introdução.....	1
1.1 Considerações Iniciais.....	1
1.2 Revisão Bibliográfica.....	3
1.3 Motivação.....	5
1.4 Impactos da Compactação e Subsidência.....	6
1.5 Casos Reais de Compactação e Subsidência.....	8
1.5.1 Campo de Ekofisk.....	8
1.5.2 Campo de Wilmington.....	10
1.5.3 Campo de South Belridge.....	11
1.6 Objetivos.....	12
1.7 Organização do Texto.....	12
Capítulo 2 Problema Acoplado.....	14
2.1 Principais Métodos de Acoplamento.....	14
2.1.1 Totalmente Acoplado.....	14
2.1.2 Acoplamento Iterativo.....	16
2.1.3 Acoplamento Explícito.....	17
2.1.4 Pseudo- Acoplamento.....	19
2.2 Compactação.....	19
2.3 Subsidência.....	20
2.4 Compressibilidade.....	21
2.4.1 Rochas Competentes.....	26
2.4.2 Rochas Brandas.....	26
2.5 Efeito da Trajetória de Tensão.....	26
2.6 Impactos na Permeabilidade.....	29
2.7 Influência da Água na Compactação.....	31
Capítulo 3 Formulação Matemática.....	33
3.1 Equações governantes de um Simulador de Fluxo Convencional.....	33
3.2 Simulador Acoplado.....	38
3.2.1 Equações Diferenciais do Equilíbrio.....	38
3.2.2 Equações Constitutivas.....	39

3.2.3	Formulação para Deslocamento e Deformação Volumétrica.....	40
3.2.4	Equação de Fluxo para Meios Porosos Deformáveis.....	42
3.3	Formulação Matricial - Simulador de Fluxo Convencional.....	44
3.4	Formulação Matricial - Totalmente Acoplado.....	46
3.5	Formulação Matricial - Acoplamento Parcial.....	47
3.6	Comportamento Mecânico da Rocha Reservatório.....	48
3.7	Simulador Geomecânico – VISAGE.....	51
3.7.1	Definição das Propriedades das Rochas.....	52
3.7.1.1	Inicialização do Modelo.....	52
3.7.1.2	Determinação das Propriedades Elásticas do Material.....	53
3.7.1.3	Determinação das Propriedades Plásticas do Material.....	53
3.7.2	Condições de Contorno.....	54
3.7.3	Interfaces do Acoplamento entre: ECLIPSE e VISAGE.....	54
3.7.3.1	Modificação do Volume Poroso.....	54
3.7.3.2	Interface com a Permeabilidade.....	56
Capítulo 4	Estudos de Casos.....	58
4.1	Teoria de Adensamento Unidimensional.....	58
4.2	Caso 1 – Adensamento Unidimensional.....	60
4.2.1	Tipos de Materiais.....	61
4.2.2	Condições de Contorno.....	61
4.2.3	Inicialização de Tensões.....	62
4.2.4	Depleção de 100 N/m ²	62
4.2.5	Depleção de 200 N/m ²	65
Capítulo 5	Análise Campo Real – Caso 2.....	68
5.1	Parâmetros de Fluxo.....	68
5.2	Parâmetros Mecânicos.....	71
5.3	Condições de Contorno.....	72
5.4	Acoplamentos Realizados.....	73
5.4.1	Acoplamento Explícito.....	74
5.4.1.1	Sem Atualização dos Parâmetros de Fluxo.....	76
5.4.1.2	Atualização da Permeabilidade.....	80
5.4.2	Acoplamento Iterativo.....	86
5.4.2.1	Atualização do Volume Poroso.....	86
5.4.2.1.1	Influência do Aquífero.....	86

5.4.2.1.2 Efeito das Propriedades Mecânicas.....	92
5.4.2.2 Frequência do Acoplamento.....	99
Capítulo 6 Conclusão e Recomendação.....	101
Referências Bibliográficas.....	104

Índice de Figuras

Figura 1.1 - Subsidiência do leito marinho e compactação do reservatório.....	6
Figura 1.2 - Impactos da Compactação e Subsidiência.....	6
Figura 1.3 - Subsidiência no campo de Ekofisk.....	10
Figura 2.1 - Fluxograma Acoplamento Implícito.....	15
Figura 2.2 - Fluxograma Acoplamento Iterativo.....	17
Figura 2.3 - Fluxograma Acoplamento Explícito.....	18
Figura 2.4 – Esquema do reservatório e das rochas adjacentes.....	20
Figura 2.5 – Compressibilidade do Volume poroso à 75% de pressão litostática versus porosidade inicial das amostras de carbonatos.....	23
Figura 2.6 - Compressibilidade do Volume poroso à 75% de pressão litostática versus porosidade inicial das amostras de arenito consolidado.....	24
Figura 2.7 - Compressibilidade do Volume poroso à 75% de pressão litostática versus porosidade inicial das amostras de arenito friável.....	24
Figura 2.8 - Compressibilidade do Volume poroso à 75% de pressão litostática versus porosidade inicial das amostras de arenito inconsolidado.....	25
Figura 2.9 - Variação de pressão x redução da pressão de poro.....	31
Figura 3.1 – Matriz resultante para um problema unidimensional.....	45
Figura 3.2 – Matriz resultante para um problema bidimensional.....	45
Figura 3.3 – Matriz resultante para um problema tridimensional.....	46
Figura 3.4 - Porosidade x Poro-pressão e Porosidade x Tensão Efetiva.....	49
Figura 3.5 - Representação da compactação no diagrama de ruptura de Mohr.....	50
Figura 3.6 - Fluxograma do acoplamento entre o ECLIPSE e o VISAGE.....	56
Figura 4.1 - Malha de Elementos Finitos.....	61
Figura 4.2 – Tensões Iniciais (N/m ²).....	62
Figura 4.3 – Aplicando o diferencial de 100 N/m ² no reservatório.....	63
Figura 4.4 - Distribuição de tensão vertical efetiva (YY) considerando uma depleção de 100	63

N/m² no reservatório

Figura 4.5 - Distribuição de tensão horizontal efetiva (XX) considerando uma depleção de 100 N/m ² no reservatório.....	64
Figura 4.6 - Deformação total vertical no reservatório para uma depleção de 100 N/m ² no reservatório.....	64
Figura 4.7 - Diferencial de pressão no reservatório de 200 N/m ²	66
Figura 4.8 - Distribuição de tensão vertical efetiva (YY) considerando uma depleção de 200 N/m ² no reservatório.....	66
Figura 4.9 - Distribuição de tensão horizontal efetiva (XX) considerando uma depleção de 200 N/m ² no reservatório.....	67
Figura 4.10 - Deformação total vertical no reservatório para uma depleção de 200 N/m ² no reservatório.....	67
Figura 5.1 - Localização vertical do Reservatório e do poço produtor.....	69
Figura 5.2 - Mapa de Volume Poroso do Topo do Reservatório.....	70
Figura 5.3 - Mapa de Saturação de Água do Topo do Reservatório.....	70
Figura 5.4 - Mapa de Permeabilidade horizontal (k _x =k _y) do Topo do Reservatório.....	71
Figura 5.5 – Rochas adjacentes ao reservatório.....	71
Figura 5.6 - Reservatório e rochas adjacentes.....	72
Figura 5.7 – Condições de contorno de Fluxo.....	73
Figura 5.8 – Condições de contorno geomecânica.....	73
Figura 5.9 – Pressão média do campo.....	75
Figura 5.10 – Vazão e produção acumulada do poço.....	76
Figura 5.11 – Distribuição de poro-pressão na fase anterior ao início da produção.....	77
Figura 5.12 - Tensão efetiva média na fase anterior ao início da produção.....	77
Figura 5.13 – Variação de tensão efetiva média (kPa) no cenário com aquífero.....	78
Figura 5.14 – Variação de tensão efetiva média (kPa) no cenário sem aquífero.....	78
Figura 5.15 - Deformação Volumétrica no cenário com aquífero.....	78
Figura 5.16 - Deformação Volumétrica no cenário sem aquífero.....	78
Figura 5.17 - Compactação no cenário com aquífero.....	79
Figura 5.18 - Compactação no cenário sem aquífero.....	79
Figura 5.19 - Subsidência no cenário com aquífero.....	79

Figura 5.20 - Subsidência no cenário sem aquífero.....	79
Figura 5.21– Arqueamento do Reservatório.....	79
Figura 5.22 - Vazão e produção acumulada do poço.....	80
Figura 5.23 - Pressão media do Campo.....	81
Figura 5.24 – Produção de Óleo Acumulada.....	82
Figura 5.25 - Corte de Água no poço produtor.....	83
Figura 5.26 – Variação de tensão efetiva média no cenário com aquífero.....	83
Figura 5.27 – Variação de tensão efetiva média no cenário sem aquífero.....	83
Figura 5.28 - Deformação volumétrica no cenário com aquífero.....	84
Figura 5.29 - Deformação volumétrica no cenário sem aquífero.....	84
Figura 5.30 – Compactação no cenário com aquífero.....	84
Figura 5.31 – Compactação no cenário sem aquífero.....	84
Figura 5.32 – Subsidência no cenário com aquífero.....	85
Figura 5.33 – Subsidência no cenário sem aquífero.....	85
Figura 5.34 – Variação na permeabilidade no cenário com aquífero.....	85
Figura 5.35 – Variação na permeabilidade no cenário sem aquífero.....	85
Figura 5.36 - Vazão do poço produtor.....	87
Figura 5.37 - Produção Acumulada.....	88
Figura 5.38 – Pressão média do campo.....	89
Figura 5.39 – Corte de Água no poço produtor.....	90
Figura 5.40 – Variação de tensão efetiva média no cenário com aquífero.....	91
Figura 5.41 - Variação de tensão efetiva média no cenário sem aquífero.....	91
Figura 5.42 - Deformação volumétrica no cenário com aquífero.....	91
Figura 5.43 - Deformação volumétrica no cenário sem aquífero.....	91
Figura 5.44 – Compactação no cenário com aquífero.....	92
Figura 5.45 – Compactação no cenário sem aquífero.....	92
Figura 5.46 – Subsidência no cenário com aquífero.....	92
Figura 5.47 – Subsidência no cenário sem aquífero.....	92
Figura 5.48 – Pressão média do campo.....	94
Figura 5.49 – Vazão e Produção Acumulada de Óleo.....	95
Figura 5.50 – Produção acumulada do poço.....	96
Figura 5.51 – Corte de Água no poço produtor.....	97
Figura 5.52 – Deformação volumétrica para $E_{res}= 8.85e+05$ psi e $E_{adj}=5.0e+05$ psi.....	98

Figura 5.53 – Deformação volumétrica para $E_{res}=15.66e+05$ psi e $E_{adj}=5.0e+05$ psi.....	98
Figura 5.54 – Compactação para $E_{res}= 8.85e+05$ psi e $E_{adj}=5.0e+05$ psi.....	98
Figura 5.55 – Compactação para $E_{res}=15.66e+05$ psi e $E_{adj}=5e+05$ psi.....	98
Figura 5.56 – Subsidência para $E_{res}=8.85e+05$ psi e $E_{adj}=5e+05$ psi.....	98
Figura 5.57 – Subsidência para $E_{res}=15.66e+05$ psi e $E_{adj}=5e+05$ psi.....	98
Figura 5.58 – Pressão média do campo ao longo do tempo.....	99
Figura 5.59 – Corte de água no poço produtor.....	100

Índice de Tabelas

Tabela 4.1 – Dados Tipo de Material.....	61
Tabela 5.1 – Dados Mecânicos.....	72
Tabela 5.2 – Diferentes Propriedades Mecânicas.....	93

Capítulo 1

1. Introdução

Neste capítulo são apresentadas as considerações iniciais do trabalho envolvendo a simulação de reservatório com a geomecânica, uma revisão bibliográfica sobre o tema do trabalho, assim como a motivação que levou o desenvolvimento do estudo, a descrição dos impactos da compactação e subsidência, objetivos e organização do texto.

1.1 Considerações Iniciais

Ao longo de alguns anos inúmeras pesquisas vêm sendo feitas entre a interação do fluxo de fluidos e a deformação em meios porosos, com o intuito de considerar os efeitos geomecânicos na simulação de reservatório.

Simuladores de reservatórios têm um grande histórico de desenvolvimento e são utilizados para modelar uma larga diversidade de problemas de fluxo de fluidos em meios porosos, com o objetivo de realizar previsões de produção de óleo, gás e água, assim como auxiliar na determinação do plano de desenvolvimento para o campo.

Estabelecendo limites de produção/injeção, realizando ajustes de histórico de produção, visando aumentar o fator de recuperação de petróleo e auxiliar na tomada de decisões, permitindo reduzir custos ou evitar prejuízos futuros, contribuindo para aumentar o valor presente líquido (VPL) do projeto.

Quanto mais preciso e realista for o modelo melhor será a representação dos fenômenos e mais útil e confiável será a previsão da produção.

Entretanto, a utilização de simuladores comerciais não pode explicar alguns fenômenos que ocorrem durante a produção de petróleo, tais como: compactação, subsidência, problemas de estabilidade de poço, produção de areia, entre outros.

Isso ocorre, devido ao fato que muitos simuladores de reservatório não consideram devidamente a deformação da rocha, causada pela variação de poro-pressão e temperatura do reservatório durante o período de produção/injeção.

Em alguns casos, os impactos físicos dos aspectos geomecânicos no comportamento do reservatório podem não ser pequenos, pois a redução do espaço poroso pode causar colapso dos poros, ocasionando compactação abrupta do reservatório e a subsidência da superfície do fundo do mar.

Assim, o comportamento geomecânico de meios porosos tem se tornado de grande importância para operações com hidrocarbonetos. A modelagem numérica é complexa e vem sendo analisada historicamente através de três grandes áreas, [25]:

- Modelagem Geomecânica: cujo principal objetivo é calcular o comportamento tensão-deformação da rocha causado pela mudança de pressão e temperatura devido à produção ou injeção de fluidos, onde tais deformações podem afetar a permeabilidade e a porosidade da rocha. Também são incorporados os efeitos das rochas não produtoras adjacentes ao reservatório.
- Simulação de Reservatório: Modela essencialmente o fluxo multifásico em meios porosos, através do cálculo da variação da pressão de poro para cada fase e das respectivas saturações dos fluidos ao longo da produção de petróleo.
- Mecanismo de Fratura: Trata em detalhe da geometria e da propagação da fratura, ativação ou reativação de falhas e mudanças de transmissibilidade em função da variação do estado de tensão do reservatório. São aspectos que irão auxiliar na determinação de importantes decisões ao longo da produção de um campo, entre eles, a determinação da pressão máxima de injeção.

1.2 Revisão Bibliográfica

Em [11] foi apresentada a formulação e discretização em elementos finitos das equações para o fluxo multifásico em meios porosos deformáveis e comprovaram que a geomecânica e o fluxo de fluidos estão totalmente acoplados, de forma que mudanças na pressão de poro afetam a resposta mecânica da rocha e vice-versa. Comparando as equações de fluxo em [11] com as correspondentes equações de fluxo multifásico utilizadas em um simulador de reservatório comercial, constatou-se que este negligencia ou simplifica a importância dos aspectos geomecânicos, podendo causar grande impacto na produtividade. E isso é justificado pelo fato de utilizarem no simulador um único parâmetro mecânico, a compressibilidade do poro. Porém, este não é suficiente na representação do comportamento de rochas, ao não incorporar a influência da trajetória de tensões e efeitos de dilatância, necessitando de uma completa relação constitutiva.

Em [4] foi descrito um procedimento iterativo para a análise acoplada da geomecânica com o fluxo multifásico para problemas tridimensionais de grande escala. O procedimento é geral e efetivo para tratar rochas reservatório com complicado comportamento constitutivo de compactação e variações de permeabilidade. Descrições da formulação do modelo, equações constitutivas e estratégias para aumentar a eficiência computacional são apresentadas.

Um modelo de acoplamento iterativo foi apresentado em [24] que aborda uma nova relação da porosidade em função da pressão, temperatura e da tensão total. A nova fórmula não só melhora a acurácia do acoplamento como também reduz substancialmente o número de iterações do acoplamento, como o tempo de CPU. A nova aproximação foi implementada em um sistema modular iterativo. A rápida convergência proporciona a equivalência de um método totalmente acoplado. A maior vantagem desse tipo de acoplamento é que o módulo geomecânico pode ser facilmente acoplado com qualquer simulador de reservatório.

Já em [28] foi observada uma modificação na fórmula da porosidade como função da pressão, temperatura e tensão ao incluir o uso de derivadas adicionais nos parâmetros,

e termos de segunda ordem da compressibilidade. Essa modificação faz o acoplamento tornar implícito, obtendo soluções mais precisas. Assim, durante a solução das equações de fluxo do reservatório os parâmetros da função porosidade não são mantidos constantes.

Modelos acoplando a geomecânica com o fluxo de fluidos são necessários para considerar as deformações resultantes das variações de pressão induzidas pelo fluxo de fluidos em reservatórios sensíveis ao estado de tensões. Existe entretanto uma preocupação quanto a estabilidade desses métodos para que possam ser utilizados confiavelmente. É sabido que procedimentos padrões podem levar a oscilações de pressão devido a violação da condição Babuska-Brezzi(B-B), a qual requer ordens diferentes de interpolação entre as variáveis de deslocamento e poro-pressão. Assim, em [33] foi apresentado diferentes tipos de acoplamento e um novo método de elementos finitos para contornar a condição B-B. O método aplica uma técnica de elementos finitos estabilizada para resolver as equações de equilíbrio mecânico e um método de volumes finitos para resolver as equações de balanço de massa restante.

Um método de acoplamento modular de um simulador de reservatório comercial que considera análise de tensão tridimensional foi descrito em [23]. O sistema de acoplamento iterativo é robusto e equivalente à solução do sistema totalmente acoplado.

Em [1] é apresentado um estudo, que utiliza um modelo de deformação plana, poroelástica 2 D, junto com o círculo de Mohr para mostrar alguns comportamentos básicos das tensões no reservatório durante a produção e injeção. O campo de tensões horizontais induzidos pelo fluxo é analisado através de sua evolução, distribuição, orientação e valores máximo e mínimo.

Foi apresentado em [30] um procedimento iterativo para acoplar a geomecânica e o simulador de reservatório na simulação de formações brandas, compressíveis, com um complexo comportamento constitutivo. Onde foi utilizada a computação paralela para reduzir o tempo de processamento nos casos com intensa parte geomecânica. O

procedimento desenvolvido é geral e pode ser aplicado para qualquer simulador de reservatório e modelo geomecânico.

Em [2] é abordado a teoria de duas fases de Biot, isotérmica e linearmente poro-elástica do ponto de vista convencional da modelagem de fluxo de fluido, com o objetivo de preservar o sistema de fluxo de fluido e incluir o modelo geomecânico. Desenvolvendo tal aproximação, reservatórios de complexa situação (naturalmente fraturados e sensíveis a tensão) serão mais facilmente analisados.

1.3 Motivação

Atividades de exploração têm descoberto cada vez mais reservatórios profundos de alta pressão e temperatura, naturalmente fraturados, saturados com óleo pesado (de baixo grau API) e com alta viscosidade.

Considerados campos que podem necessitar de métodos avançados de recuperação, utilizam alta tecnologia e produzem através de um número menor de poços de alto custo, sendo a abordagem geomecânica de grande relevância.

No passado, a compactação de reservatório era usualmente tratada somente após a indicação da subsidência de uma superfície associada ou devido a problemas operacionais.

Compactação é o deslocamento vertical que ocorre na superfície do reservatório e subsidência é a manifestação deste deslocamento no solo marinho, como pode ser observado na Figura 1.1. Esse deslocamento vertical pode estar associado à remoção de hidrocarbonetos, a produção de água subterrânea ou a atividades de mineração, entre outras.

No presente trabalho será estudado os impactos da compactação do reservatório e da subsidência do leito marinho devido à retirada de hidrocarboneto das rochas produtoras. Para que possam ser avaliados os impactos desses fenômenos na vida produtiva de um campo de petróleo.

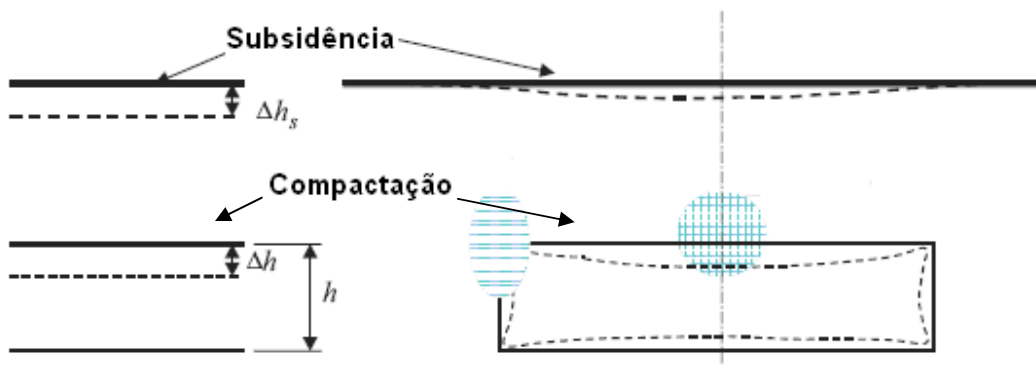


Figura 1.1 - Subsidiência do leito marinho e compactação do reservatório.

1.4 Impactos da Compactação e Subsidiência

A Figura 1.2 mostra um diagrama dos impactos causados pela compactação e subsidiência, cujos efeitos nos impõem grandes desafios e significativas oportunidades [15].

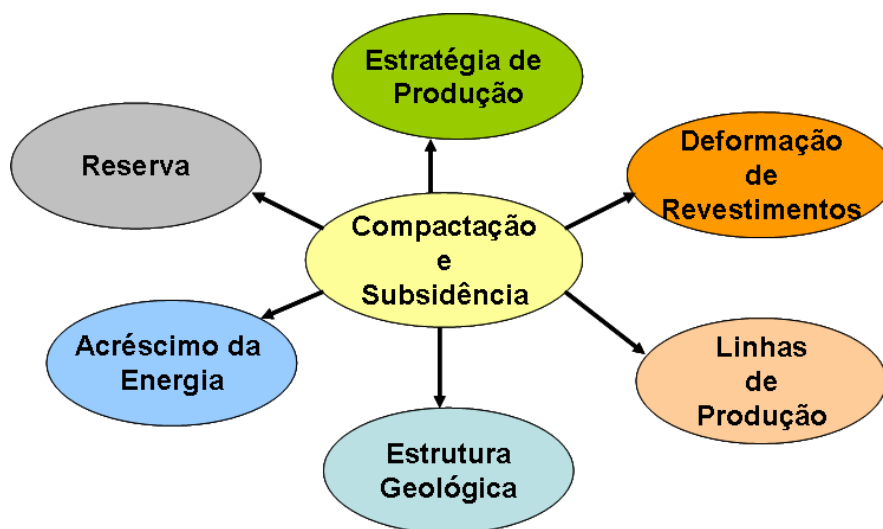


Figura 1.2 - Impactos da Compactação e Subsidiência.

O impacto mais imediato está relacionado com a estrutura do fundo do mar, que com a compactação do reservatório, problemas de subsidência podem aparecer, gerando graves conseqüências para o meio ambiente e nas estruturas geológicas do campo.

Problemas de compactação e subsidência devem ser esperados em formações moles, de alta compressibilidade, inconsolidadas, reservatórios carbonáticos (*chalk reservoir*), fraturados, campos sobrepressurizados ou que serão severamente depletados.

Esses impactos na superfície geológica afetam diretamente os esforços para a produção de hidrocarboneto, como por exemplo, na estabilidade de poços e na deformação de revestimentos.

Problemas adicionais podem surgir nas linhas de produção, quando as linhas de escoamento, dispostas no leito marinho, atravessam regiões de tração na borda da bacia, assim como em regiões de compressão, próximo ao centro da bacia. Nessas zonas de tração e compressão a deformação pode exceder o limite de resistência da tubulação, requerendo a substituição ou manutenção das linhas, [15].

Enquanto os impactos da compactação e subsidência são vistos como grandes desafios para a engenharia, estes também podem representar significativas oportunidades. Em particular o mecanismo de compactação pode representar uma significativa parcela da energia total do reservatório, [15].

A compactação e a subsidência podem contribuir com um acréscimo da energia de recuperação do reservatório. Como por exemplo, o campo de Valhall, [9], a compactação representou cerca de 50% da energia total do reservatório. Em um campo na costa da Bolívia, o mecanismo de compactação representou aproximadamente 70% da energia total que com a injeção de vapor aumentou para 80%. No campo de Ekofisk, a estimativa inicial do impacto da compactação indicou um adicional de 243 milhões de barril de óleo equivalente (BOE) até o fim do período de concessão em 2011. Uma última estimativa em 1998, com o impacto do enfraquecimento da rocha pela água subiu para 280 milhões de barril equivalente (BOE), propiciando um adicional de energia até 2029, [15].

Assim, é natural se esperar que a compactação e subsidência influenciem a tomada de decisões em algum momento ao longo da vida de produção do reservatório. Podendo citar a determinação do limite de produção e injeção, para evitar grandes depleções, a reativação ou ativação de falhas, a chegada prematura da água por fraturas que sofreram modificações em suas transmissibilidade. O desenvolvimento de reservatórios com compactação é sempre mais complexo e requer análises mais detalhadas. Estimativas imprecisas dos efeitos da compactação podem levar a uma sobre ou sub-estimação de reservas, volumes a serem produzidos e fatores de recuperação.

1.5 Casos Reais de Compactação e Subsidência

A produção de petróleo tem implicado na compactação e subsidência de muitos campos no Mar do Norte, Venezuela e costa dos EUA. Desses casos bastante conhecidos na indústria de petróleo, vale ressaltar o campo de Ekofisk, de Wilmington e de South Belridge.

1.5.1 Campo de Ekofisk

O campo de Ekofisk descrito em [15] é um reservatório carbonático, sobrepressurizado, naturalmente fraturado, localizado no setor Norueguês no Mar do Norte. Possui uma área de 48 Km² com 183 m de espessura, porosidade média de 32%, saturação inicial de água de 10%, permeabilidade da matriz em torno de 1 a 2 mD e com permeabilidade da fratura de 50 mD aproximadamente.

A produção teve início em julho de 1971 com quatro poços produtores produzindo inicialmente através do mecanismo de gás em solução e por compactação do reservatório até o início da injeção de água em 1987.

A subsidência do leito marinho foi primeiramente observada em 1984. Nessa época o leito marinho afundou aproximadamente três metros. A subsidência foi o resultado da compactação do reservatório devido à combinação de fatores tais como, alta porosidade da rocha, grande área do campo, larga espessura do intervalo produtivo e declínio da pressão do reservatório [15].

Ao iniciar a injeção de água com o intuito de manter a pressão e aumentar a recuperação, esperava-se diminuir ou até parar com a subsidência. Entretanto, assim que a pressão começou a estabilizar em 1993 e início de 1994, houve um pequeno impacto na taxa de subsidência, estabilizando em 1998. A partir daí a taxa permaneceu praticamente inalterada, acumulando um total de 7,8 m de subsidência, conforme apresentado em [27].

A contínua subsidência após o início de 1994, em combinação com dados do campo e de laboratório, indicou que o fenômeno de enfraquecimento da rocha pela água se tornou o principal mecanismo de compactação do campo, sendo este fenômeno conhecido por compactação química.

Assim, a taxa de subsidência de Ekofisk aumentou do início de 1990 de 25 cm/ano para um pico de 42 cm/ano em 1993. Com o início da injeção de água esta diminuiu para 35 cm/ano, mas ao invés da taxa continuar declinando, esta teve um aumento para 38 cm/ano, de acordo com [27].

Após algumas pesquisas e experimentos de laboratório, concluiu-se que a injeção de água em certos tipos de reservatório, pode aumentar a compressibilidade da rocha devido à interação entre a água e a calcita, modificando a relação grão a grão, facilitando a rotação e a translação entre eles, reduzindo a resistência mecânica da rocha e aumentando a compressão.

A Figura 1.3 mostra uma fotografia da plataforma deste campo em meados de 1973 e 1986. Claramente pode-se observar que o número de buracos na parede de proteção ao redor da plataforma diminuiu. A perda de espaço livre e a redução da segurança da plataforma levaram em 1987 a operações de instalação de uma barreira ao redor da plataforma, acumulando um custo total de um bilhão de dólares [27].



Figura 1.3 - Subsidência no campo de Ekofisk.

1.5.2 Campo de Wilmington

Campo descoberto em 1932, perto de Los Angeles no Estado da Califórnia, EUA, teve início da produção em 1936, e a subsidência foi primeiramente detectada em 1940 dentro do perímetro da praia Long Beach Naval, causando sérios danos ao estaleiro próximo e nas regiões ao redor da cidade. Como resultado da subsidência, estritas regulamentações na operação do campo foram decretadas. A companhia THUMS, a qual opera a parte sul do campo, foi obrigada a assinar um contrato com a cidade de Long Beach do Estado da Califórnia comprometendo-se a manter a injeção de água em 105% da produção para prevenir a subsidência. A injeção de água no campo de Wilmington teve início em 1958 quando a taxa de subsidência estava em aproximadamente 38cm/ano, chegando a aproximadamente 9 metros em 1968. Com a injeção de água, em 1996 a taxa de subsidência já estava aproximadamente zero. Entretanto, os custos decorrentes, excediam em 100 Milhões de dólares, em 1970 [15].

1.5.3 Campo de South Belridge

Localizado na Califórnia, é um reservatório arenito inconsolidado, com espessura variando de 122 a 183 m, possuindo formações subjacentes de 305 m altamente compressíveis.

Em meados de 1980, operadores detectaram danos em revestimento e rupturas em poços. Em 1987, após uma forte tempestade, foi observado fissuras na superfície ao norte do campo, onde tais fissuras estavam orientadas aproximadamente paralelas à orientação da tensão horizontal máxima. Suspeitou-se que tais danos e fissuras eram resultantes da compactação do reservatório e da subsidência do leito marinho, conforme [12].

Além do impacto na superfície do fundo do mar, a compactação e a subsidência podem afetar diretamente os esforços para a produção de hidrocarboneto. Como exemplo pode-se citar a deformação e ou ruptura dos revestimentos de poços, a qual pode ser inicialmente detectada quando as ferramentas de operação a cabo não conseguem ser descidas ao longo do interior do poço. Necessitando em alguns casos da perfuração de poços de desvio (sidetrack). No campo de Belridge, a deformação de revestimentos tornou um problema tão severo que em meados de 1980, 15% a 20% dos revestimentos estavam sofrendo ruptura por ano.

Com isso, apesar dos grandes esforços para reduzir a taxa de compactação, esforços também vem sendo desenvolvidos para evitar a deformação de revestimentos. Assim como a utilização de juntas telescópicas para reduzir deformações axiais. Ou até a utilização de linhas e revestimentos pesados, visando estender a vida útil do poço, mas de sucesso limitado.

1.6 Objetivos

Realizar uma simulação acoplada, utilizando um simulador de fluxo de fluidos convencional, ECLIPSE, e um simulador geomecânico, VISAGE, para avaliar os impactos na vida produtiva de uma parcela de um reservatório real da Petrobras, tais como:

1. Alterações nas propriedades físicas do reservatório: porosidade e permeabilidade;
2. Determinação da compactação do reservatório e subsidência do leito marinho;
3. Avaliar a variação do estado de tensão e deformação no reservatório e nas rochas adjacentes;
4. Mostrar os impactos nas curvas de produção através de gráficos de pressão do campo, vazão de óleo, produção acumulada de óleo e corte de água referente ao poço produtor.

1.7 Organização do Texto

Os capítulos seguintes desse trabalho foram divididos da seguinte maneira:

No capítulo 2, são apresentados os diversos métodos de acoplamento entre o fluxo de fluido e a geomecânica, assim como os conceitos e influência de outros fenômenos na compactação e subsidência.

No capítulo 3, é apresentada a formulação matemática e matricial das equações que governam o problema fluxo/tensão em meios porosos, assim como os procedimentos e formulações utilizadas no *software* VISAGE.

No capítulo 4, foi realizado o estudo de caso de adensamento, para verificação analítica do *software* VISAGE.

No capítulo 5, foram feitas as comparações entre os resultados obtidos com a simulação acoplada e com a simulação de fluxo de fluido convencional para uma parcela de um reservatório real da Petrobras. Apresentando os impactos nas curvas de produção do reservatório, assim como a variação de tensão, deformação e deslocamento calculados pelo *software* VISAGE.

Finalmente, no capítulo 6, são apresentadas as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

2. Problema Acoplado

Um problema acoplado é aquele em que dois ou mais sistemas físicos interagem entre si e cujo acoplamento pode ocorrer através de diferentes graus de interação [35]. Neste capítulo são apresentados os principais métodos de acoplamento entre o fluxo de fluidos em meios porosos e a geomecânica.

São apresentadas algumas definições sobre compactação, subsidência e compressibilidade, assim como uma abordagem sobre os efeitos da trajetória de tensões, os impactos na permeabilidade e a compactação química.

2.1 Principais Métodos de Acoplamento

Diferentes métodos de acoplamento vêm sendo estudados por inúmeros pesquisadores, objetivando melhorar a acurácia, convergência e eficiência computacional da solução. Cada método de acoplamento tem suas vantagens e desvantagens. A melhor opção vai depender das necessidades do problema a ser analisado [28].

Na tentativa de acoplar a geomecânica com a simulação de fluxo, algumas dificuldades são incluídas, tais como a não linearidade e a alteração na geometria do problema [32].

O acoplamento pode ser realizado através de diferentes maneiras: totalmente acoplado; acoplamento iterativo; explícito e pseudo-acoplado.

2.1.1 Totalmente Acoplado

Nesse tipo de acoplamento, as variáveis de fluxo, pressão, p_l , saturação, S_l , e temperatura, T , e a variável geomecânica, deslocamento u , são calculados

simultaneamente através de um único sistema de equações a cada passo de tempo n , conforme apresentado no fluxograma da Figura 2.1, sendo $l = o, w, g$, o índice que representa os possíveis fluidos presentes no meio poroso: óleo, água ou gás.

O método também pode ser chamado de acoplamento implícito, onde todo o sistema é resolvido com a mesma discretização, através de uma só malha em todo o domínio e utilizando como exemplo o Método de Elementos Finitos para resolver o sistema de equações.

Tem como principal vantagem a estabilidade da aproximação e de preservar uma convergência de segunda ordem para as iterações não-lineares, além de obter soluções confiáveis as quais podem ser utilizadas como referência para as outras técnicas de acoplamento, [6].

Entretanto, apresenta dificuldade de adaptar o módulo geomecânico aos simuladores de fluxo já existentes, já que este requer um código mais complexo e pode apresentar um tempo de CPU muito longo. Normalmente é mais lento do que o método explícito e iterativo, especialmente nos casos de campo de grande escala, com injeção de vapor ou naqueles que seguem um modelo constitutivo não-linear [6].

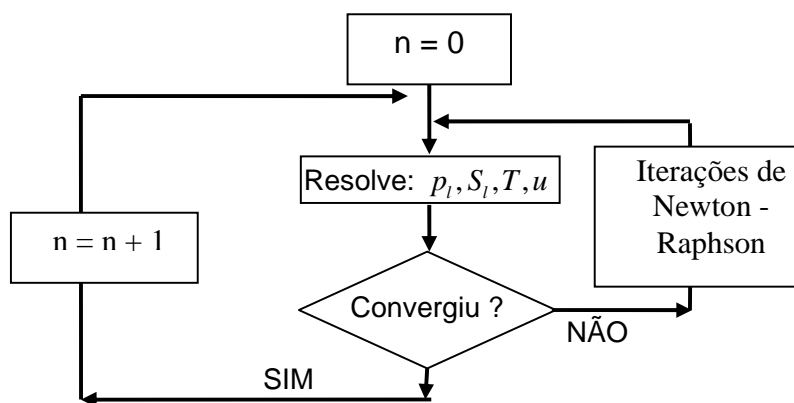


Figura 2.1 - Fluxograma Acoplamento Implícito.

2.1.2 Acoplamento Iterativo

Nesse tipo de acoplamento, as variáveis de fluxo e de geomecânica são resolvidas separadamente e sequencialmente por um simulador de reservatório e por um simulador geomecânico, onde a troca de informações acontece em ambos os sentidos.

Em cada passo de tempo e para cada iteração, valores de pressão obtidos a partir do modelo de reservatório são diretamente passados para o modelo geomecânico, assim como os parâmetros de fluxo atualizados pelo modelo geomecânico, são transmitidos para o modelo de reservatório, conforme ilustrado na Figura 2.2. Sendo ϕ^* a porosidade atualizada através dos parâmetros geomecânicos. Os termos de acoplamento são controlados através de um critério de convergência que normalmente é baseado nas variações de pressão e tensão entre as duas últimas iterações.

É importante ressaltar que usualmente o sistema matemático do modelo de reservatório é baseado na descrição Euleriana, com uma configuração de malha fixa e independente do tempo, enquanto que o modelo matemático geomecânico é baseado na descrição Lagrangeana, com uma configuração de malha deformável e variável com o tempo. Assim, a porosidade verdadeira calculada através da geomecânica não pode ser passada diretamente para o modelo de reservatório, [3].

Esta metodologia é recomendada para rochas cuja compressibilidade afeta fortemente o balanço de materiais ou quando geomateriais de alta não-linearidade estão presentes na rocha. É um método bastante utilizado e apresenta algumas vantagens, entre elas:

- É considerado como a técnica mais flexível e conveniente onde o módulo geomecânico pode ser acoplado com qualquer simulador de reservatório sem ter que fazer modificações substanciais no código.
- Permite que novas tecnologias computacionais e métodos numéricos possam ser desenvolvidos e implementados separadamente para o simulador de reservatório e para o modelo geomecânico. Normalmente o simulador de fluxo

utiliza a técnica de Diferenças Finitas e o modelo geomecânico de Elementos Finitos.

- Tem grande flexibilidade e eficiência. Se a convergência do acoplamento for alcançada, a solução pode ser comparada com a do modelo totalmente acoplado.

Sua desvantagem é que seus cálculos podem requerer um grande número de iterações para problemas complicados.

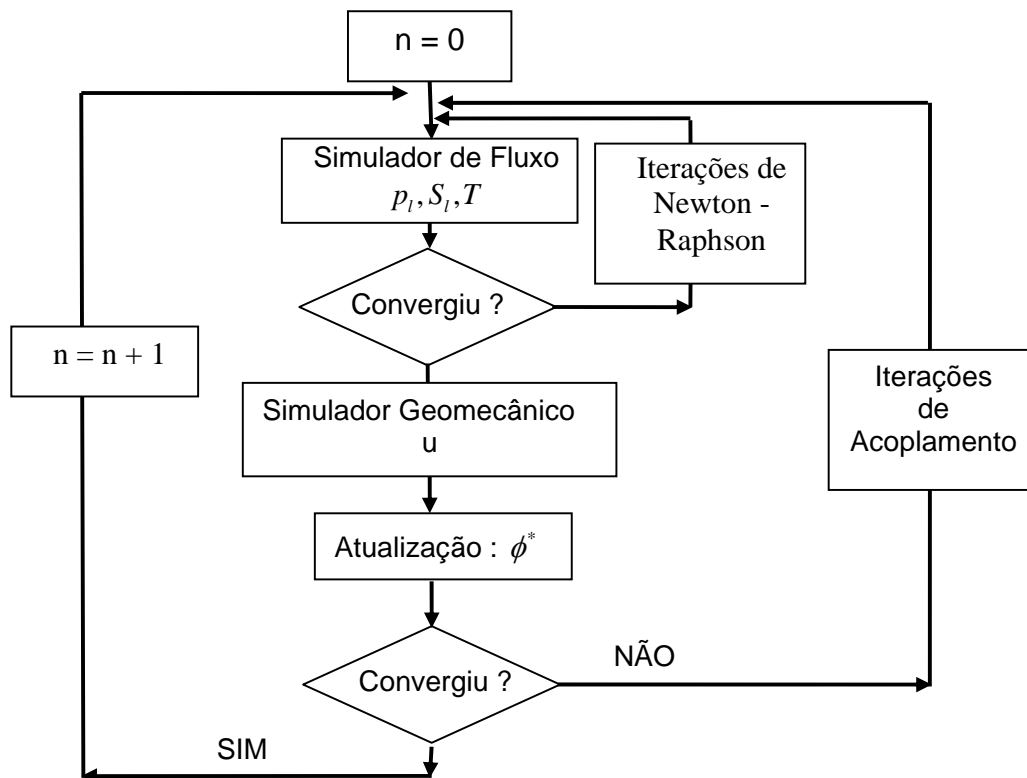


Figura 2.2 - Fluxograma Acoplamento Iterativo.

2.1.3 Acoplamento Explícito

Considerado um caso especial do acoplamento iterativo onde a cada passo de tempo, a informação é transferida apenas do simulador de fluxo para o modelo geomecânico, [6].

Isso significa que mudanças no campo de pressão de poro induzem mudanças de tensão-deformação calculadas pelo simulador geomecânico, mas cujas atualizações dos parâmetros de fluxo só serão utilizadas pelo simulador de reservatório no passo de tempo seguinte conforme a Figura 2.3.

Pode ser aplicado para reservatórios de gás, onde a compressibilidade do gás é normalmente dominante sobre a compressibilidade da rocha, sendo o balanço de massa nesse tipo de reservatório, controlado principalmente pela pressão do gás ao invés de ser pelas tensões e deformações no meio sólido.

Apresenta como vantagem a facilidade de se acoplar o módulo geomecânico a um simulador de fluxo já existente.

Tem como limitação, restrições de passo de tempo devido às condições de estabilidade e acurácia. Já que a maioria dos problemas de fluxo multifásico requer intervalos de passo de tempo menores daqueles permitido pelo acoplamento explícito [6].

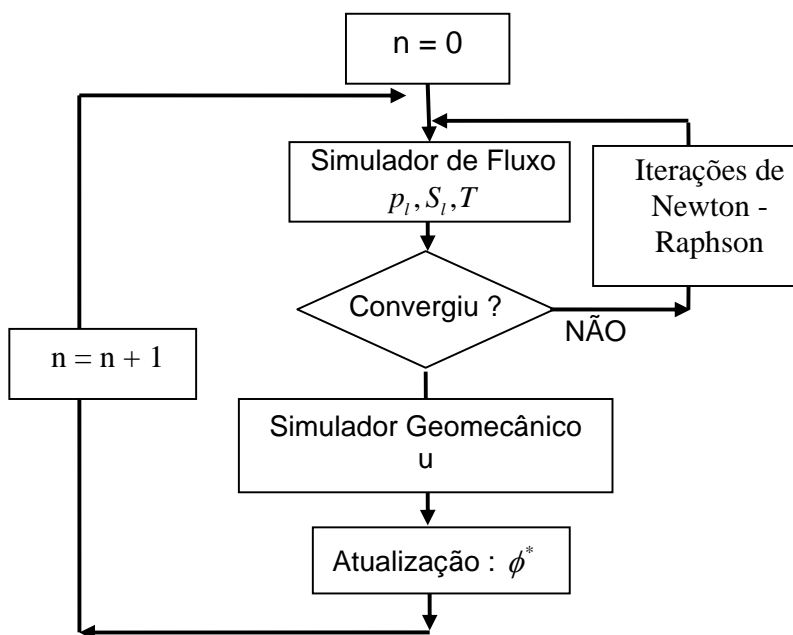


Figura 2.3 - Fluxograma Acoplamento Explícito.

2.1.4 Pseudo-Acoplamento

Nessa forma de acoplamento, o próprio simulador convencional pode calcular algumas respostas aproximadas da geomecânica, como a compactação e variações de tensões horizontais, através de simples relações entre a porosidade e deslocamentos verticais e entre a porosidade e a tensão, respectivamente. A porosidade e a permeabilidade absoluta podem ser atualizadas através de um modelo empírico, utilizando tabelas de porosidade e permeabilidade variando em função da pressão.

Apresenta tempo de CPU menor do que o dos outros acoplamentos e é utilizado para casos de campos que apresentam regiões com características de rochas diferentes, já que as relações entre pressão, permeabilidade e porosidade podem ser definidas para diferentes regiões [28].

2.2 Compactação

Inicialmente, a rocha matriz do reservatório e a pressão de poro estão em equilíbrio, o qual será alterado com o início da produção/injeção de fluidos no reservatório.

As variações nas saturações dos fluidos dos poros da rocha irão alterar a distribuição de pressão de poro e temperatura, causando mudanças no estado de tensão no reservatório e nas rochas adjacentes. Tais mudanças no estado de tensão resultam em alterações das propriedades petrofísicas da rocha, através da variação do volume poroso e da permeabilidade.

Dessa forma, com a produção de hidrocarbonetos a pressão de poro diminui e a sobrecarga das rochas superiores é transferida para a rocha matriz, acarretando no aumento na tensão efetiva.

Esse aumento na tensão efetiva sobre a rocha matriz é acompanhado por deformações inicialmente de natureza elástica. Para rochas compressíveis, brandas, a continuidade da diminuição da pressão de poro e aumento da tensão efetiva pode exceder o limite elástico da matriz do reservatório e o comportamento tornar plástico e acelerado, causando reduções irreversíveis no volume poroso e na permeabilidade do campo.

Deslocamentos horizontais também são importantes no reservatório bem como na superfície do fundo do mar. Em relação ao reservatório, deslocamentos horizontais podem danificar os revestimentos do poço e equipamentos, entre outros, enquanto que no fundo do mar pode afetar a integridade da estrutura superficial [16].

Assim, a quantidade de compactação em uma região do reservatório é primeiramente função do decréscimo de poro-pressão, da porosidade e da espessura do reservatório. Heterogeneidades também podem influenciar as condições de compactação.

2.3 Subsidiência

De acordo com as propriedades das rochas superiores, o efeito da compactação do reservatório pode ser propagado para a superfície, gerando a subsidiência do leito marinho.

Para realizar o cálculo do equilíbrio mecânico da estrutura geológica durante a exploração, é necessário considerar não só a rocha reservatório como também as rochas adjacentes a este, conforme ilustrado na Figura 2.4.

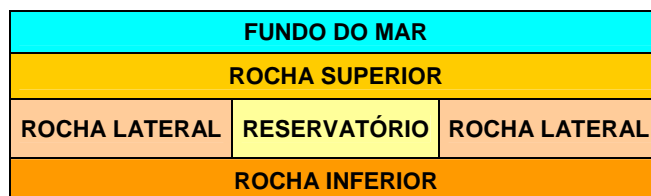


Figura 2.4 – Esquema do reservatório e das rochas adjacentes.

A rocha superior (*overburden*), existente entre o fundo do mar e o reservatório é responsável pela transmissão da compactação do reservatório para a subsidiência do leito marinho, sendo essa transmissão da compactação função de sua geometria, espessura e propriedades constituintes, [20].

As rochas dispostas lateralmente ao reservatório (*sideburden*), influenciam significativamente a trajetória de tensões e o nível de compactação no reservatório. No caso de rochas laterais resistentes, parte da carga total das rochas superiores é

transferida para as rochas laterais, gerando um efeito de arqueamento, devido a não distribuição uniforme da tensão vertical sobre o reservatório, [20].

A rocha disposta a baixo do reservatório (*underburden*) também tem grande influência no processo de compactação e subsidência já que estas também suportam as rochas laterais. Ou seja, rochas inferiores resistentes permitem um maior arqueamento do que uma menos rígida, [20].

Com isso, pode-se afirmar que o modelo geomecânico é normalmente mais complexo que o modelo de fluxo, já que aquele utiliza uma malha de discretização de domínio maior do que a do simulador de reservatório, ao considerar não apenas a região do reservatório como também as rochas adjacentes, superior, inferior e, laterais.

A compactação de formações fracas e a resultante subsidência devido à depleção da pressão é um processo complexo. Sua análise requer a consideração de ambos os efeitos de fluxo de fluido e a deformação da rocha reservatório.

Desde o momento que o fluxo de fluidos nos poros ou nas fraturas é dependente do tempo, o fluxo de fluidos induz um efeito de tempo na deformabilidade da rocha, devido à influência da poro-pressão na deformação da rocha através do princípio de tensões efetivas de Terzaghi. Em contrapartida, o fluxo de fluido é dependente da redução do espaço poroso.

Entretanto, a maioria das análises de compactação de reservatórios, assume certas simplificações ou negligenciam o efeito do acoplamento entre o fluxo de fluido e a deformação do reservatório, deixando de considerar o efeito do acréscimo de pressão de poro gerado pela compactação, subsidência e arqueamento.

2.4 Compressibilidade

Ao referenciar a compressibilidade das rochas sedimentares, é necessário definir os três tipos de compressibilidade:

- Compressibilidade da rocha matriz (grãos), c_g : é a variação fracional em volume do material sólido da rocha, com a variação unitária de pressão;

- Compressibilidade total da rocha, c_t : é a variação fracional do volume total da rocha, com a variação unitária da pressão;
- Compressibilidade do poro ou Compressibilidade efetiva da formação c_f : é a variação fracional do volume poroso da rocha com a variação unitária da pressão.

Em um simulador dito convencional, o único parâmetro mecânico incluído para considerar os impactos geomecânicos é a compressibilidade do poro, podendo ser utilizada constante ou variável em função da pressão.

A compressibilidade do poro foi introduzida com o intuito de considerar a deformação da rocha em função da variação da pressão. Entretanto, este parâmetro não é suficiente para representar o comportamento da rocha, pois este apenas relaciona a variação do volume poroso em função da mudança de pressão de poro devido à produção de hidrocarbonetos, sem incorporar o aumento da pressão de poro devido à compactação da rocha reservatório, influência da trajetória de tensão e efeitos de dilatância [11].

A compressibilidade do poro é geralmente calculada através de:

$$c_f = \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial p} \right)_T \quad (2.1)$$

O subscrito T indica que a derivada parcial está sendo calculada para uma temperatura constante, portanto uma compressibilidade isotérmica. De acordo com a equação (2.1), à medida que a poro-pressão diminui ocorre uma diminuição do volume poroso, V_p , acarretando na compactação da rocha, [7].

Na indústria do petróleo os valores da compressibilidade do poro foram determinados através das correlações de Hall e Van der Knapp [7]. A Figura 2.5 mostra as correlações de Vander Knapp e de Hall para carbonatos [7].

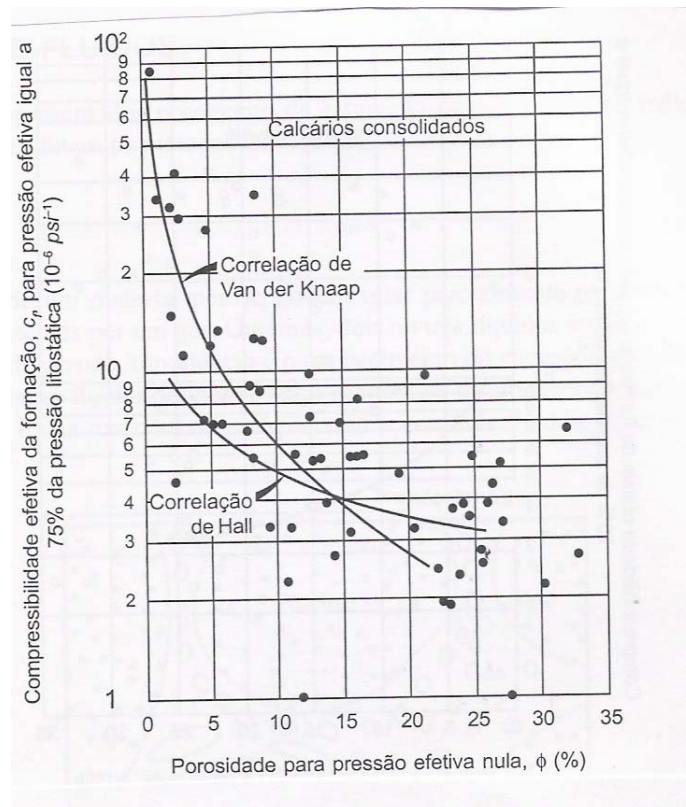


Figura 2.5 – Compressibilidade do Volume poroso a 75% de pressão litostática versus porosidade inicial das amostras de carbonato [7].

Nas Figuras 2.6, 2.7 e 2.8 pode-se observar uma comparação entre a correlação de Hall e os valores obtidos para arenitos consolidados, friáveis e inconsolidados, sendo o critério de classificação das areias realizado do seguinte modo [7]:

- Arenito consolidado: amostras consistentes de rochas duras. (cujas quinas não são quebráveis com a mão);
- Arenito friável: amostras podem ser cortadas em cilindro, cujas quinas podem ser quebradas com a mão;
- Arenito inconsolidado: amostras são quebráveis com seu peso próprio, a não ser que um tratamento especial seja realizado.

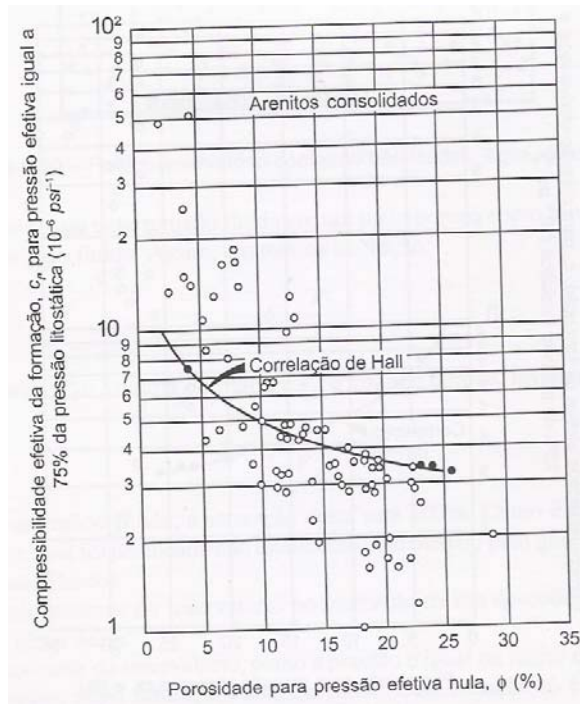


Figura 2.6 - Compressibilidade do Volume poroso a 75% de pressão litostática versus porosidade inicial das amostras de arenito consolidado [7].

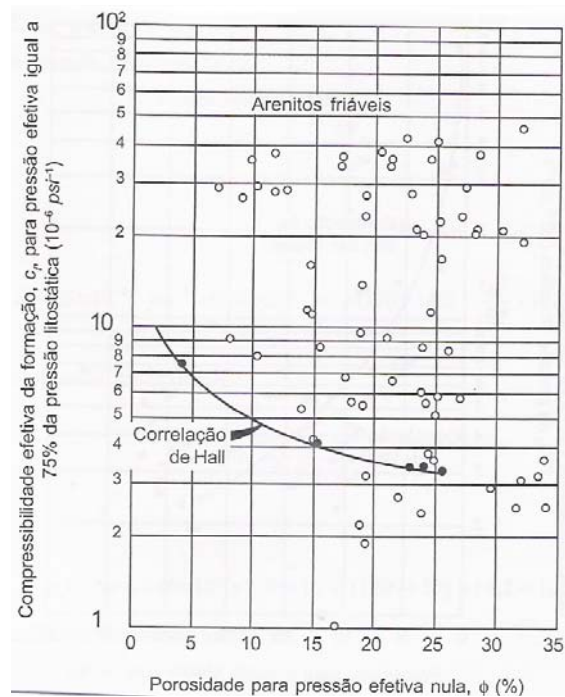


Figura 2.7 - Compressibilidade do Volume poroso a 75% de pressão litostática versus porosidade inicial das amostras de arenito consolidado [7].

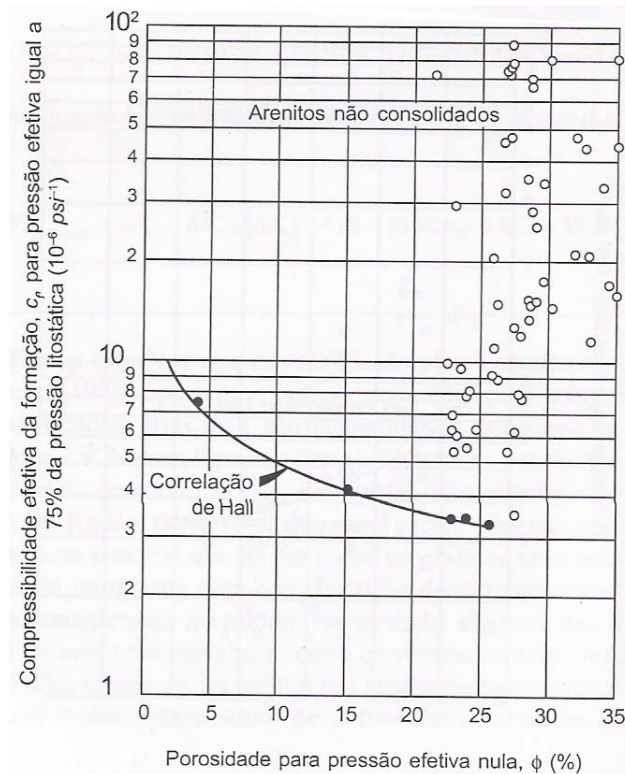


Figura 2.8 - Compressibilidade do Volume poroso a 75% de pressão litostática versus porosidade inicial das amostras de arenito consolidado [7].

Pode-se observar que a correlação de Hall's não consegue caracterizar uma grande diversidade de areias, principalmente para o caso de arenitos não consolidados, Figura 2.8, em que a tendência da correlação se encontra no sentido oposto dos pontos medidos em ensaios.

Neste sentido, é de grande importância medir as propriedades mecânicas não só da rocha reservatório como também das rochas adjacentes a este. Já que as correlações devem ser utilizadas apenas para fornecer uma ordem de grandeza da compressibilidade do poro [7].

O ensaio mais comumente realizado para medir a compressibilidade do poro é o de deformação uniaxial. Entretanto, em certos casos estes devem ser ajustados para considerar a contribuição da compactação na recuperação total de petróleo, já que a trajetória de tensão não é uniforme e nem sempre segue o comportamento de deformação uniaxial [20].

Caso a compressibilidade variasse linearmente com a pressão do reservatório, a modelagem poderia ser feita sem o acoplamento do fluxo com a geomecânica. Porém, os efeitos geomecânicos raramente são lineares por uma série de fatores, entre eles, a variação do carregamento devido a mudanças de pressão, temperatura, saturação, tipo de mecanismo de produção, reativação de falhas e fraturas, arqueamento da estrutura e não linearidade da trajetória de tensão.

2.4.1 Rochas Competentes

A aproximação através da compressibilidade da rocha é geralmente aplicada para reservatórios com rochas competente, duras com propriedades laterais uniformes e com propriedades de fluxo, permeabilidade, invariáveis com a mudança do estado de tensão.

Essas hipóteses podem restringir os simuladores convencionais a analisarem reservatórios de comportamento geomecânico complexo. Sendo recomendada para esses casos uma análise acoplada.

2.4.2 Rochas Brandas

Tipicamente para casos de rochas reservatórios brandas, tais como carbonatos do tipo *chalk* e areias inconsolidadas, a utilização de simuladores convencionais não é adequada, devido aos seguintes fatores: tais rochas usualmente exibem complicado comportamento constitutivo e resultam em alto grau de compactação, apresentam alto grau de heterogeneidade e são sensíveis a variação do estado de tensão.

2.5 Efeito da Trajetória de Tensão

Para realizar a previsão do grau de compactação, é necessário considerar a influência de alguns fenômenos importantes ao longo da produção do campo, entre eles o efeito da trajetória de tensões.

A previsão da compactação de reservatório é usualmente realizada em experimentos de laboratório através de ensaios de deformação uniaxial. Entretanto, dados do campo de gás de Groningen mostraram que o desenvolvimento de tensões medidos no campo estavam diferente daqueles obtidos nos ensaios de deformação uniaxial. Com as deformações previstas no ensaio, maiores daquelas realmente encontradas no campo, [13].

A produção de hidrocarbonetos e a conseqüente mudança na pressão de poro resultam em uma variação nas tensões totais verticais e horizontais. Assim, em [13] foi desenvolvida uma teoria associando como a produção de fluidos influencia a mudança do estado de tensões. Para isso foi utilizado o parâmetro γ_v , o qual descreve a razão entre a variação de tensão vertical total sobre a variação de poro-pressão.

$$\gamma_v = \frac{\Delta\sigma_v}{\Delta p} = \frac{h}{r} \left(\frac{1-2\nu}{2-2\nu} \right) f\left(\frac{d}{r}\right) \quad (2.2)$$

Sendo r o raio do reservatório, h a espessura, ν o coeficiente de Poisson e d a distância do centro deste até sua borda inferior. Para reservatórios lateralmente extensos ($r > d$), a função $f\left(\frac{d}{r}\right) < 1$, e pode-se afirmar que a variação da tensão vertical total é bem pequena, [13].

Para descrever a trajetória de tensões que ocorre durante a depleção de reservatórios, é utilizado o parâmetro A , o qual descreve a razão entre a tensão efetiva horizontal mínima com a tensão efetiva vertical:

$$A = \frac{\Delta(\sigma_h - \alpha p)}{\Delta(\sigma_v - \alpha p)} \quad (2.3)$$

Onde α é o coeficiente de Biot, o qual relaciona a compressibilidade total da rocha com a compressibilidade dos grãos, conforme a equação (2.4):

$$\alpha = 1 - \frac{c_t}{c_g} \quad (2.4)$$

Usualmente adotado como $\alpha = 1$, sendo σ_h, σ_v as tensões totais, horizontal mínima e vertical respectivamente.

A tensão vertical total é geralmente obtida através da integração do perfil de densidade das rochas superiores. A tensão horizontal total pode ser obtida através de operações de fraturamento hidráulico ou microfraturamento (mini-frac), [13].

Assumindo uma condição de tensão horizontal isotrópica, pode-se escrever a variação da tensão horizontal com a variação de poro-pressão através do parâmetro γ_h :

$$\gamma_h = \frac{\Delta\sigma_h}{\Delta p} \quad (2.5)$$

Para o caso especial em que à depleção ocorre sem significativa variação da tensão efetiva vertical, pode-se escrever:

$$\gamma_h = \alpha(1 - A) \quad (2.6)$$

Sob essas condições pode-se escrever que $\gamma = \gamma_h$. De acordo com a teoria de poro-elasticidade, sob condições de deformação uniaxial pode-se utilizar a seguinte relação para o parâmetro A :

$$A = \frac{\sigma_h - \alpha p}{\sigma_v - \alpha p} = \frac{\nu}{1 - \nu} \quad (2.7)$$

Substituindo a equação 2.7 na equação 2.6 tem-se a seguinte relação entre a variação de tensão horizontal total com a variação de poro-pressão nas condições de deformação uniaxial, γ_u , [13]:

$$\gamma_u = \alpha \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) \quad (2.8)$$

Assim, para uma precisa previsão da compactação do reservatório, a trajetória de tensão do campo deve ser conhecida.

A razão da discrepância entre a compressibilidade obtida em laboratório e da que realmente ocorre no campo, deve-se aos efeitos geomecânicos de não única trajetória de tensão e do efeito do arqueamento. Estudos têm mostrado que o estado inicial de tensão e a subsequente trajetória de tensão têm efeito pronunciado na recuperação total [32].

Dependendo do estado inicial de tensão, reservatórios com as mesmas propriedades de rocha e de fluido, para um mesmo valor de produção, podem apresentar valores diferentes de declínio de pressão, alcançando a pressão de bolha em tempos diferentes, influenciando na produção [32].

2.6 Impactos na Permeabilidade

Ao longo da vida produtiva do reservatório, a permeabilidade absoluta em qualquer ponto pode variar em função da mudança do estado de tensão efetiva, devido a uma despressurização ou pressurização ao longo do tempo [5].

A despressurização vem acompanhada por um aumento na tensão efetiva que pode alterar a geometria do poro.

A taxa de declínio da permeabilidade com o acréscimo da tensão é bastante variável. Porém, tem sido observado um declínio exponencial da permeabilidade com o aumento da tensão, onde a maior variação da permeabilidade ocorre predominantemente para baixos valores de pressão (0 a 3.000 psi). Para esses valores a permeabilidade pode reduzir de 10 a 99% de sua permeabilidade original [5].

Resultados de pesquisas têm mostrado que a taxa de redução da permeabilidade é função de modificações físicas na relação grão a grão e no grau de empacotamento das areias, podendo ocorrer através dos seguintes modos [5]:

- Deslizamento e Rotação dos grãos: Primeira resposta observada em reservatórios inconsolidados com altos valores de porosidade, entre 25 a 50%, submetidos a baixos valores de tensão.
- Alteração na forma do grão: Fenômeno observado em grãos de comportamento dúctil tais como a argila e mica, os quais podem ter suas formas alteradas devido ao acréscimo de tensão efetiva.
- Fraturamento do grão: Observado para altos valores de tensão em feldspato e ocasionalmente em quartzo.

A produtividade do reservatório é função da permeabilidade, que é função das condições de produção, de forma que altas taxas de produção podem resultar em significativas reduções de permeabilidade em regiões próximas ao poço, em rochas sensíveis a variação de tensão.

Assim, o acréscimo de produção esperado devido a uma maior queda de pressão de fundo de poço pode ser menor do que o esperado devido a reduções de permeabilidade.

Estudos em função de uma relação entre a taxa de produção e a queda de pressão, devem ser realizados com o intuito de se alcançar um acréscimo da produção sem a ocorrência de custos adicionais.

Valores do fator A próximos da unidade, tende a gerar maiores compactações e grandes reduções de permeabilidade, enquanto baixos valores do fator k geram menores deformações, podendo até ocorrer efeitos de dilatância com aumento da permeabilidade efetiva [20].

Como exemplo, pode-se observar na Figura 2.9 como a permeabilidade varia em ensaios triaxiais para diferentes valores do fator A . Ressaltando assim, que a permeabilidade não varia apenas em função da pressão de poro, mas também é função da trajetória de tensão [20].

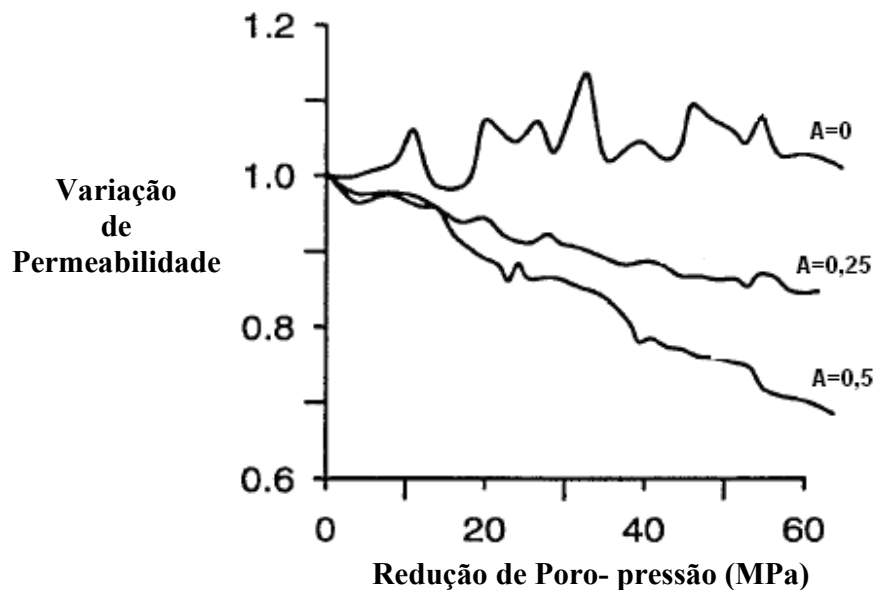


Figura 2.9 - Variação de pressão x redução da pressão de poro.

Outro impacto na alteração da permeabilidade é o da possível alteração da direção de fluxo, podendo ocorrer em rochas com permeabilidade anisotrópica, onde a deformação pode modificar o tensor total de permeabilidade.

Em reservatórios fraturados deve-se tomar cuidado em relação à injeção de água. Visto que o aumento da permeabilidade da fratura pode acarretar uma redução na eficiência de varrido, chegada prematura de água nos poços produtores e, dependendo da pressão de injeção, pode até comunicar zonas que antes estavam isoladas [11].

2.7 Influência da Água na Compactação

O processo de compactação do reservatório pode ser acelerado pela injeção de água em reservatórios altamente compactados, como nos casos de campos do Mar do Norte, do tipo *chalk*.

Trata-se de um fenômeno contrário ao normalmente esperado, pois a injeção de água tenderia a causar um inchamento do volume devido à pressurização do reservatório.

Esse efeito contrário pode ser justificado por dois mecanismos, primeiramente, em rochas parcialmente saturadas, onde o decréscimo da pressão capilar devido ao aumento da saturação de água pode contribuir para o crescimento da tensão efetiva, [20].

O segundo mecanismo está relacionado a uma reação química entre a água de injeção e a rocha reservatório, podendo causar uma redução da tensão e a compactação. Estudos têm mostrado que o segundo efeito é o causador predominante na compactação de reservatórios [20].

O efeito da compactação acelerada pela água pode ser incorporado na simulação de reservatório através de multiplicadores de volume poroso e ou permeabilidade em função da saturação de água [20].

Capítulo 3

3. Formulação Matemática

Neste capítulo serão descritas as equações básicas que governam o fluxo de fluidos em meio porosos, utilizadas por um simulador de fluxo convencional e por um simulador acoplado.

No simulador acoplado, são apresentadas as equações resolvidas por um simulador geomecânico na obtenção das deformações do meio poroso, as quais serão utilizadas por um simulador de fluxo que utiliza a deformação em sua formulação matemática. Também é descrito os procedimentos e formulações utilizadas pelo simulador VISAGE assim como as interfaces de acoplamento com o simulador de fluxo convencional ECLIPSE.

3.1 Equações Governantes de um Simulador de Fluxo Convencional

O comportamento do fluxo de fluidos pode ser expresso através da combinação da equação da conservação da massa (equação da continuidade) com a Lei de Darcy, as quais são suplementadas pelas equações de Estado (descrição do comportamento do fluido sobre certas condições de pressão-volume-temperatura - PVT), [9].

Essas equações combinadas vão dar origem a uma equação diferencial parcial (PDE), que quando aplicadas para o fluxo multifásico, é gerado uma equação diferencial parcial para cada componente de hidrocarboneto e uma para a fase água. Condições de contorno adicionais são necessárias para a solução do problema.

A equação da conservação da massa para fluidos é escrita por:

$$-\nabla \cdot (\phi \rho_l \mathbf{v}_l) = \frac{\partial (\phi \rho_l)}{\partial t} + Q_l, \quad (3.1)$$

onde o termo do lado esquerdo da equação (3.1) representa o balanço entre a massa que entra e a massa que sai de um volume de controle qualquer, o primeiro termo do lado direito representa a massa acumulada no volume de controle após um intervalo de tempo e o segundo termo do lado direito representa a massa que é adicionada ou produzida através de fontes externas, poços de petróleo como exemplo neste trabalho. Sendo ϕ a porosidade, \mathbf{v}_l , ρ_l e Q_l respectivamente o campo de velocidade, massa específica e vazão da fase líquida, com $l = o, w, g$, representando as fases óleo, água e gás respectivamente.

Sendo a Lei de Darcy, a equação que relaciona a velocidade aparente do fluido com o gradiente de pressão, através de:

$$\mathbf{v} = -\frac{k_{rl} \mathbf{K}}{\mu_l} (\nabla p_l + \gamma_l \nabla z) \quad (3.2)$$

\mathbf{K} = permeabilidade absoluta do meio;

k_{rl} = permeabilidade relativa;

μ_l = viscosidade do fluido;

p_l = pressão da fase l ;

γ_l = peso específico do fluido;

z = altura;

\mathbf{v} = campo de velocidade aparente;

A velocidade aparente utilizada pela Lei de Darcy pode ser interpretada como uma velocidade relativa entre a velocidade do fluido \mathbf{v}_l e a velocidade da rocha \mathbf{v}_r , como observado pela equação (3.3), de acordo com [34].

$$\mathbf{v} = \phi(\mathbf{v}_l - \mathbf{v}_r) \quad (3.3)$$

Como um simulador convencional não considera a deformação volumétrica da rocha, a velocidade da rocha é nula e a velocidade do fluido é representada pela equação (3.4), [34].

$$\mathbf{v}_l = \frac{\mathbf{v}}{\phi} \quad (3.4)$$

Substituindo a velocidade da fase líquida \mathbf{v}_l , na equação (3.1), chega-se na seguinte equação da continuidade para a fase líquida:

$$-\nabla \cdot (\rho_l \mathbf{v}) = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho_l) + Q_l \quad (3.5)$$

Substituindo (3.2) em (3.5) e fazendo algumas manipulações tem-se a equação de fluxo para a fase óleo, água e gás, [22]:

$$\nabla \cdot \left[\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \mathbf{K} (\nabla p_o - \gamma_o \nabla z) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{\phi S_o}{B_o} \right] + Q_o \quad (3.6)$$

$$\nabla \cdot \left[\frac{k_{rw}}{\mu_w B_w} \mathbf{K} (\nabla p_w - \gamma_w \nabla z) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{\phi S_w}{B_w} \right] + Q_w \quad (3.7)$$

$$\nabla \cdot \left[R_s \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \mathbf{K} (\nabla p_o - \gamma_o \nabla z) + \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \mathbf{K} (\nabla p_g - \gamma_g \nabla z) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\frac{R_s}{B_o} S_o + \frac{S_g}{B_g} \right) \right] + R_s Q_o + Q_{fg} \quad (3.8)$$

onde, R_s é a razão de solubilidade gás-óleo, \mathbf{K} a matriz de permeabilidade absoluta do meio poroso e k_{rl} , Q_l , B_l , S_l a permeabilidade relativa, vazão de injeção/produção, fator volume de formação e saturação de cada fase respectivamente. Sendo o fator volume de formação a razão entre o volume de fluido ocupado em uma determinada pressão e temperatura com o volume do fluido ocupado nas condições padrão (1 atm e 20°C). A vazão é positiva quando se tratar de produção de fluidos e, negativa quando for injeção de fluidos.

Entretanto, as equações (3.6), (3.7) e (3.8) contêm seis variáveis independentes $(p_w, p_o, p_g, S_w, S_o, S_g)$, necessitando de três relações adicionais para completar a formulação das equações governantes:

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (3.9)$$

$$p_o - p_w = f_1(S_w) \quad (3.10)$$

$$p_g - p_o = f_2(S_g) \quad (3.11)$$

Sendo, f_1 e f_2 as pressões capilares entre as fases óleo-água e gás-óleo respectivamente.

De acordo com [11], ao expandir o lado direito das equações (3.6), (3.7) e (3.8) pode-se incluir a compressibilidade do fluido c_l e do poro c_p , na equação de fluxo de fluido para cada fase da seguinte forma:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_l}{B_l} \right) = \left[\phi \frac{\partial}{\partial p_l} \left(\frac{1}{B_l} \right) + \frac{1}{B_l} \frac{\partial \phi}{\partial p_l} \right] \frac{\partial p_l}{\partial S_l} \frac{\partial S_l}{\partial t} \quad (3.12)$$

O primeiro termo do lado direito da equação (3.12) representa a variação de volume do fluido em função da pressão, significando a compressibilidade do fluido para cada fase, sendo ρ_l^0 e B_l^0 a massa específica e o fator volume de formação da fase l nas condições iniciais:

$$\frac{\partial}{\partial p_l} \left(\frac{1}{B_l} \right) = \frac{c_l}{B_l^0} \quad (3.13)$$

$$c_l = B_l^0 \frac{\partial}{\partial p_l} \left(\frac{1}{B_l} \right) = \frac{1}{\rho^0} \frac{\partial \rho_l}{\partial p_l} \quad (3.14)$$

O segundo termo da equação (3.12) pode ser escrito por:

$$\frac{\partial \phi}{\partial p_l} = \frac{\partial \phi}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial p_l} = \phi_0 S_l c_p, \quad (3.15)$$

sendo c_p a compressibilidade do poro e ϕ_0 a porosidade inicial:

$$c_p = \frac{1}{\phi_0} \frac{\partial \phi}{\partial p} \quad (3.16)$$

A pressão cuja variação, causa mudança no volume poroso é calculada através de:

$$p = p_w S_w + p_o S_o + p_g S_g \quad (3.17)$$

Substituindo as equações (3.14) e (3.16) em (3.12) tem-se a equação de fluxo de fluido para cada fase:

$$\nabla \cdot \left[\frac{k_{rl}}{\mu_l B_l} \mathbf{K} (\nabla p_l - \gamma_l \nabla z) \right] = \left(\phi \frac{c_l}{B_l^0} + \frac{\phi_0}{B_l} S_l c_p \right) \frac{\partial p_l}{\partial t} + Q_l \quad (3.18)$$

Deve-se observar na equação (3.18), que os simuladores ditos convencionais não consideram a deformação do volume de rocha total, ou seja, a malha do domínio não se deforma nem se desloca no espaço.

Assim, o volume total de cada célula da malha do domínio permanece constante ao longo do tempo e igual ao valor inicial, V_b^0 . Considerando apenas a variação do volume poroso da rocha V_p onde ocorrem mudanças no diâmetro dos poros sem que o centro destes seja deslocado [29].

O volume poroso e a porosidade são calculados em um simulador convencional através da compressibilidade do poro e da variação de pressão com o tempo para cada célula (3.71), onde p^{ref} representa a pressão de referencia para a qual foi determinado o valor da compressibilidade do poro e V_p^{ref} representa o volume poroso na pressão de

referência, sendo o valor de referência na maioria dos casos o valor representativo das condições iniciais, [8].

$$V_p = V_p^{ref} \left[1 + c_p (p - p^{ref}) + \frac{[c_p (p - p^{ref})]^2}{2} \right] \quad (3.71)$$

$$\phi = \frac{V_p}{V_b^0} \quad (3.20)$$

Para cada passo de tempo o simulador convencional calcula o campo de pressão e saturação dos fluidos, utiliza a distribuição de pressão e a compressibilidade do poro para calcular o volume poroso, equação (3.19), sem considerar as variações no campo de permeabilidade absoluta da rocha com a produção de fluidos.

3.2 Simulador Acoplado

As equações governantes utilizadas por um simulador acoplado são baseadas na formulação de Biot o qual acopla o fluxo de fluido e a deformação de meios porosos, e pode ser escrita através das seguintes equações: lei de tensão efetiva, relações constitutivas, equação de equilíbrio, lei de Darcy e equação de balanço de massa, [10].

O acoplamento ocorre, pois o termo de poro-pressão aparece nas equações de equilíbrio enquanto o termo de deformação aparece nas equações de fluxo de fluido.

3.2.1 Equações Diferenciais do Equilíbrio

Para um sistema de coordenadas cartesiano (x,y,z) onde z representa a direção vertical, as equações que governam o problema poro-elástico em um meio poroso, podem ser obtidas respeitando a condição de equilíbrio de forças, translacional e rotacional. Sendo \mathbf{b} , a força gravitacional por unidade de volume total, $\mathbf{b} = (0, 0, -\rho g)$, tem-se a equação de equilíbrio nas direções x, y e z:

$$\frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{yx}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_{zx}}{\partial z} + b_x = 0 \quad (3.21)$$

$$\frac{\partial \sigma_{xy}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{yy}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_{zy}}{\partial z} + b_y = 0 \quad (3.22)$$

$$\frac{\partial \sigma_{xz}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{yz}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_{zz}}{\partial z} + b_z = 0 \quad (3.23)$$

A tensão total, $\boldsymbol{\sigma}$, utilizada nas equações (3.21), (3.22) e (3.23), para meios porosos deformáveis se relaciona com a poro-pressão p e com a tensão efetiva $\boldsymbol{\sigma}'$ através de:

$$\boldsymbol{\sigma} = \boldsymbol{\sigma}' - \alpha p \mathbf{m} \quad (3.24)$$

Sendo \mathbf{m} um vetor unitário $\mathbf{m} = \{111000\}^T$. Substituindo a equação (3.24) nas equações (3.21), (3.22) e (3.23) resulta em:

$$\frac{\partial(\boldsymbol{\sigma}' - \alpha p \mathbf{m})}{\partial \mathbf{x}} + \mathbf{b} = 0 \quad (3.25)$$

Sendo considerado neste trabalho tensão de compressão negativa e de tração positiva. Estando a tensão efetiva relacionada com a deformação do meio poroso, através das equações constitutivas.

3.2.2 Equações Constitutivas

As equações constitutivas podem ser expressas utilizando as componentes de tensão $\boldsymbol{\sigma}$ total como variáveis dependentes das deformações e poro-pressão. Utilizando como coeficientes das equações, o módulo de cisalhamento G , o coeficiente de Poisson ν e de Biot, conforme apresentado em [34].

$$\sigma_{xx} = 2G\varepsilon_{xx} + 2G\frac{\nu}{1-2\nu}\varepsilon_{kk} - \alpha p \quad (3.26)$$

$$\sigma_{yy} = 2G\varepsilon_{yy} + 2G\frac{\nu}{1-2\nu}\varepsilon_{kk} - \alpha p \quad (3.27)$$

$$\sigma_{zz} = 2G\varepsilon_{zz} + 2G\frac{\nu}{1-2\nu}\varepsilon_{kk} - \alpha p \quad (3.28)$$

$$\sigma_{xy} = 2G\varepsilon_{xy} \quad (3.29)$$

$$\sigma_{xz} = 2G\varepsilon_{xz} \quad (3.30)$$

$$\sigma_{yz} = 2G\varepsilon_{yz} \quad (3.31)$$

Sendo ε_{kk} a deformação volumétrica, calculada a partir da soma das três deformações longitudinais ortogonais.

3.2.3 Formulação para Deslocamento e Deformação Volumétrica

As deformações são avaliadas em função da derivada do deslocamento através de:

$$\varepsilon_{xx} = \frac{\partial u}{\partial x} \quad (3.32)$$

$$\varepsilon_{yy} = \frac{\partial v}{\partial y} \quad (3.33)$$

$$\varepsilon_{zz} = \frac{\partial w}{\partial z} \quad (3.34)$$

$$\varepsilon_{xy} = \frac{1}{2}\left(\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x}\right) \quad (3.35)$$

$$\varepsilon_{xz} = \frac{1}{2}\left(\frac{\partial u}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial x}\right) \quad (3.36)$$

$$\varepsilon_{xy} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial v}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial y} \right) \quad (3.37)$$

As equações diferenciais parciais acopladas, com deslocamento como variável primária, são obtidas substituindo as equações constitutivas nas equações diferenciais do equilíbrio, com as deformações escritas em função do deslocamento [34], tem-se:

$$G\nabla^2 u + \frac{G}{1-2\nu} \left[\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial x \partial y} + \frac{\partial^2 w}{\partial x \partial z} \right] = \alpha \frac{\partial p}{\partial x} - b_x \quad (3.38)$$

$$G\nabla^2 u + \frac{G}{1-2\nu} \left[\frac{\partial^2 u}{\partial y \partial x} + \frac{\partial^2 v}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial y \partial z} \right] = \alpha \frac{\partial p}{\partial y} - b_y \quad (3.39)$$

$$G\nabla^2 u + \frac{G}{1-2\nu} \left[\frac{\partial^2 u}{\partial z \partial x} + \frac{\partial^2 v}{\partial z \partial y} + \frac{\partial^2 w}{\partial z^2} \right] = \alpha \frac{\partial p}{\partial z} - b_z \quad (3.40)$$

As equações (3.38), (3.39) e (3.40) são válidas para pequenos deslocamentos. Escrevendo as equações acima numa forma mais compacta através da notação indicial:

$$G\nabla^2 u_i + \frac{G}{1-2\nu} \left[\frac{\partial^2 u_k}{\partial x_i \partial x_k} \right] = \alpha \frac{\partial p}{\partial x_i} - b_i \quad (3.41)$$

Reescrevendo a equação a cima em termos da deformação volumétrica ε_{vol} :

$$\varepsilon_{vol} = \varepsilon_{xx} + \varepsilon_{yy} + \varepsilon_{zz} = \varepsilon_{kk} = \frac{\partial u_k}{\partial x_k} \quad (3.42)$$

Derivando-se a equação (3.41) em relação à x_i , tem-se finalmente a equação diferencial parcial que o simulador geomecânico resolve, [34], com $\varepsilon_{ii} = \frac{\partial u_i}{\partial x_i}$:

$$G\nabla^2 \varepsilon_{ii} - \frac{G}{1-2\nu} \frac{\partial^2 \varepsilon_{vol}}{\partial x_i^2} = \alpha \frac{\partial^2 p}{\partial x_i^2} - \frac{\partial b_i}{\partial x_i} \quad (3.43)$$

3.2.4 Equação de Fluxo para Meios Porosos Deformáveis

Ao considerar o fluxo de fluidos em meios deformáveis, deve-se considerar não só a equação da conservação da massa para o fluido (3.1), como também a equação da conservação da massa para a fase sólida (3.44), conforme apresentado por [17].

$$\frac{\partial[(1-\phi)\rho_r]}{\partial t} + \nabla[\rho_r(1-\phi)\mathbf{v}_r] = 0 \quad (3.44)$$

Para esse tipo de problema, a velocidade da rocha presente na equação (3.3) não é desprezada, sendo ρ_r a massa específica do sólido, resultando na velocidade do fluido calculada da seguinte forma:

$$\mathbf{v}_i = \left(\frac{\mathbf{v}}{\phi} + \mathbf{v}_r\right) \quad (3.45)$$

Substituindo a equação (3.45) na equação (3.1) tem-se:

$$\frac{\partial(\phi\rho_i)}{\partial t} + \nabla \cdot \left(\phi\rho_i \left(\frac{\mathbf{v}}{\phi} + \mathbf{v}_r \right) \right) + Q_i = 0 \quad (3.46)$$

$$\frac{\partial(\phi\rho_i)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_i \mathbf{v}) + \nabla \cdot (\phi\rho_i \mathbf{v}_r) + Q_i = 0 \quad (3.47)$$

Substituindo a lei de Darcy em (3.47), para o problema monofásico e desenvolvendo o divergente do terceiro termo, obtém-se:

$$\frac{\partial(\phi\rho_i)}{\partial t} - \nabla \cdot \left(\frac{\rho_i k_{ri} \mathbf{K}}{\mu_i} (\nabla p_i + \gamma_i \nabla z) \right) + \phi\rho_i \nabla \cdot \mathbf{v}_r + \mathbf{v}_r \cdot \nabla(\phi\rho_i) + Q_i = 0 \quad (3.48)$$

Aplicando a derivada material (3.49) para o primeiro e penúltimo termo da equação (3.48) chega-se a (3.50), [17].

$$\frac{D(*)}{Dt} = \frac{\partial(*)}{\partial t} + \mathbf{v} \cdot \nabla(*) \quad (3.49)$$

$$\frac{D(\phi \rho_l)}{Dt} - \nabla \cdot \left(\frac{\rho_l k_{rl} \mathbf{K}}{\mu_l} (\nabla p_l + \gamma_l \nabla z) \right) + \phi \rho_l \nabla \cdot \mathbf{v}_r + Q_l = 0 \quad (3.50)$$

O divergente da velocidade da rocha é obtido aplicando a equação (3.49) na equação da conservação da massa para a fase sólida (3.44). Fazendo algumas manipulações, tem-se:

$$\nabla \cdot \mathbf{v}_r = \frac{\frac{D}{Dt} [\rho_r (1 - \phi)]}{\rho_r (1 - \phi)} \quad (3.51)$$

Ao considerar ρ_r e V_s constantes, por não estar considerando a deformação dos grãos da rocha, a equação (3.51) pode ser escrita como:

$$\nabla \cdot \mathbf{v}_r = \frac{1}{(1 - \phi)} \frac{D\phi}{Dt} \quad (3.52)$$

Sendo ϕ a porosidade, chamada de porosidade verdadeira, a qual é expressa através da razão entre o volume poroso V_p e o volume total V_b , calculados em um mesmo instante de tempo:

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} \quad (3.53)$$

Calculando a derivada da porosidade e substituindo na equação (3.52) tem-se:

$$\nabla \cdot \mathbf{v}_r = \frac{1}{V_b} \frac{DV_b}{Dt} \quad (3.54)$$

De acordo com a definição de deformação volumétrica, ε_{vol} :

$$\varepsilon_{vol} = -\frac{DV_b}{V_b} \quad (3.55)$$

Substituindo (3.55) na equação (3.54) obtém-se o divergente da velocidade da rocha:

$$\nabla \cdot \mathbf{v}_r = -\frac{D\varepsilon_{vol}}{Dt} \quad (3.56)$$

Substituindo a equação (3.56) na equação (3.50) tem-se finalmente a equação do fluxo de fluido para meios porosos deformáveis:

$$\frac{D(\phi\rho_l)}{Dt} - \nabla \cdot \left[\frac{\rho_l k_{rl} \mathbf{K}}{\mu_l} (\nabla p_l + \gamma_l \nabla z) \right] - \phi\rho_l \frac{D\varepsilon_{vol}}{Dt} + Q_l = 0 \quad (3.57)$$

Agrupando o primeiro e ultimo termo do lado esquerdo da equação (3.57) pode-se escrever a equação do fluxo de fluido em meios deformáveis da seguinte maneira:

$$\nabla \cdot \left[\frac{\rho_l k_{rl} \mathbf{K}}{\mu_l} (\nabla p_l + \gamma_l \nabla z) \right] = \frac{D(\phi\rho_l(1 - \varepsilon_{vol}))}{Dt} + Q_l \quad (3.58)$$

3.3 Formulação Matricial - Simulador de Fluxo Convencional

Para a solução das equações parciais diferenciais do fluxo de fluidos é utilizado tradicionalmente o Método das Diferenças Finitas, o qual irá aproximar as derivadas contínuas em derivadas aproximadas.

Assim, após aplicar o Método das Diferenças Finitas, pode-se reescrever as equações matemáticas, na forma matricial, de forma que os campos de pressões e saturações possam ser resolvidos de forma totalmente implícita (incondicionalmente estável) ou através de um método implícito adaptativo (AIM), ou ainda, através do cálculo das pressões implicitamente e com as saturações explicitamente (IMPES). Na maioria dos simuladores de reservatório comerciais utiliza-se o método totalmente implícito.

De acordo com [25], após aplicar o Método das Diferenças Finitas, a equação da difusividade pode ser escrita de acordo com a equação (3.59), sendo \mathbf{T} a matriz de transmissibilidades, \mathbf{D} a matriz de acumulação, \mathbf{q} o vetor de condições de contorno, \mathbf{x} o vetor de incógnitas e n o índice de discretização temporal, onde a explicitação detalhada destas matrizes pode ser encontrada em [9].

$$(\mathbf{T} - \mathbf{D})\Delta_t \mathbf{x} = \mathbf{q} - \mathbf{T}\mathbf{x}^n \quad (3.59)$$

De forma que ao montar o sistema matricial, estas ficam com a configuração de blocos de diagonais conforme observado abaixo, onde cada bloco representa uma matriz 3x3 para cada célula do domínio, que dependendo da dimensão do problema a ser estudado, a matriz será tridiagonal, pentadiagonal ou heptadiagonal, conforme é ilustrado nas Figuras 3.1, 3.2 e 3.3 respectivamente:

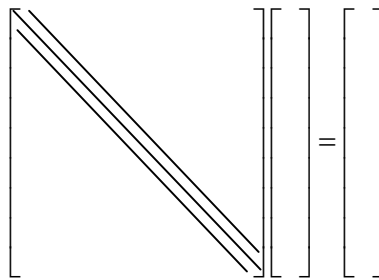


Figura 3.1 – Matriz resultante para um problema unidimensional.

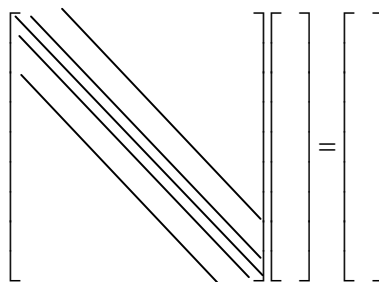


Figura 3.2 – Matriz resultante para um problema bidimensional.

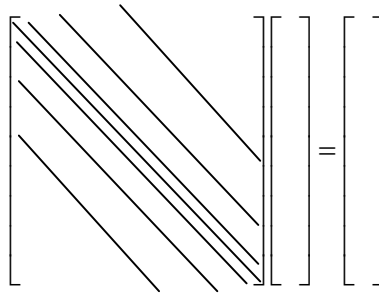


Figura 3.3 – Representação da matriz resultante para um problema tridimensional.

Para resolver os sistemas de equações descritos acima, pode ser utilizado os métodos diretos, ou métodos indiretos.

3.4 Formulação Matricial – Totalmente Acoplado

A equação (3.60) apresenta a formulação do problema totalmente acoplado entre o fluxo de fluido e a geomecânica, discretizado pelo Método de Elementos Finitos e escrito na forma matricial, conforme apresentado por [25].

$$\begin{bmatrix} \mathbf{C} & \mathbf{L} \\ \mathbf{L}^T & \mathbf{E} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta_t \mathbf{u} \\ \Delta_t \mathbf{x} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{f} \\ \mathbf{r} \end{bmatrix}, \quad (3.60)$$

onde a primeira linha da equação (3.60) representa o equilíbrio geomecânico, enquanto que a segunda linha representa o balanço de massa de fluido, sendo:

C a matriz de rigidez ;

u o vetor de deslocamentos;

L a matriz de acoplamento entre as variáveis de fluxo e de mecânica;

f o vetor de condições de contorno da força;

L^T a matriz transposta de **L** ;

E a matriz de fluxo;

x o vetor de incógnitas de fluxo (pressão, saturação e temperatura); ;

r o termo fonte para o problema de fluxo;

O símbolo Δ_t representa a diferença das soluções entre dois passos de tempo:

$$\Delta_t \mathbf{u} = \mathbf{u}^{n+1} - \mathbf{u}^n \quad (3.61)$$

$$\Delta_t \mathbf{x} = \mathbf{x}^{n+1} - \mathbf{x}^n \quad (3.62)$$

A equação (3.60) está acoplada através da matriz \mathbf{L} . Pode-se observar que o gradiente da pressão de poro afeta o equilíbrio de tensões através do termo $\mathbf{L}\Delta_t \mathbf{x}$, enquanto que o vetor de deslocamento afeta o problema de fluxo através de $\mathbf{L}^T \Delta_t \mathbf{u}$.

A Matriz \mathbf{L} é função dos coeficientes de tensão de Biot, e as matrizes \mathbf{E} e o vetor \mathbf{r} podem ser decompostos nas seguintes formas, conforme [25]:

$$\mathbf{E} = \mathbf{T} - \mathbf{D} \quad (3.63)$$

$$\mathbf{r} = \mathbf{q} - \mathbf{T}^* \mathbf{x}^n \quad (3.64)$$

Sendo \mathbf{T} uma matriz simétrica das transmissibilidades, \mathbf{D} a matriz diagonal de acumulação e \mathbf{q} o vetor de condições de contorno.

No caso de reservatórios, altamente compactados, fraturados e falhados, o acoplamento pode causar modificações na matriz de transmissibilidade. Nos casos em que se considera o efeito de compactação química, as mudanças das variáveis de saturação irão afetar a matriz de rigidez.

3.5 Formulação Matricial - Acoplamento Parcial

No Acoplamento Parcial, as equações de fluxo e de tensão são calculadas separadamente, através de dois simuladores diferentes, os quais trocam informações entre si.

Diferentes níveis de acoplamento podem ser alcançados ao se utilizar o acoplamento parcial. Podendo ser explícito, se a solução das equações for realizada uma vez a cada

passo de tempo, e iterativo, se os cálculos forem repetidos até que se alcance a convergência das variáveis de tensão e fluxo.

O acoplamento explícito consiste em primeiramente calcular a pressão de poro p , utilizando o vetor de deslocamento previamente calculado pelo simulador geomecânico no passo de tempo anterior, conforme apresentado por [25]:

$$(\mathbf{T} - \mathbf{D})\Delta_t \mathbf{x}^{n+1} = \mathbf{r} - \mathbf{T}\mathbf{x}^n - \mathbf{L}^T \Delta_t \mathbf{u}^n \quad (3.65)$$

Com a solução da pressão de poro, um simulador convencional de tensões calculará o vetor de deslocamento para a nova distribuição de pressão de poro no campo, através da equação de equilíbrio geomecânico (3.66):

$$\mathbf{C}\Delta_t \mathbf{u}^{n+1} = \mathbf{f} - \mathbf{L}\Delta_t \mathbf{x}^{n+1}, \quad (3.66)$$

onde as mudanças de pressão de poro são incorporadas na forma de cargas externas.

Enquanto que o acoplamento iterativo consiste de repetidos cálculos das equações de fluxo e de tensão para cada passo de tempo:

$$(\mathbf{T} - \mathbf{D})\Delta_t \mathbf{x}^{\nu+1} = \mathbf{r} - \mathbf{T}\mathbf{x}^n - \mathbf{L}^T \Delta_t \mathbf{u}^\nu \quad (3.67)$$

$$\mathbf{C}\Delta_t \mathbf{u}^{\nu+1} = \mathbf{f} - \mathbf{L}\Delta_t \mathbf{x}^{\nu+1} \quad (3.68)$$

Ao alcançar a convergência do passo de tempo tem-se: $\mathbf{x}^{n+1} = \mathbf{x}^\nu$ e $\mathbf{u}^{n+1} = \mathbf{u}^\nu$, sendo ν o número de iterações que ocorrem a cada passo de tempo.

3.6 Comportamento Mecânico da Rocha Reservatório

A compactação é o processo em que a partir de uma determinada resistência de compressão da rocha, deformações plásticas começam a ocorrer, resultando em reduções de porosidade e permeabilidade irreversíveis. Essas mudanças irreversíveis diferenciam a compactação da compressão elástica do reservatório.

A Figura 3.1 mostra a representação do processo de variação da porosidade em função da pressão de poro, que de acordo com a teoria da poroelasticidade, o comportamento volumétrico da rocha é fundamentalmente função da tensão efetiva principal.

De acordo com [21], o comportamento porosidade versus tensão efetiva durante a depleção segue os seguintes passos ilustrados na Figura 3.4.

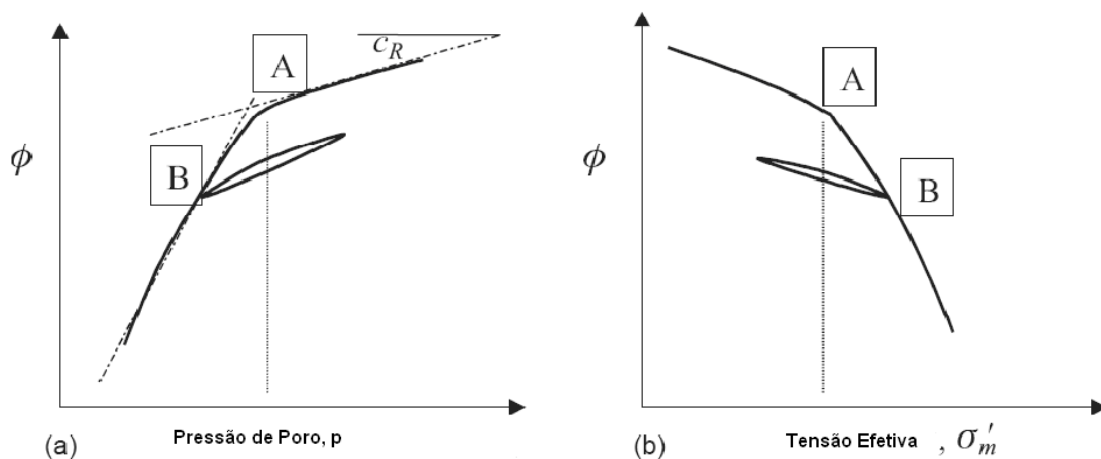


Figura 3.4 - Porosidade x Poro-pressão e Porosidade x Tensão Efetiva, [21].

A deformação elástica, antes do início da compactação pode ser aproximada pela compressibilidade convencional do poro.

Quando a resistência compressiva alcança o ponto A (correspondente à tensão de pré-adensamento), deformações plásticas iniciam. Após descarregamento até o ponto B, a deformação segue um trecho de histerese, com uma inclinação similar a do carregamento inicial elástico.

O processo pode também ser representado no espaço das tensões normais e cisalhantes juntamente com o critério de ruptura de Mohr-Coulumb, Figura 3.5.

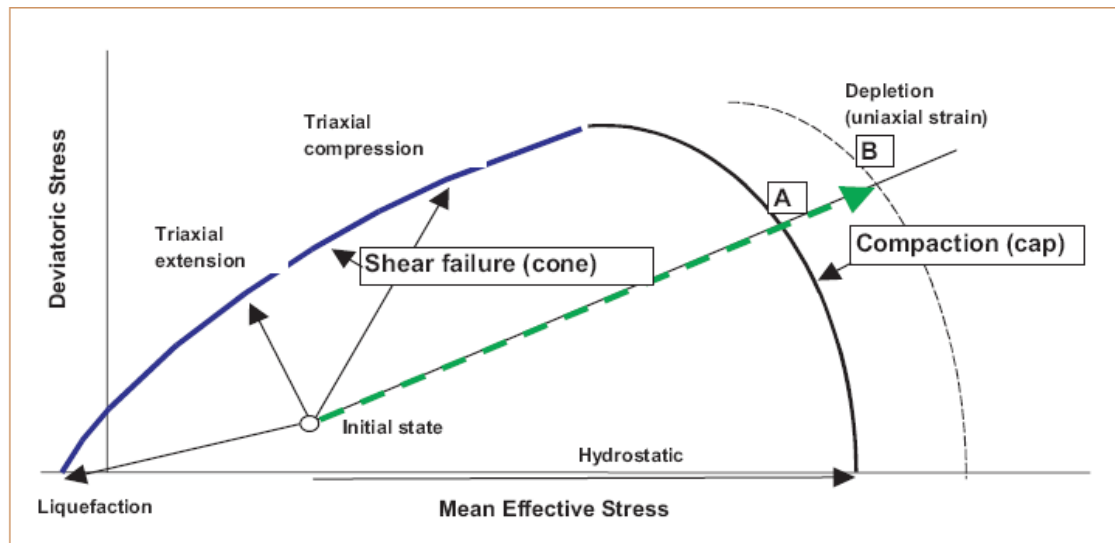


Figura 3.5 – Representação da compactação no diagrama de ruptura de Mohr, [24].

A compactação inicia quando o estado de tensões alcança a superfície de fluência na parte do 'cap', a qual dá continuidade à superfície de Mohr-Coulomb para os estados de compressão plástica. Ao alcançar o 'cap' da superfície de fluência este se desloca para a direita, endurecimento, gerando deformações plásticas que resultam na compactação do reservatório.

Mecanismos adicionais podem induzir a compactação, entre eles, a ruptura por cisalhamento. Para tais casos, a porosidade não pode ser expressa simplesmente como função da tensão efetiva principal, mas se torna uma complexa função do estado de tensão total.

Em meios inconsolidados, um processo relatado como dilatância pode tomar lugar, devido à baixa resistência de fricção para pequenas tensões efetivas. A ruptura por cisalhamento pode ser alcançada mais facilmente, particularmente ao redor dos poços. De forma que as tensões cisalhantes resultam em um menor arranjo dos grãos, levando a um aumento de porosidade com o aumento do cisalhamento, [21].

O desenvolvimento da compactação depende do estado inicial de tensão no reservatório e da trajetória de tensões desenvolvida durante a depleção. Se o atual estado de tensão for inferior à tensão de pré-adensamento, a deformação inicial será elástica com clara transição para a compactação. Em alguns campos, o estado inicial

situa-se perto ou na tensão de pré-adensamento, ficando a parte elástica não presente nos resultados de laboratório, material normalmente adensado.

A trajetória de tensões é dependente do histórico de formação daquela bacia, é representado matematicamente pelas tensões de pré-adensamento do modelo constitutivo mecânico e pode ser alterada pelos processos de depleção e injeção de fluidos.

3.7 Simulador Geomecânico - VISAGE

Para realizar o acoplamento da simulação de reservatórios com a deformação em meios porosos foi utilizado o pré e pós-processador VISGEN, o simulador de reservatório ECLIPSE e o simulador geomecânico VISAGE.

A operação utilizando o sistema integrado ECL2VIS, permite a comunicação entre o ECLIPSE e o VISAGE, onde a troca de informações pode ser feita através de um único sentido de acoplamento ou através do duplo sentido de acoplamento.

As datas selecionadas para realizar as análises de tensão-deformação são determinadas pelo usuário no próprio arquivo do ECLIPSE, através da inclusão da palavra --*STRESS abaixo da data escolhida. Sendo a escolha das melhores datas feita em função da evolução do gráfico de pressão e vazão ao longo do tempo. Já que o quanto maior forem as variações desses parâmetros, maior será o efeito que a análise de tensões fará na simulação de reservatório.

O simulador ECLIPSE realiza o cálculo do fluxo de fluidos utilizando a permeabilidade e/ou o volume poroso atualizados pelo VISAGE, e determina a distribuição de poro-pressão a qual é utilizada pelo VISAGE para determinar as deformações volumétricas. Lembrando que o simulador ECLIPSE utiliza a compressibilidade do poro como parâmetro mecânico, e a incorporação dos efeitos da deformação do meio poroso no simulador ECLIPSE é feita através da utilização neste, dos parâmetros de fluxo, permeabilidade ou volume poroso, atualizados pelo VISAGE.

Dessa forma é possível fazer um estudo integrado entre a mecânica das rochas e o fluxo de fluidos, permitindo avaliar os efeitos da deformação do meio poroso nas características do fluxo de fluido.

No pré-processador VISGEN, o modelo de reservatório original é importado e são adicionadas as rochas adjacentes, superior, inferior, e laterais, pois para considerar o efeito da variação de tensões no reservatório, este não pode estar sendo analisado isoladamente, já que a rigidez das rochas adjacentes pode ter um efeito importante no comportamento do estado de tensões do reservatório.

A espessura e extensão dessas rochas adjacentes serão utilizadas em função da profundidade do reservatório e das características existentes no local.

Para caracterização do problema, também serão definidos as condições de contorno do problema, os tipos de carregamento e as propriedades dos materiais.

3.7.1 Definição das Propriedades das Rochas

Na determinação do tipo de material as informações são divididas em três aspectos importantes:

- Inicialização do modelo;
- Determinação das propriedades elásticas do material;
- Determinação das propriedades plásticas do material.

3.7.1.1 Inicialização do Modelo

Nessa etapa ocorre o cálculo do estado de tensão inicial, com o objetivo de representar as condições existentes na profundidade onde se encontra o reservatório na fase anterior ao início da produção.

O cálculo de tensões pode ser feito em termos de tensão total ou tensão efetiva, dependendo do tipo de análise a ser realizado, de forma que a partir destas tensões iniciais serão calculados os incrementos de tensões ao longo da produção do reservatório.

Para tanto, é necessário definir o peso específico do fluido e da rocha, o coeficiente de empuxo no repouso da tensão horizontal máxima e mínima, os quais são calculados em função da tensão vertical conforme (3.69) e (3.70), a inclinação e o azimute da tensão vertical e horizontal respectivamente.

$$\text{Coeficiente de empuxo no repouso da tensão horizontal máxima} = \frac{\sigma'_H}{\sigma'_v} \quad (3.69)$$

$$\text{Coeficiente de empuxo no repouso da tensão horizontal mínima} = \frac{\sigma'_h}{\sigma'_v} \quad (3.70)$$

O azimute da tensão horizontal é o ângulo que a projeção da tensão horizontal máxima no plano horizontal faz com a direção Norte e o ângulo de inclinação vertical, é aquele existente entre a tensão máxima e o eixo vertical, [31].

3.7.1.2 Determinação das Propriedades Elásticas do Material

A definição das propriedades mecânicas das rochas é feita para as células do domínio através de regiões de tensão, onde é indexado um índice para cada região com propriedades mecânicas diferentes, sendo utilizado no presente trabalho uma região para representar o reservatório e outra para as rochas adjacentes.

Para cada região de tensão são definidos os seguintes parâmetros necessários para caracterizar o comportamento elástico: Modulo de Elasticidade da rocha, razão de Poisson, coeficiente de Biot e coeficiente de expansão térmica.

3.7.1.3 Determinação das Propriedades Plásticas do Material

As propriedades plásticas são definidas em função do tipo de critério de ruptura a ser utilizado na análise, podendo utilizar os seguintes critérios: Mohr Coulomb, Von Mises, Tresca, Drucker-Prager, Hoek and Brown, Estado Crítico.

3.7.2 Condições de Contorno

Outro fator a ser considerado é a determinação das condições de contorno do modelo em estudo. Quanto maior as restrições nas bordas do modelo, menor será a compactação nestas regiões.

O procedimento mais utilizado é adotar as bordas das rochas adjacentes o mais distantes possível do reservatório e com seus contornos fixos, com exceção da superfície do topo. No presente modelo foi adotado as seguintes condições de contorno nas rochas adjacentes: bordas laterais fixas horizontalmente e a borda inferior fixa na vertical.

3.7.3 Interfaces do Acoplamento entre ECLIPSE e VISAGE

Com o objetivo de acoplar o ECLIPSE com o VISAGE, faz-se necessário a correlação de resultados do módulo geomecânico com os parâmetros de reservatório. No VISAGE, essa interface de acoplamento pode ser feita através da variação da permeabilidade e ou do volume poroso.

3.7.3.1 Modificação do Volume Poroso

No fluxograma acoplado ECLIPSE e VISAGE, o volume poroso é calculado de duas formas diferentes.

No ECLIPSE o cálculo do volume poroso é feito através da compressibilidade do poro e da variação de pressão com o tempo para cada célula (3.71), onde p^{ref} representa a pressão de referencia para a qual foi determinado o valor da compressibilidade do poro

e V_p^{ref} representa o volume poroso na pressão de referência, sendo o valor de referência na maioria dos casos o valor representativo das condições iniciais, [8].

$$V_p = V_p^{ref} \left[1 + c_p (p - p^{ref}) + \frac{[c_p (p - p^{ref})]^2}{2} \right] \quad (3.71)$$

O simulador VISAGE realiza o cálculo da variação do volume poroso através da variação de volume total o qual é função da deformação volumétrica do elemento, conforme descrito pela equação (3.72), [31].

$$\Delta V_{total} = \iiint_{V_{total}} \varepsilon_{vol} dV_{total} \quad (3.72)$$

Ao assumir que toda variação de volume ocorre devido à expansão ou colapso de poros, a variação de volume total é assumido igual à variação de volume poroso.

A atualização do volume poroso ao longo do tempo no modelo do ECLPSE é feita através de multiplicadores de volume poroso transmitidos pelo VISAGE, sendo tais multiplicadores calculados para corrigir o volume poroso calculado pelo ECLIPSE em relação ao calculado pelo VISAGE.

Caso o valor dos multiplicadores exceda a tolerância, utiliza-se o multiplicador calculado pelo VISAGE, recalcula-se o campo de pressões e novos multiplicadores de volume poroso são calculados, os quais vão ser controlados até que a tolerância seja alcançada, [31].

Para cada passo de tempo ocorrem os seguintes procedimentos conforme observado no fluxograma da Figura 3.6.

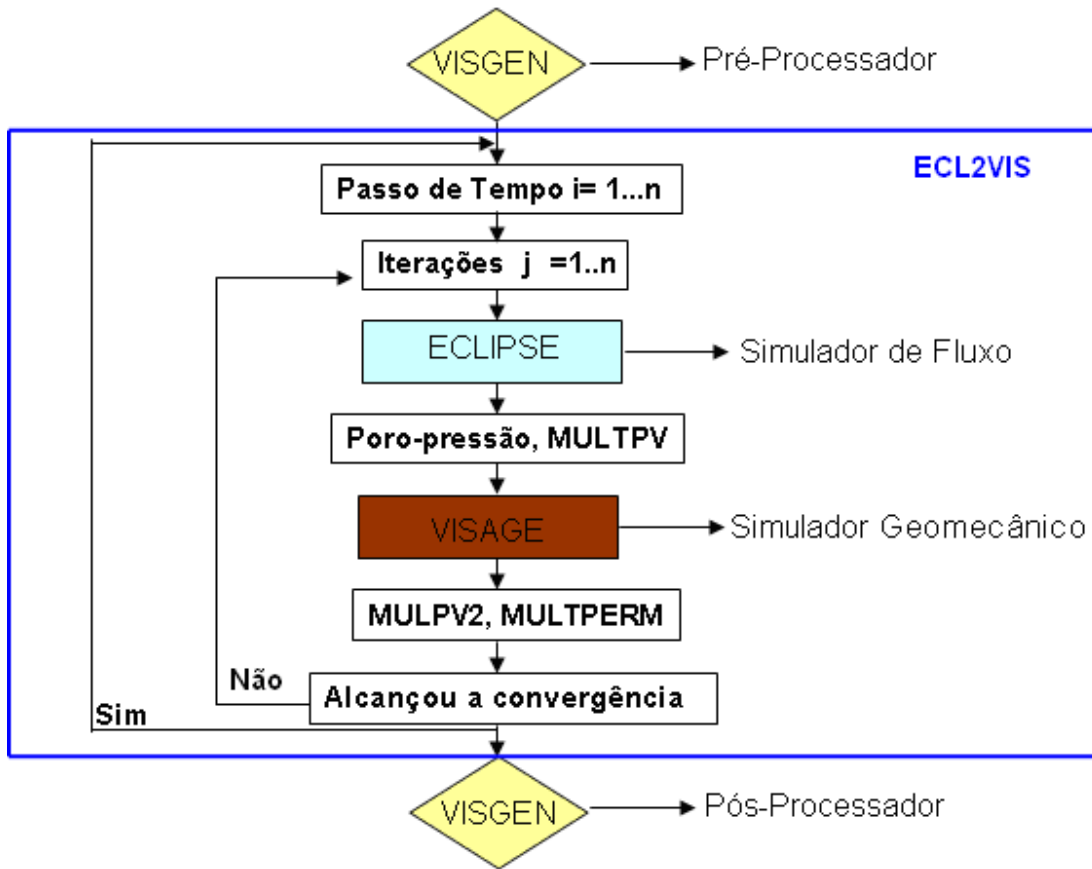


Figura 3.6 – Fluxograma do acoplamento entre o ECLIPSE e o VISAGE.

3.7.3.2 Interface com a Permeabilidade

A permeabilidade pode ser calculada de acordo com a formulação de Kozeny-Carman, a qual atualiza a permeabilidade em função da porosidade, equação (3.73), [31].

$$k = k^0 \frac{(\phi)^3}{(1-\phi)^2} \quad (3.73)$$

A porosidade utilizada na equação (3.73) é determinada através da deformação volumétrica e da constante de Biot, conforme observado na equação (3.74), sendo k^0 a permeabilidade inicial, [31].

$$\phi = \phi^0 + (\varepsilon_v * \alpha) \quad (3.74)$$

Desta maneira um multiplicador de permeabilidade é calculado conforme a equação (3.74), onde pode-se estabelecer uma correlação entre o multiplicador de permeabilidade e a deformação volumétrica.

$$MULTPERM = \frac{k}{k^o} \quad (3.75)$$

Sendo, k a permeabilidade atual e ϕ^0 a porosidade inicial.

Para cada passo de tempo selecionado para realizar a simulação acoplada, o VISAGE calcula novas permeabilidades, equação (3.73), e novos multiplicadores de permeabilidade, equação (3.75).

Tais multiplicadores de permeabilidade são utilizados pelo ECLIPSE para realizar o cálculo das variáveis de fluxo.

A formulação de Koseny-Carman é uma fórmula teórica a qual geralmente obtêm pouca variação da permeabilidade em comparação com as variações encontradas em experimentos, os quais seguem uma variação de permeabilidade exponencial.

Capítulo 4

4. Estudos de Casos

No capítulo 4 é apresentada a teoria de adensamento unidimensional e a comparação entre a solução numérica do módulo poro-elástico do VISAGE com a solução analítica para um reservatório hipotético.

4.1 Teoria de Adensamento Unidimensional

As equações governantes de um problema acoplado, fluxo-deformação, foram primeiramente desenvolvidas por Terzaghi em 1925 através da teoria 1-D de adensamento, a qual foi posteriormente estendida por Biot através da equação de fluxo de fluido monofásico para meios porosos deformáveis, conforme [11].

Considerando a teoria de adensamento unidimensional para um modelo de reservatório bidimensional, com comportamento elástico, espessura h , submetido a um diferencial de poro-pressão Δp , com tensão constante na face superior ao reservatório, representando o peso das rochas superiores e dos fluidos contidos nesta e considerando apenas deformação uniaxial na direção vertical, conforme [26], tem-se:

$$\Delta\varepsilon_x = \Delta\varepsilon_y = 0 \quad (4.1)$$

$$\Delta\sigma_z = 0 \quad (4.2)$$

Utilizando o princípio das tensões efetivas de Terzaghi:

$$\Delta\sigma = \Delta\sigma' - \alpha m \Delta p \quad (4.3)$$

Sendo, $\Delta\sigma$ o vetor de variação de tensões totais, $\Delta\sigma = (\Delta\sigma_{xx}, \Delta\sigma_{yy}, \Delta\sigma_{zz}, \Delta\sigma_{xy}, \Delta\sigma_{xz}, \Delta\sigma_{yz})^T$, $\Delta\sigma'$ o vetor de variação de tensões efetivas, $\Delta\sigma' = (\Delta\sigma'_{xx}, \Delta\sigma'_{yy}, \Delta\sigma'_{zz}, \Delta\sigma'_{xy}, \Delta\sigma'_{xz}, \Delta\sigma'_{yz})^T$, α a constante de Biot, \mathbf{m} um vetor com valor unitário para as tensões normais e zero para as tensões cisalhantes, e Δp um diferencial de poro-pressão. Adotando neste trabalho a convenção de sinais que considera a tensão de compressão negativa e de tração positiva.

Considerando as direções principais, as tensões e deformações cisalhantes serão nulas, e assumindo um comportamento elástico do material, tem-se conforme [26]:

$$\begin{Bmatrix} \Delta\sigma_{xx} \\ \Delta\sigma_{yy} \\ \Delta\sigma_{zz} \end{Bmatrix} = \frac{E}{(1+\nu)(1-2\nu)} \begin{bmatrix} (1-\nu) & \nu & \nu \\ \nu & (1-\nu) & \nu \\ \nu & \nu & (1-\nu) \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \Delta\varepsilon_{xx} \\ \Delta\varepsilon_{yy} \\ \Delta\varepsilon_{zz} \end{Bmatrix} - \alpha \begin{Bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{Bmatrix} \Delta p \quad (4.4)$$

Utilizando as equações (4.1) e (4.2) e resolvendo o sistema de equações resultantes (4.4), pode-se obter a variação de tensão total $\Delta\sigma_{xx}$ e $\Delta\sigma_{yy}$, iguais entre si, e a deformação vertical $\Delta\varepsilon_{zz}$, sofrido pelo reservatório devido a um diferencial de pressão Δp , de acordo com [21], [26] e conforme apresentado pelas equações (4.5) e (4.6):

$$\Delta\sigma_{xx} = \frac{2\nu-1}{1-\nu} \alpha \Delta p \quad (4.5)$$

$$\Delta\varepsilon_{zz} = \frac{\Delta h}{h} = \frac{(1+\nu)(1-2\nu)}{E(1-\nu)} \alpha (\Delta p) \quad (4.6)$$

Substituindo a equação (4.5) na equação (4.7) obtém-se como a tensão efetiva varia em função do diferencial de poro-pressão, da constante de Biot e do coeficiente de Poisson através de:

$$\Delta\sigma_{xx} = \Delta\sigma'_{xx} - \alpha \Delta p \quad (4.7)$$

$$\Delta\sigma'_{xx} = \frac{\nu}{1-\nu} \alpha\Delta p \quad (4.8)$$

A atualização da tensão efetiva é realizada da seguinte maneira, conforme [26]:

$$\begin{Bmatrix} \sigma'_1 \\ \sigma'_2 \\ \sigma'_3 \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \sigma_1^0 \\ \sigma_2^0 \\ \sigma_3^0 \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} \alpha\Delta p \\ \frac{\nu}{1-\nu} \alpha\Delta p \\ \frac{\nu}{1-\nu} \alpha\Delta p \end{Bmatrix} \quad (4.9)$$

Com σ_1^0 , σ_2^0 , σ_3^0 sendo as tensões efetivas principais iniciais.

4.2 Caso 1- Adensamento Unidimensional

Com o objetivo de validar o simulador geomecânico, foi feita a comparação da solução numérica do módulo poro-elástico do VISAGE com os resultados obtidos através da solução analítica. Sendo importante ressaltar que o sistema cartesiano (x,y,z) utilizado no VISAGE considera o eixo y como a representação da direção vertical.

O modelo hipotético utilizado é composto pela rocha reservatório e pela rocha superior a este (*overburden*). O reservatório tem uma espessura de 20 m e a rocha superior de 1500m.

O modelo foi discretizado por uma malha de elementos finitos, conforme a Figura 4.1, onde o reservatório é representado pela camada inferior de elementos, e a rocha superior através das camadas à cima deste. Assim, serão determinados: o tipo de material, condições de contorno e tipo de carregamento do problema para realização da análise.

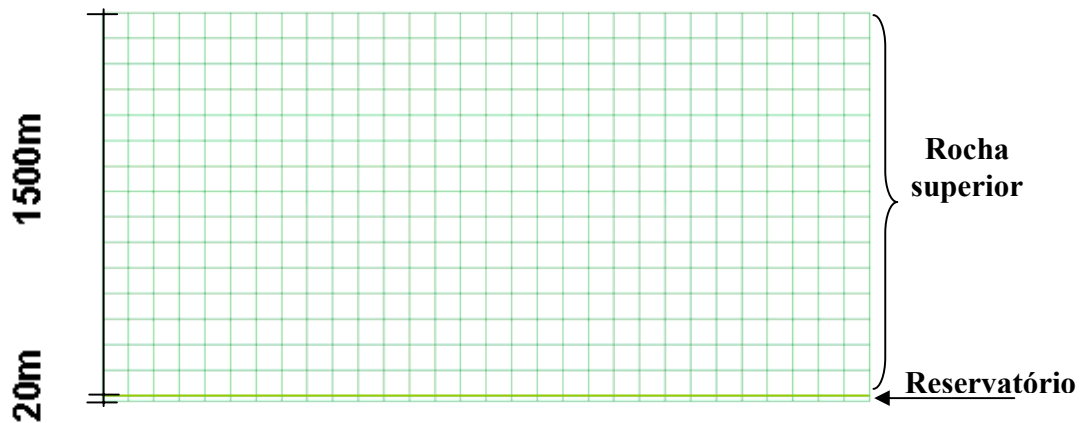


Figura 4.1 - Malha de Elementos Finitos.

4.2.1 Tipos de Materiais

No Caso 1, foi utilizado o mesmo tipo de material para o reservatório e para a rocha superior, conforme mostrado na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Dados Tipo de Material.

Módulo de Young (E)	1,5 E+07 Pa
Coefficiente de Poisson (ν)	0,28
Constante de Biot (α)	1,0
Peso específico efetivo da rocha	15 N/m ³
Coefficiente de empuxo no repouso da tensão horizontal	0,45

4.2.2 Condições de Contorno

Como condição de contorno do problema, foi considerada que as bordas laterais do reservatório e da rocha superior estavam fixas horizontalmente e a base do reservatório fixa na direção vertical.

4.2.3 Inicialização de Tensões

Para iniciar a simulação do adensamento, é necessário representar o estado de tensões existente no sistema, antes do início da produção do reservatório.

A inicialização de tensões é feita através do gradiente efetivo da rocha, e do coeficiente de tensão vertical/horizontal, visando determinar as tensões ($\sigma_{xx}^0, \sigma_{yy}^0, \sigma_{zz}^0$) existentes na rocha superior e no reservatório, sendo o resultado da inicialização do modelo observado na Figura 4.2.

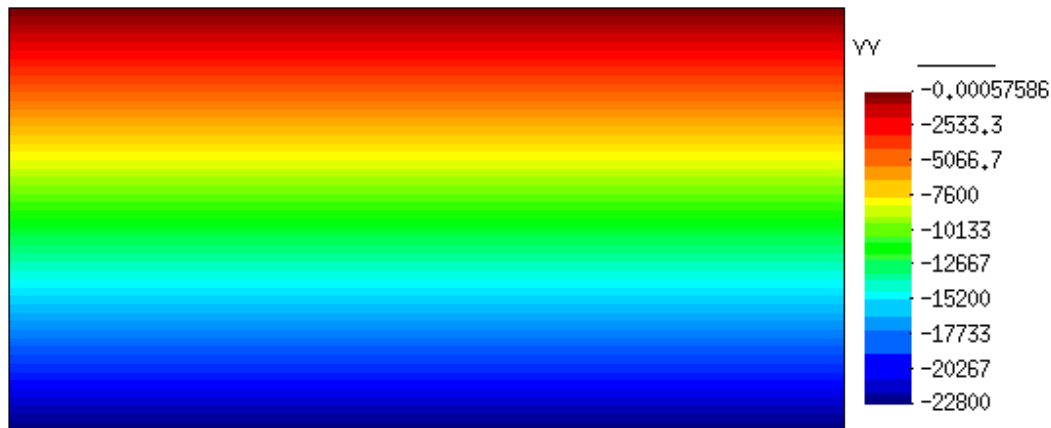


Figura 4.2 - Tensões iniciais (N/m²).

4.2.4 Depleção de 100 N/m²

Ao considerar tensão total constante, $\alpha = 1$ e aplicando uma depleção no reservatório de 100 N/m², Figura 4.3, a tensão efetiva irá aumentar do mesmo valor de 100 N/m² de acordo com a equação (4.3) e conforme pode ser observado na Figura 4.4.



Figura 4.3 - Aplicando o diferencial de 100 N/m² no reservatório.

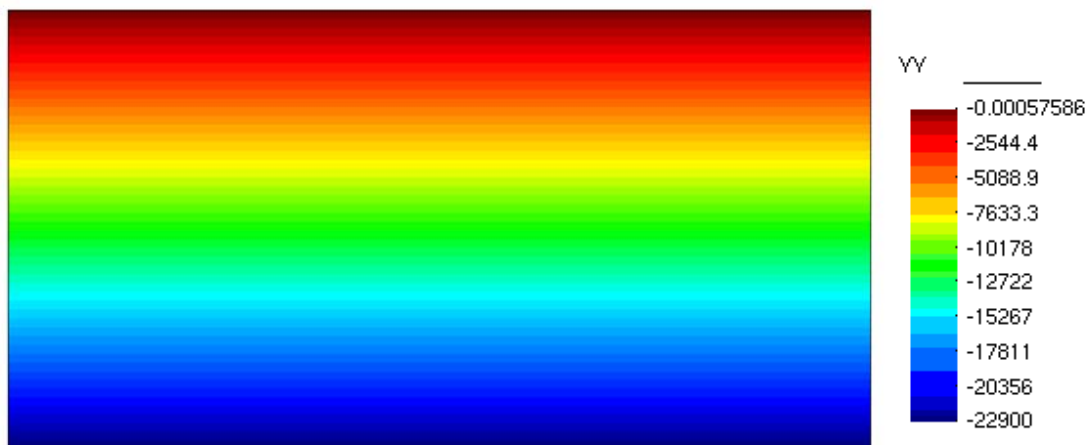


Figura 4.4 - Distribuição de tensão vertical efetiva (YY) considerando uma depleção de 100 N/m² no reservatório.

Considerando o coeficiente que relaciona a tensão vertical com a tensão horizontal de 0,45, tem-se a distribuição de tensão horizontal na Figura 4.5.

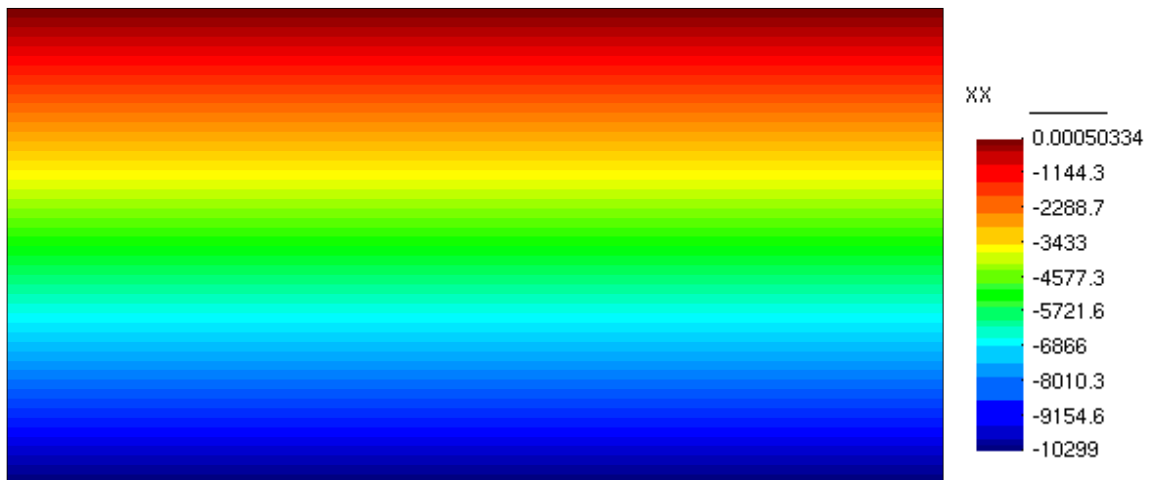


Figura 4.5 - Distribuição de tensão horizontal efetiva (XX) considerando uma depleção de 100 N/m^2 no reservatório.

Finalmente, pode-se determinar a deformação que a rocha sofreu no processo de consolidação, conforme apresentado na Figura 4.6.



Figura 4.6 - Deformação total vertical no reservatório para uma depleção de 100 N/m^2 no reservatório.

Os resultados mostrados acima podem ser facilmente comparados com a solução analítica através de:

Inicialização: Cálculo da tensão efetiva vertical e horizontal na base do reservatório:

$$\sigma'_{yy} = 1520 * 15 = -22.800 \text{ N / m}^2 \quad (4.10)$$

$$\sigma'_{xx} = 0,45 * 22.800 = -10.260 \text{ N / m}^2 \quad (4.11)$$

Por se tratar de produção de fluidos a variação de pressão será negativa:

Logo:

$$\Delta p = -100 \text{ N/m}^2 \quad (4.12)$$

$$\sigma'_{yy} = -22.800 + 1 * 1 * (-100) = -22.900 \text{ N/m}^2 \quad (4.13)$$

$$\Delta \sigma'_{xx} = \frac{0,28 * (-100)}{1 - 0,28} = -39 \text{ N / m}^2 \quad (4.14)$$

$$\sigma'_{xx} = -10.260 - 39 = -10.299 \text{ N / m}^2 \quad (4.15)$$

$$\Delta \varepsilon_{yy} = \frac{20 * (1 + 0,28) * (1 - 2 * 0,28) * 1 * (-100)}{1,5E + 07 * (1 - 0,28)} = -5,2148E - 06 \quad (4.16)$$

4.2.5 Depleção de 200 N/m²

Ao continuar depletando o reservatório este alcança um delta de pressão de 200 N/m², e a tensão efetiva irá se comportar da mesma maneira. Os resultados podem ser observados nas Figuras 4.7, 4.8 e 4.9.

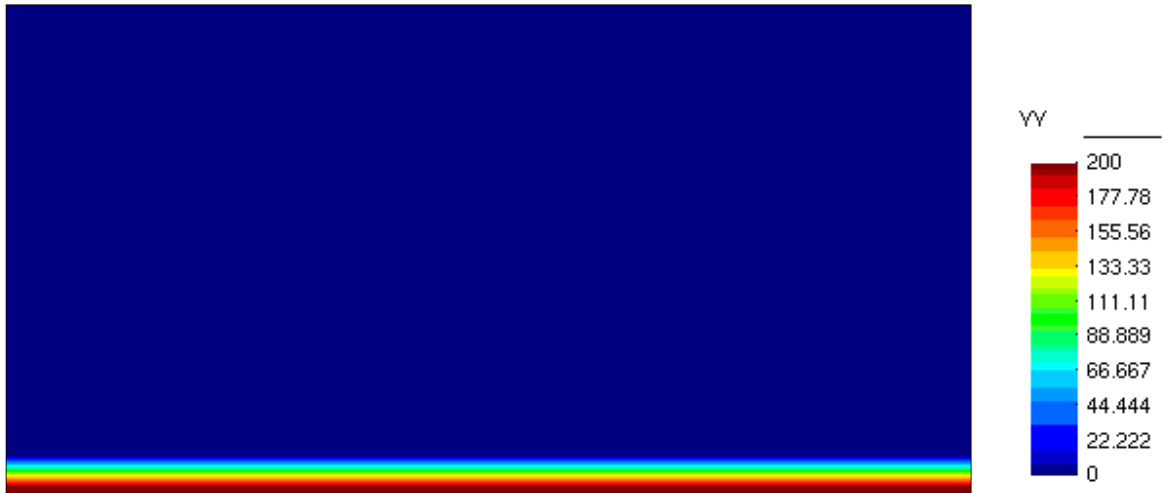


Figura 4.7 - Diferencial de pressão no reservatório de 200 N/m²

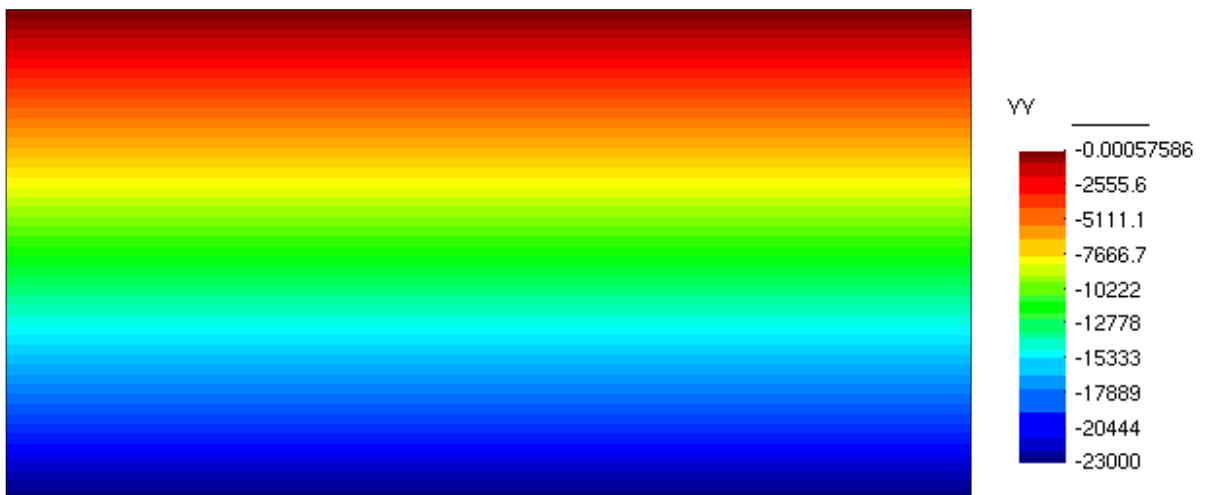


Figura 4.8 - Distribuição de tensão vertical efetiva (YY) considerando uma depleção de 200 N/m² no reservatório.

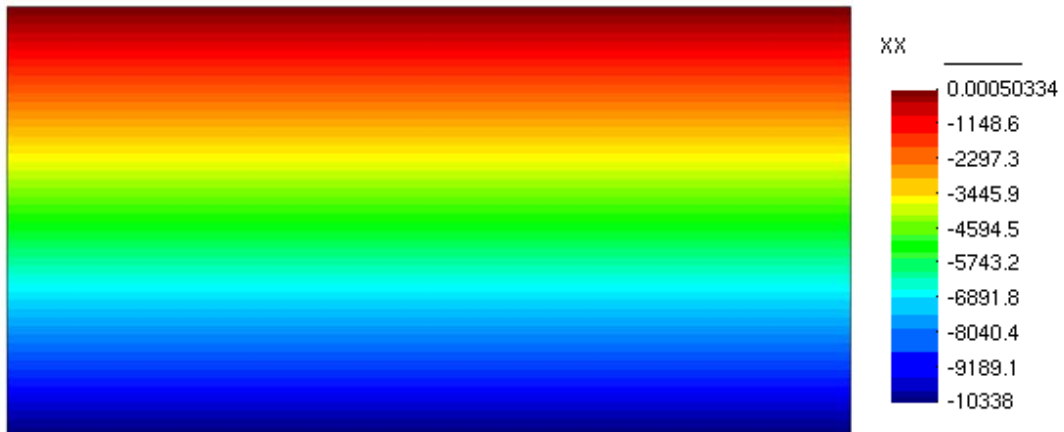


Figura 4.9 - Distribuição de tensão horizontal efetiva (XX) considerando uma depleção de 200 N/m² no reservatório.



Figura 4.10 - Deformação total vertical no reservatório para uma depleção de 200 N/m² no reservatório.

Capítulo 5

5. Análise Campo Real – Caso 2

No caso 2 será apresentada a comparação entre os resultados da simulação convencional com os da simulação acoplada para uma parcela de um campo real da Petrobras, que será denominado a partir de agora como Reservatório. Sendo utilizado na simulação convencional apenas o simulador de fluxo ECLIPSE enquanto que na simulação acoplada é utilizado o simulador de fluxo ECLIPSE em conjunto com o simulador geomecânico VISAGE. Entre os resultados da simulação acoplada serão apresentados os mapas de variação de tensão efetiva, deformação volumétrica, deslocamentos verticais e de variação da permeabilidade.

Sendo importante ressaltar que este Reservatório já foi estudado anteriormente em [17] através de um simulador geomecânico diferente e sem considerar as rochas adjacentes ao Reservatório.

5.1 Parâmetros de Fluxo

O Reservatório apresenta uma malha inicial de 16.905 células ($n_x=23$, $n_y=35$, $n_z=21$), está localizado verticalmente entre as cotas -7.750m e -8.744 m, encontra-se em lâmina d' água de aproximadamente 2470 m e possui um único poço produtor conforme apresentado na Figura 5.1, o qual está completado nas 21 células do reservatório na direção vertical.

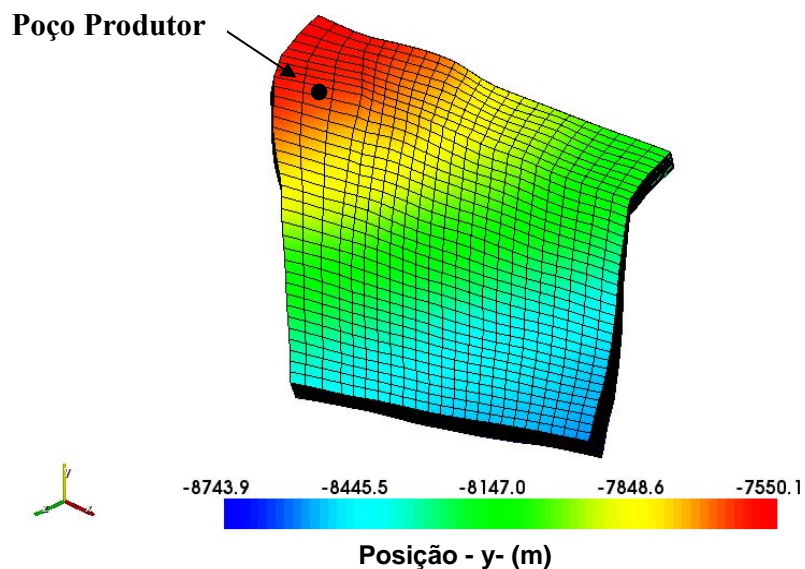


Figura 5.1 - Localização vertical do Reservatório e do poço produtor.

O Reservatório apresenta uma porosidade inicial variando de 17 a 21%, permeabilidades horizontais ($k_x=k_y$) no intervalo de 3 a 39 mD e vertical (k_z) igual a 1/10 da permeabilidade horizontal. A temperatura do reservatório está em torno de 118° C, a pressão estática inicial é de aproximadamente 1356,3 kgf/cm² e o óleo é de 14° API. O modelo de fluxo é trifásico, entretanto a pressão de bolha não é atingida, sendo o óleo e a água as únicas fases presentes.

Os mapas de distribuição inicial de volume poroso, saturação de água e permeabilidade do topo do reservatório estão ilustrados nas Figuras 5.2, 5.3 e 5.4. A simulação do Reservatório tem início em 31/12/2008 com a abertura do poço em 30/06/2009 e término da simulação em 31/12/2039.

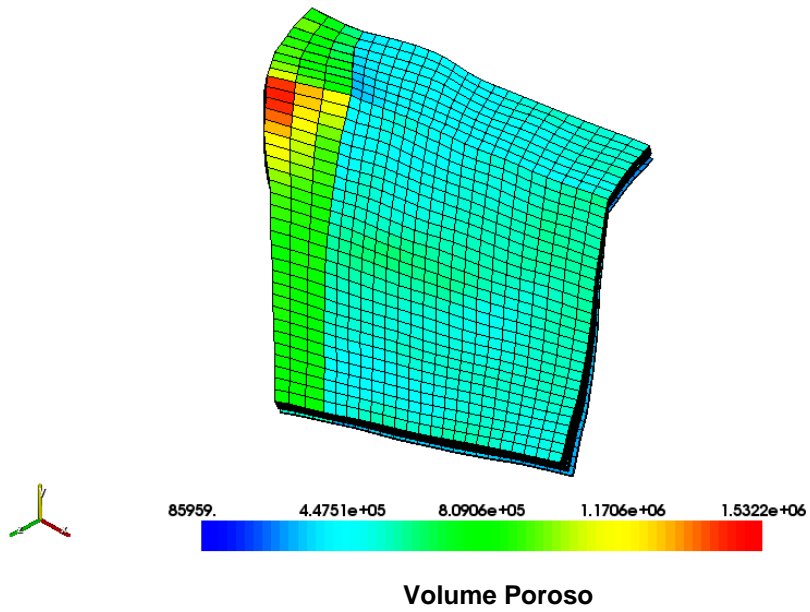


Figura 5.2 - Mapa de Volume Poroso do Topo do Reservatório.

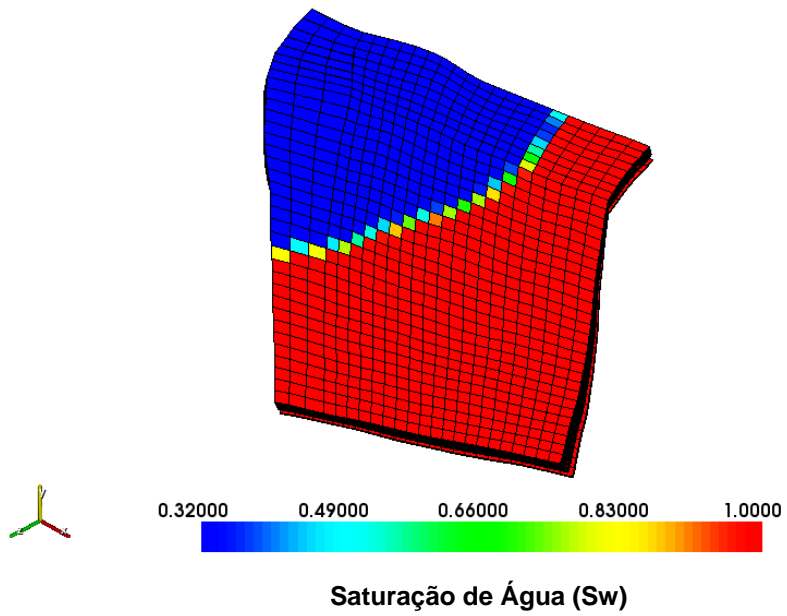


Figura 5.3 - Mapa de Saturação de Água do Topo do Reservatório.

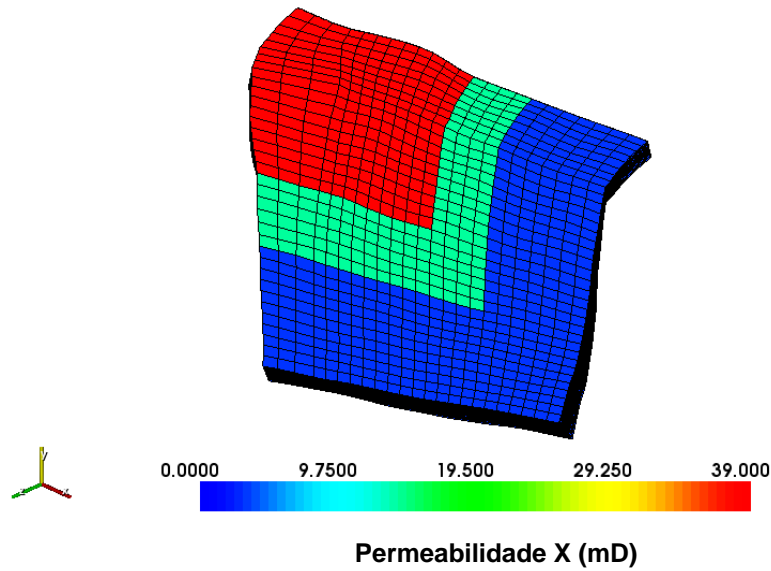


Figura 5.4 - Mapa de Permeabilidade horizontal ($k_x=k_y$) do Topo do Reservatório.

5.2 Parâmetros Mecânicos

Para avaliar os efeitos geomecânicos foram adicionadas ao modelo duas camadas de células adjacentes nas seis fronteiras do reservatório, com o intuito de incluir as rochas superior, laterais e inferior, ficando a nova malha com 26.325 células ($n_x=27$, $n_y=39$, $n_z=25$) como pode ser visto nas Figuras 5.5 e 5.6, onde as faixas pretas na malha do problema representam áreas com maiores discretizações, as quais ocorrem devido a manutenção da discretização existente na malha do reservatório.

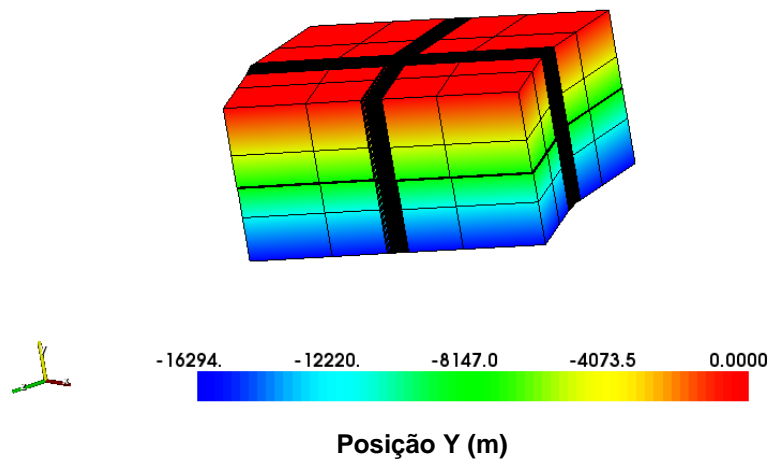


Figura 5.5 – Rochas adjacentes ao reservatório.

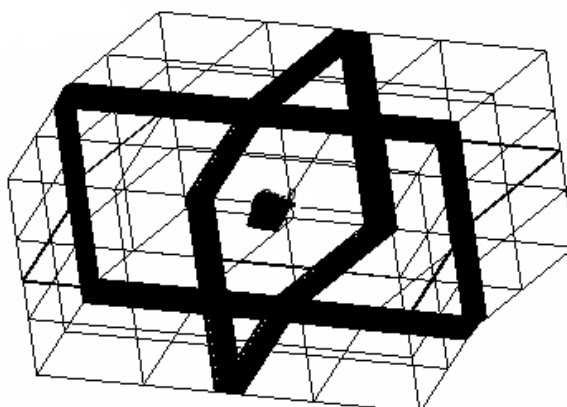


Figura 5.6 - Reservatório e rochas adjacentes.

Os dados mecânicos referentes à rocha reservatório e às rochas adjacentes utilizadas pelo ECLIPSE e pelo VISAGE estão ilustrados na Tabela 5.1:

Tabela 5.1 – Dados Mecânicos.

ECLIPSE					
Compressibilidade do Poro (1/psi)		3,88 E-06			
VISAGE					
Propriedade de Inicialização		Propriedades Elásticas			
Peso Efetivo do solo (kPa/m)	12,6		Módulo de Elasticidade (kPa)	Coeficiente de Biot	Coeficiente de Poisson
Coeficiente de tensão horizontal Máx	0,5				
Coeficiente de tensão horizontal Mín	0,5	Reservatório	6,1 E+06	0,94	0,26
Azimuti da tensão horizontal	0				
Inclinação da tensão vertical	90	Rochas Adjacentes	3,4 E+06	0,94	0,26

5.3 Condições de Contorno

As condições de contorno do modelo de fluxo e geomecânico estão ilustradas nas Figuras 5.7 e 5.8, sendo fixado como condição de contorno do poço produtor as pressões de fluxo de fundo do poço.

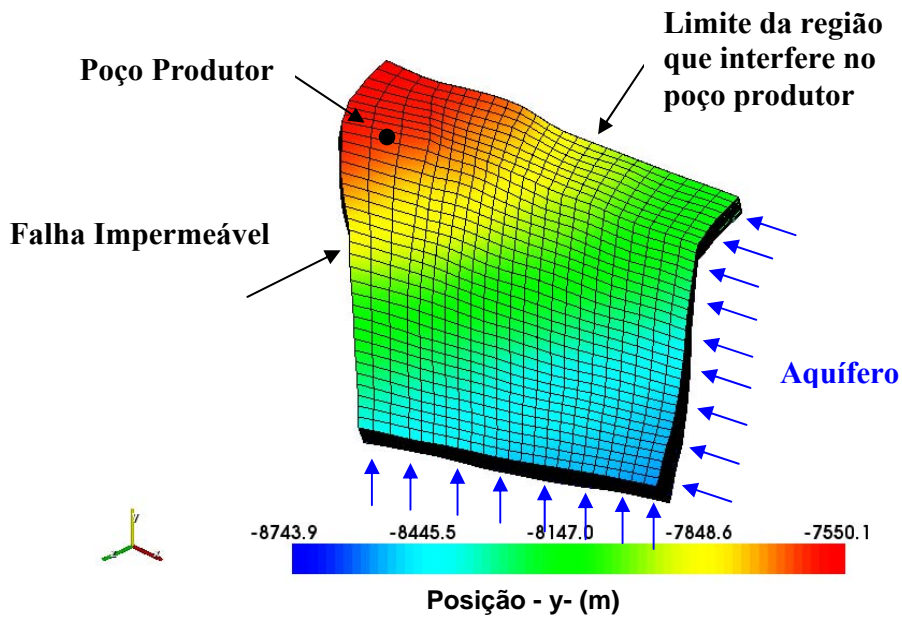


Figura 5.7 Condições de contorno de Fluxo.

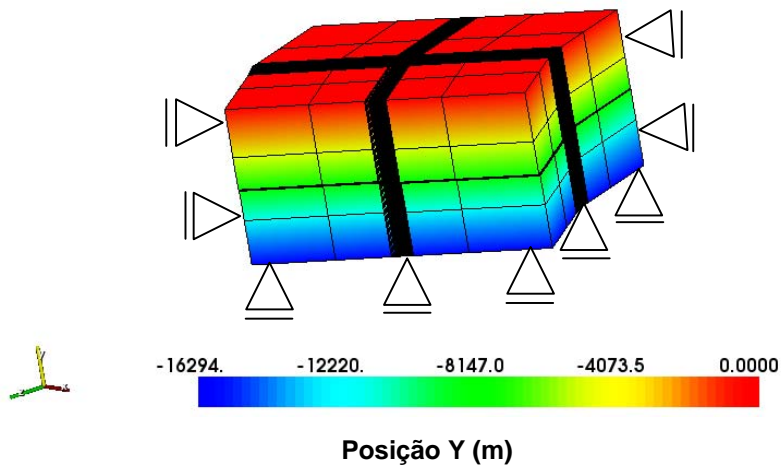


Figura 5.8 – Condições de contorno geomecânica.

5.4 – Acoplamentos Realizados

Inicialmente será feito uma análise utilizando o acoplamento explícito entre o ECLIPSE e o VISAGE, onde a troca de informações ocorre em um único sentido. O ECLIPSE

fornece dados da variação de pressão para o VISAGE e este irá calcular as variações de tensão e deformação ao longo da vida produtiva do campo, sem realimentar o simulador de fluxo.

Ainda utilizando o acoplamento explícito, foi realizado uma análise considerando a variação da permeabilidade, calculada pelo VISAGE através da correlação de KozenyCarman, e cujos parâmetros de fluxo atualizados só serão utilizados pelo simulador de fluxo no passo de tempo seguinte.

Posteriormente foi utilizado o acoplamento iterativo na modelagem acoplada fluxo/tensão do Reservatório, onde a troca de informações ocorre em ambos os sentidos. Para avaliar os impactos geomecânicos no desenvolvimento do campo, a deformação volumétrica foi associada ao parâmetro de fluxo através do volume poroso.

5.4.1 Acoplamento Explícito

Utilizou-se inicialmente o acoplamento explícito sem atualização dos parâmetros de fluxo, realizando apenas o cálculo das variações das tensões efetivas e deformações volumétricas ao longo da produção de fluidos. Posteriormente, realizou-se o acoplamento explícito com a atualização da permeabilidade.

Estas análises foram feitas para as situações com e sem aquífero, para avaliar como ocorrem as deformações nos cenários com e sem manutenção de pressão. Visto que a redução da poro-pressão do reservatório através da produção de hidrocarbonetos é transmitida para o aquífero, que responde através da expansão da água contida nele e com a redução do volume poroso, acarretando na invasão da zona de óleo pelo volume de água excedente e conseqüentemente na manutenção da pressão do reservatório elevada por mais tempo, [19].

Foram selecionadas algumas datas para efetuar o cálculo das tensões e deformações. A determinação da melhor data para realizar o estudo acoplado é feito através do gráfico da pressão média do campo e da vazão do poço ao longo do tempo de produção, selecionando as datas em que ocorrem maiores variações dessas

propriedades. As Figuras 5.9 e 5.10 apresentam as datas selecionadas onde foram feitas as simulações acopladas.

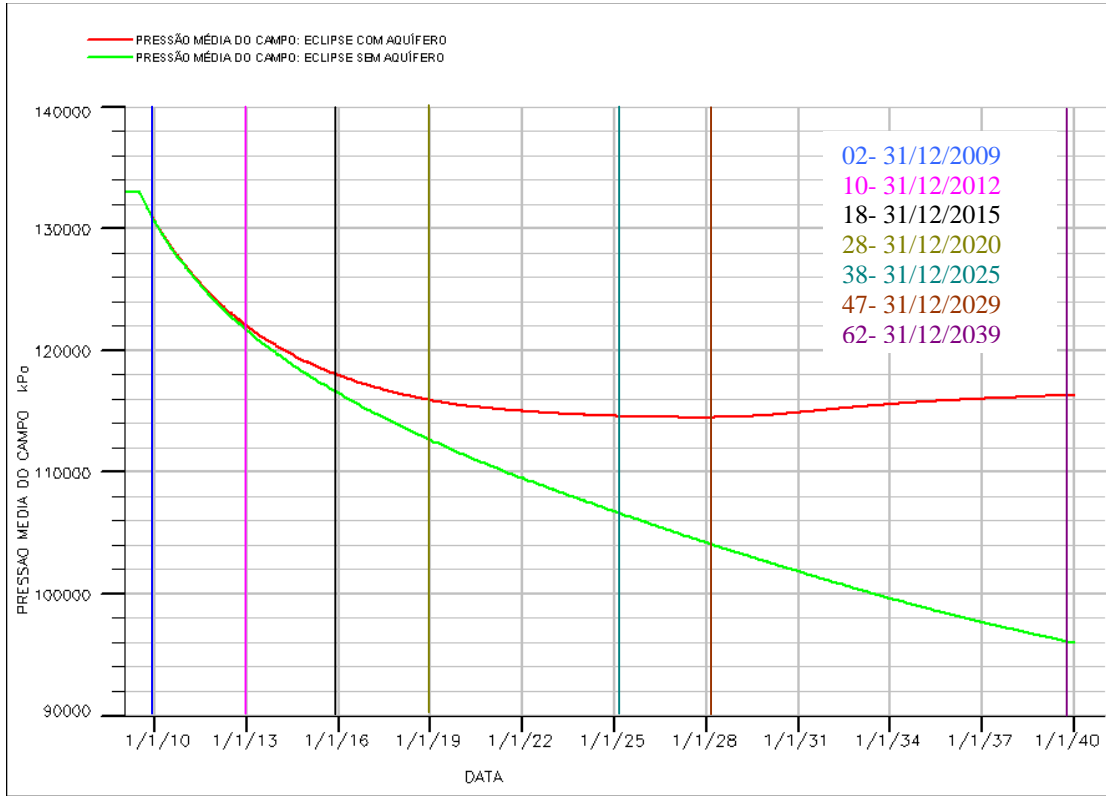


Figura 5.9 - Pressão média do Campo.

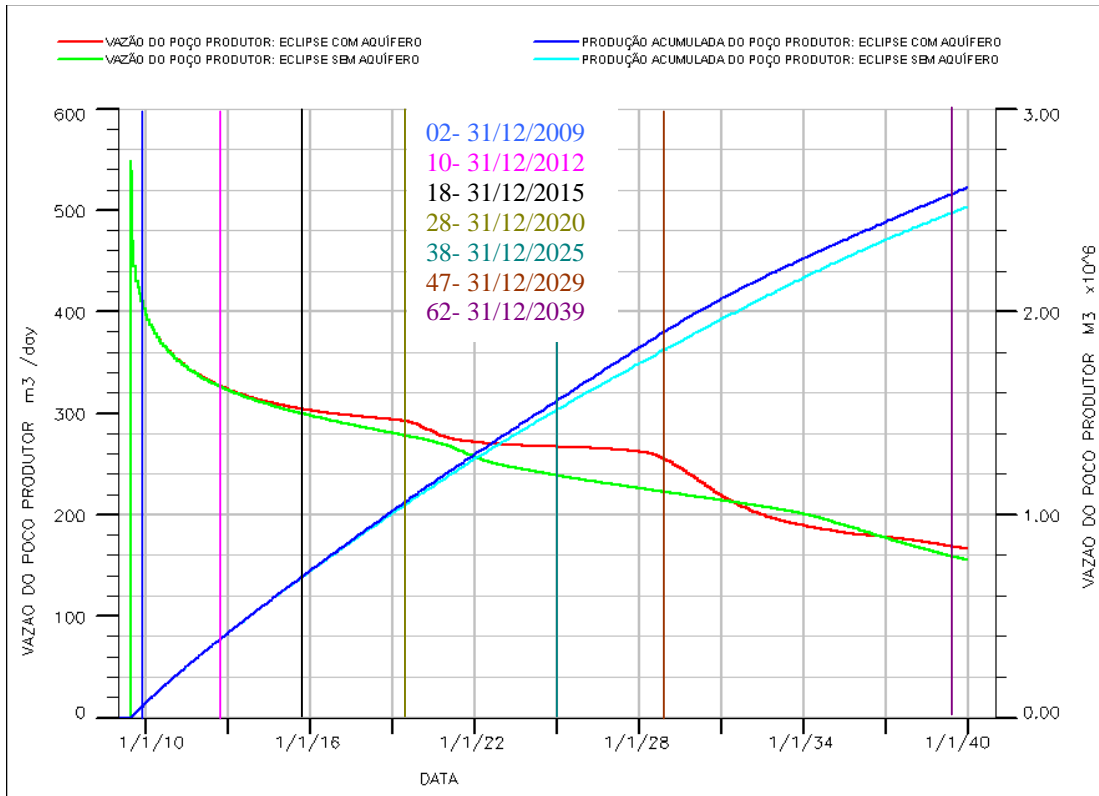


Figura 5.10 - Vazão e produção acumulada do poço.

5.4.1.1 Sem Atualização dos Parâmetros de Fluxo

Inicialmente estão ilustrados nas Figuras 5.11 e 5.12, a distribuição de pro-pressão média do reservatório e o estado de tensões efetivas médio, na fase anterior ao início da produção.

A tensão efetiva média é calculada da seguinte forma:

$$\text{Tensão efetiva média} = \frac{(\sigma'_{xx} + \sigma'_{yy} + \sigma'_{zz})}{3} \quad (3.1)$$

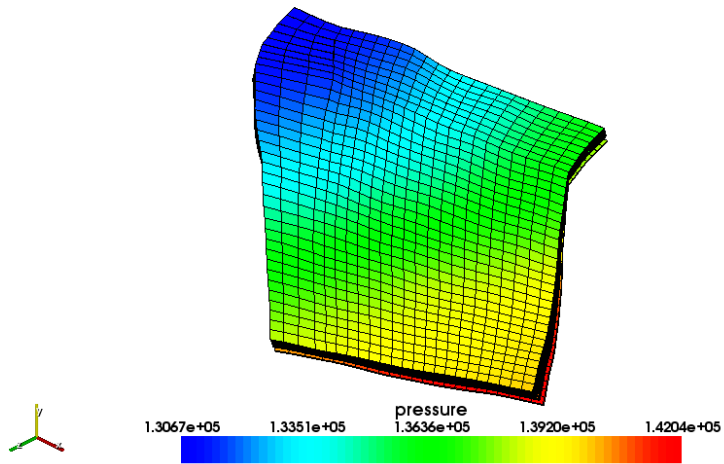


Figura 5.11 - Distribuição de poro-pressão na fase anterior ao início da produção.

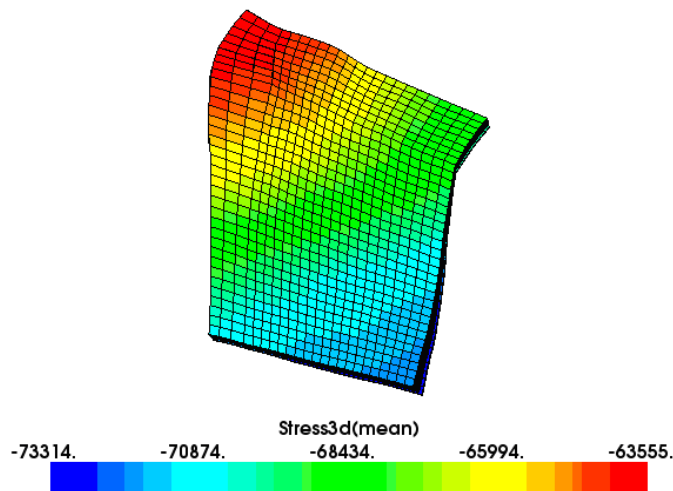


Figura 5.12 - Tensão efetiva média na fase anterior ao início da produção.

Após o início da produção para cada data selecionada, o VISAGE realizou o cálculo das tensões e deformações desenvolvidas no campo para os cenários com e sem aquífero. As Figuras, 5.13 e 5.14, mostram a variação da tensão efetiva, isto é, a diferença entre a tensão calculada ao final da simulação (31/12/2039) e a calculada antes do início da produção.

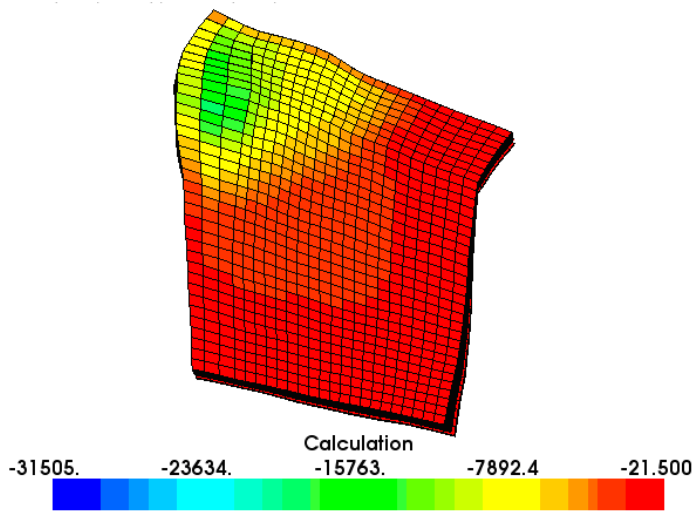


Figura 5.13 – Variação de tensão efetiva média (kPa) no cenário com aquífero.

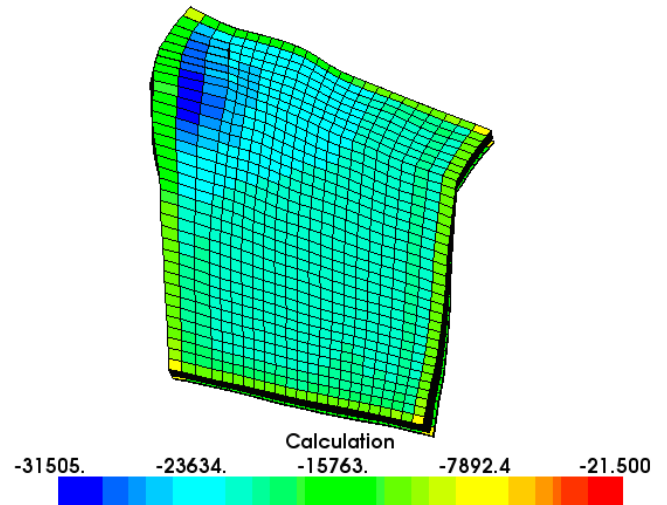


Figura 5.14 – Variação de tensão efetiva média (kPa) no cenário sem aquífero.

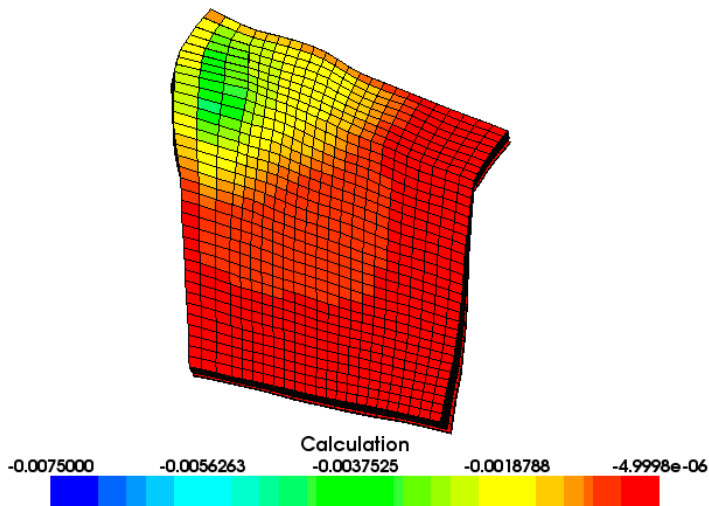


Figura 5.15 - Deformação Volumétrica no cenário com aquífero.

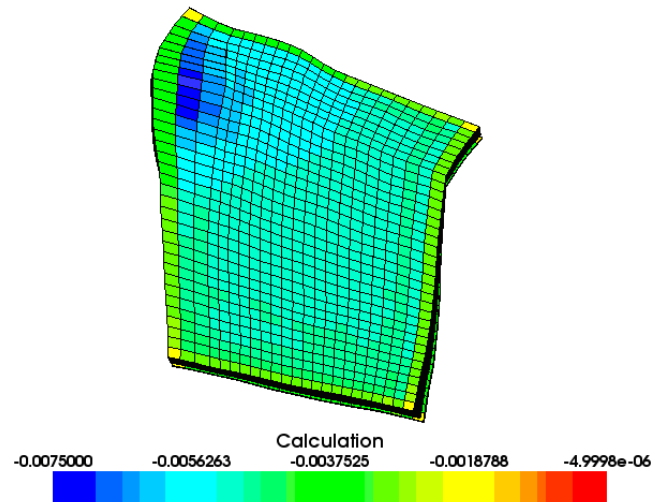


Figura 5.16 - Deformação Volumétrica no cenário sem aquífero.

Nas Figuras 5.13 e 5.14, observam-se maiores valores de variação de tensão efetiva média para o caso sem aquífero, que devido à ausência da manutenção de poro-pressão, a pressão diminui mais rapidamente ao longo de todo o reservatório, resultando em maiores deformações volumétricas, Figura 5.15 e 5.16, e consequentemente maiores deslocamentos verticais tanto no topo do reservatório, Figura 5.17 e Figura 5.18, quanto na superfície do fundo do mar conforme as Figuras 5.19 e 5.20.

As Figuras 5.19 e 5.20 representam uma seção do reservatório passando pela célula do poço, sendo estas utilizadas para ressaltar o efeito do arqueamento da estrutura do reservatório gerado com a produção de fluidos, onde o topo do reservatório apresenta deslocamentos negativos, oposto ao sentido positivo do eixo vertical y, enquanto a base do reservatório apresenta deslocamentos positivos, conforme apresentado na Figura 5.21.

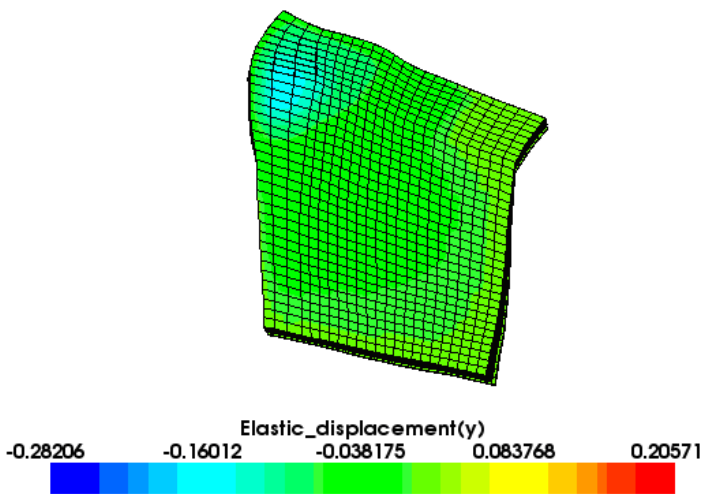


Figura 5.17 - Compactação no cenário com aquífero.

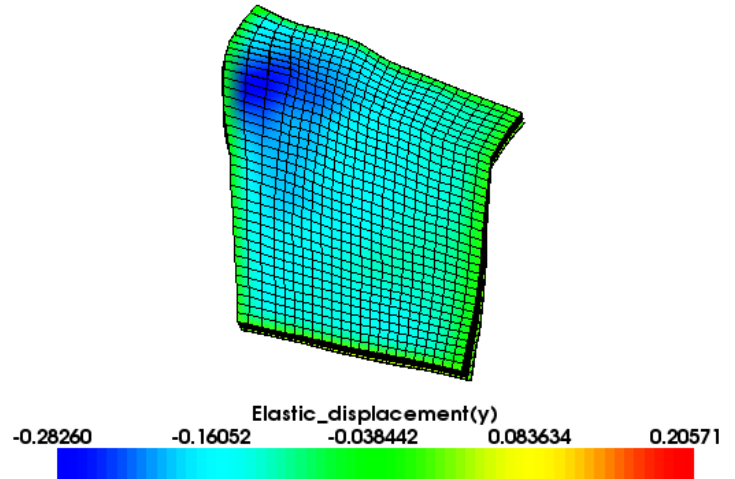


Figura 5.18 - Compactação no cenário sem aquífero.

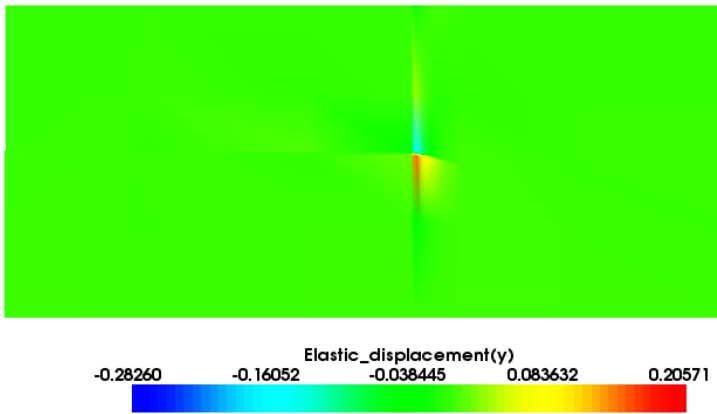


Figura 5.19 - Subsidência no cenário com aquífero.

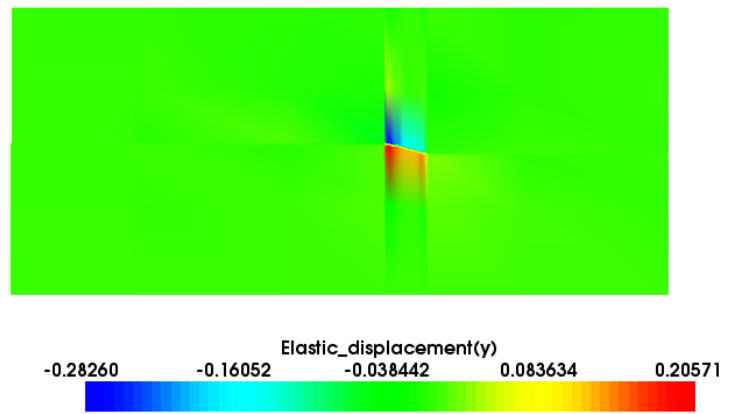


Figura 5.20 - Subsidência no cenário sem aquífero.

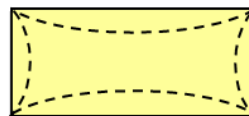


Figura 5.21 – Arqueamento do Reservatório.

5.4.1.2 Atualização da Permeabilidade

A variação da permeabilidade foi feita em função da deformação volumétrica, utilizando a correlação de Kozeny-Carman, conforme comentado no Capítulo 3.

A Figura 5.22 mostra uma menor produção de óleo para os resultados com ECL2VIS, nas situações com e sem aquífero, pois ao longo da produção de fluidos do reservatório, as deformações volumétricas da rocha causam uma redução na permeabilidade e conseqüentemente uma maior dificuldade ao fluxo de fluidos. A diferença entre as produções acumuladas do ECLIPSE e do ECL2VIS poderiam ter sido ainda maiores caso tivesse sido utilizada uma lei mais realista da permeabilidade variando exponencialmente em função da porosidade.

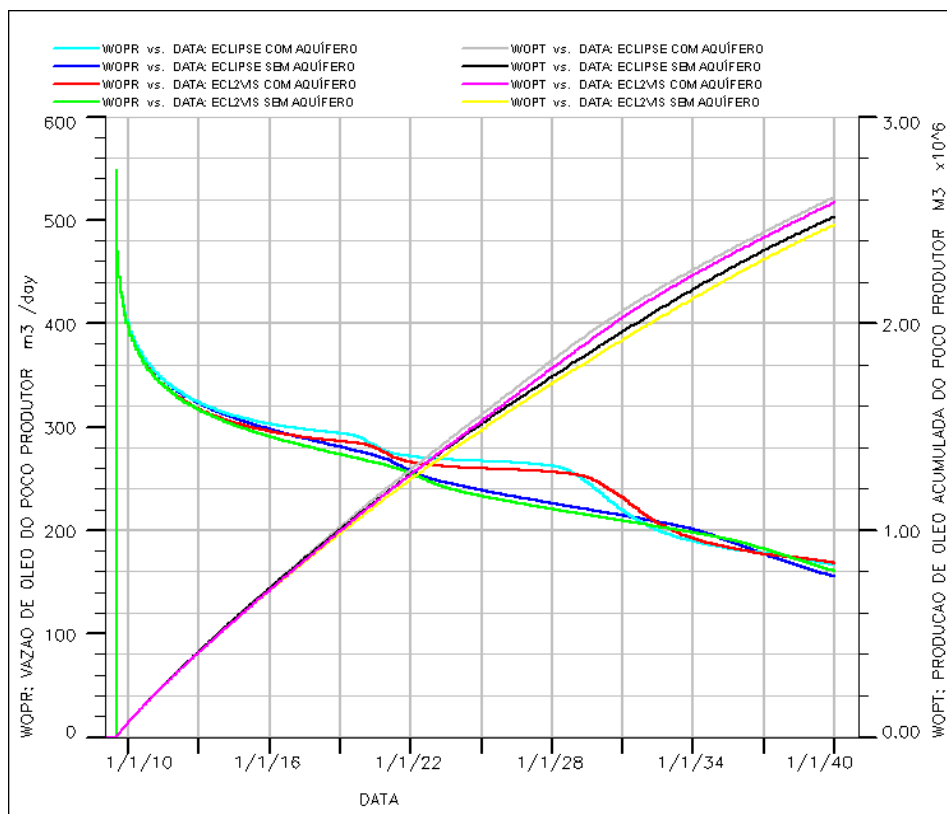


Figura 5.22 - Vazão e produção acumulada do poço.

Na Figura 5.23 pode-se observar para o caso com aquífero uma coincidência dos valores de pressão entre a simulação convencional e a simulação acoplada. Entretanto,

no caso sem aquífero a pressão ao longo do tempo se encontra um pouco superior ao observado na simulação convencional, o que pode ser explicado devido a uma menor produção, conforme a Figura 5.24.

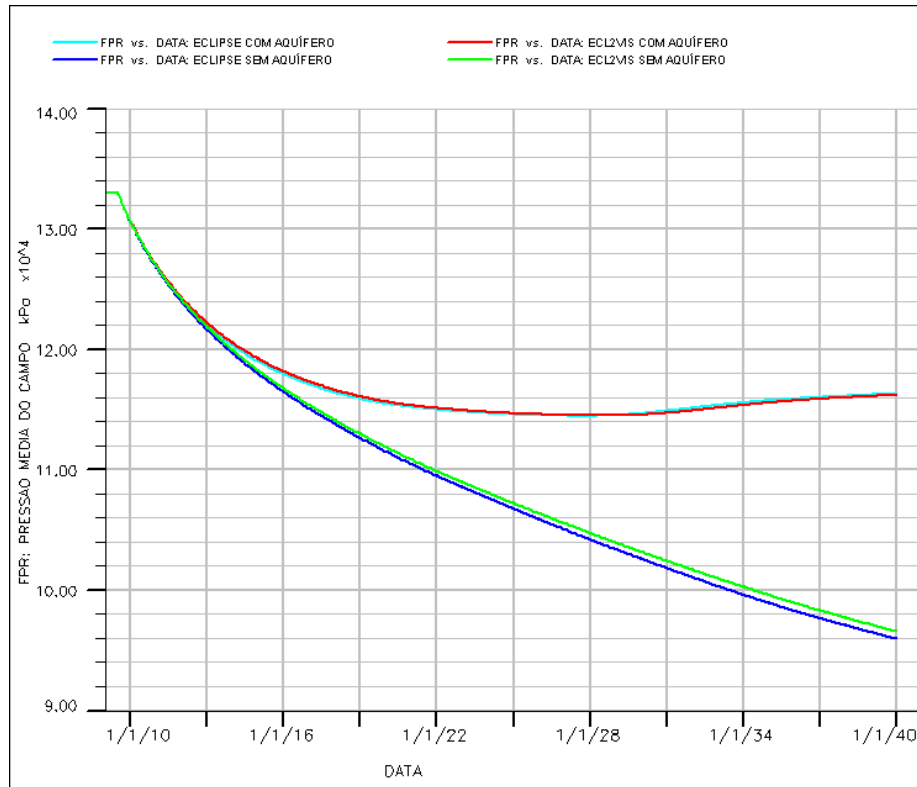


Figura 5.23 - Pressão média do Campo.

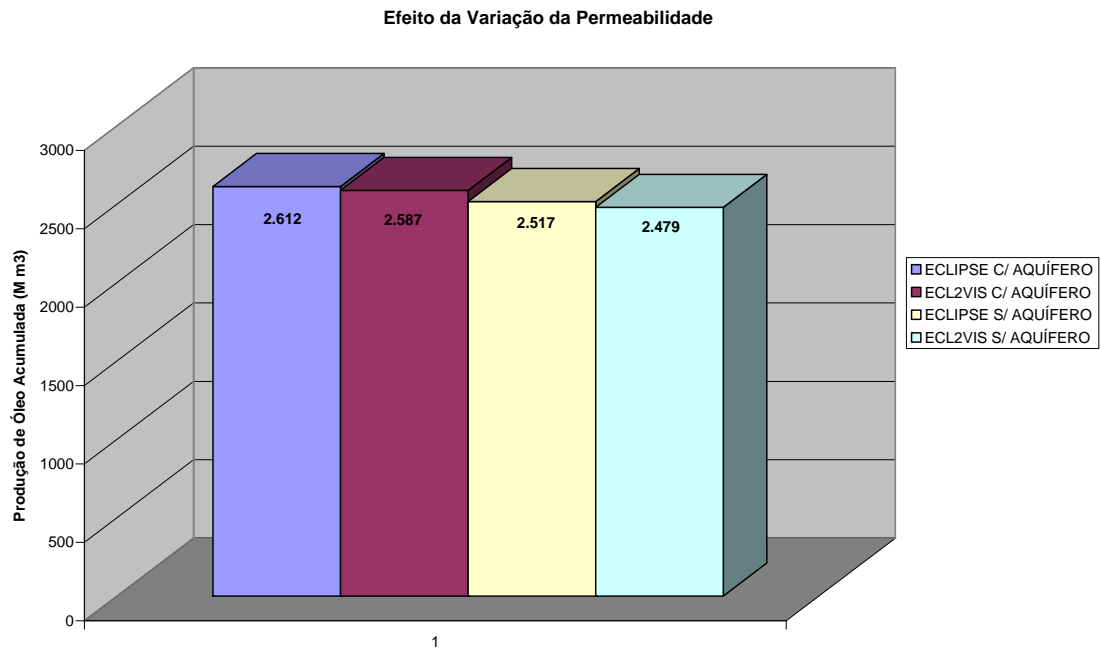


Figura 5.24 – Produção de Óleo Acumulada.

A redução da permeabilidade da rocha reservatório contribui para um atraso no corte de água, já que o fluxo por entre as gargantas dos poros fica mais difícil, diminuindo assim a mobilidade da água até o poço produtor, conforme visto na Figura 5.25.

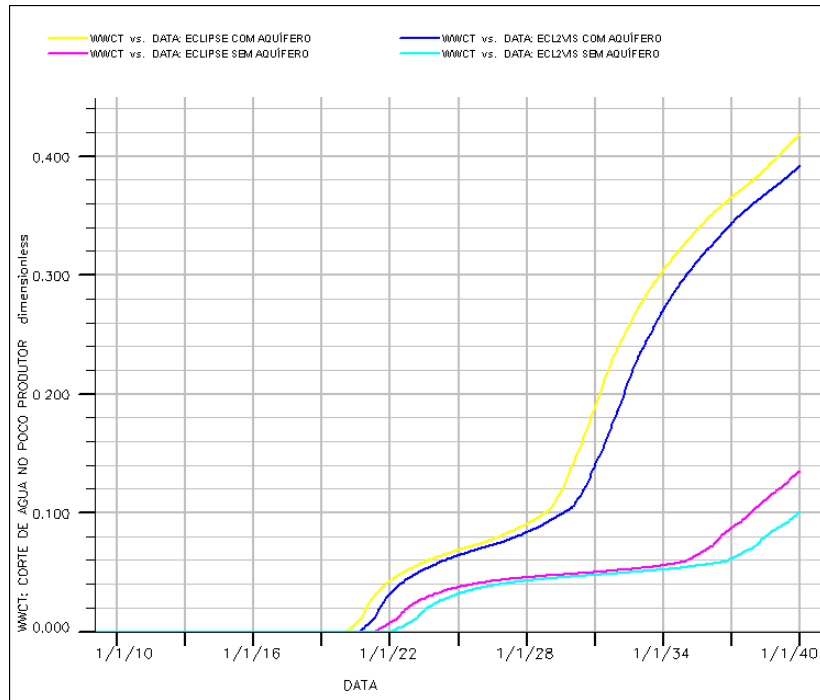


Figura 5.25 - Corte de Água no poço produtor.

A variação de tensão efetiva média, Figura 5.26 e 5.27, e a deformação volumétrica, Figura 5.28 e 5.29, nos cenários com e sem aquífero ocorrem conforme apresentado nas figuras a seguir:

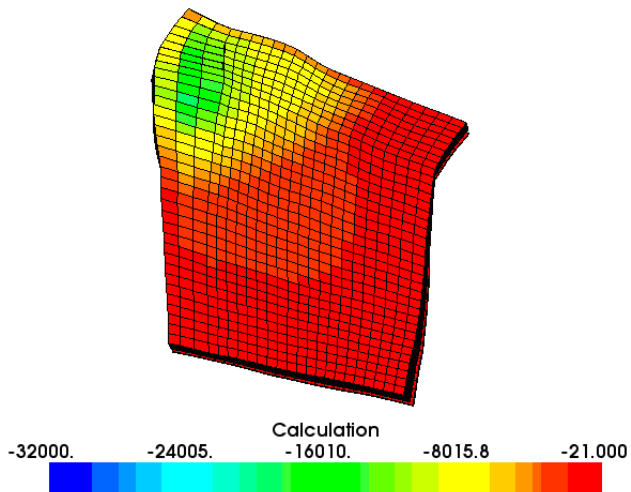


Figura 5.26 – Variação de tensão efetiva média no cenário com aquífero.

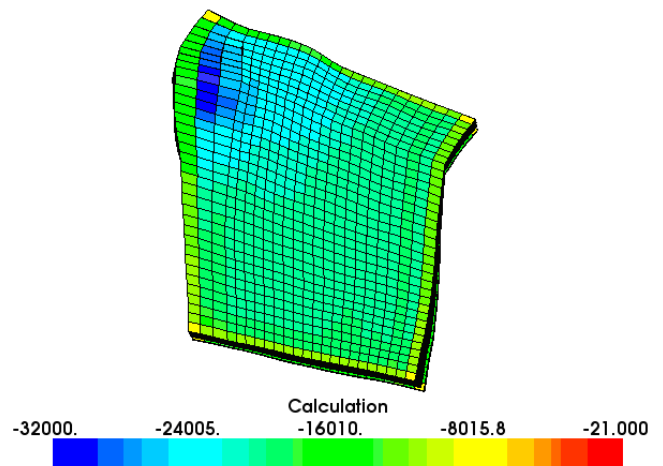


Figura 5.27 – Variação de tensão efetiva média no cenário sem aquífero.

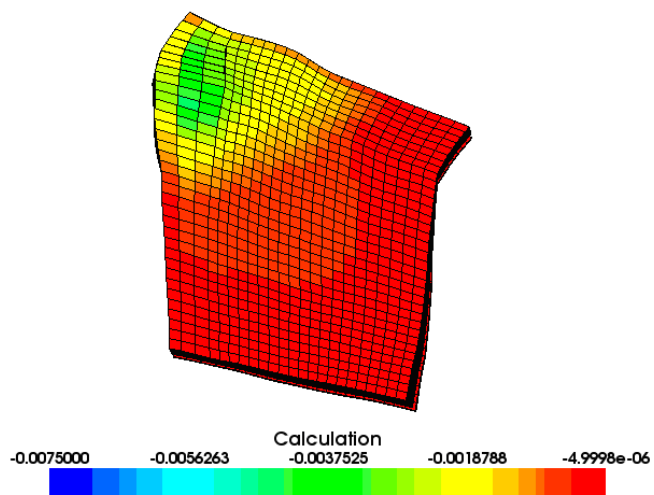


Figura 5.28 - Deformação volumétrica no cenário com aquífero.

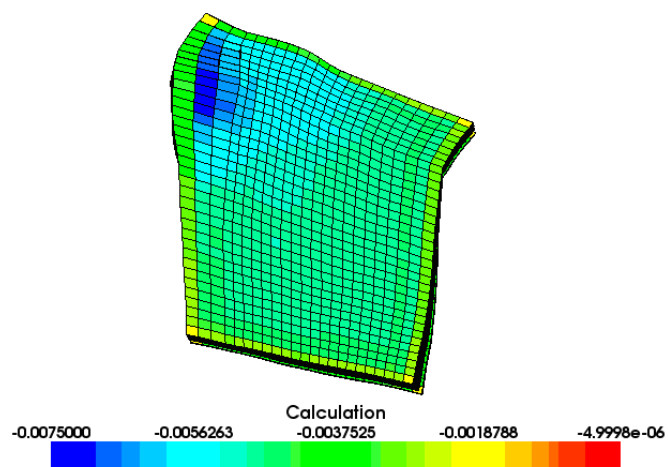


Figura 5.29 - Deformação volumétrica no cenário sem aquífero.

Os resultados da compactação e subsidência são ilustrados nas Figuras 5.30, 5.31, 5.32 e 5.33.

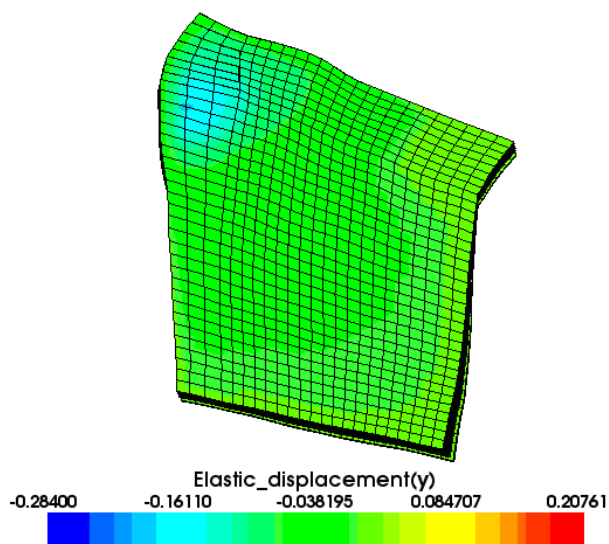


Figura 5.30 – Compactação no cenário com aquífero.

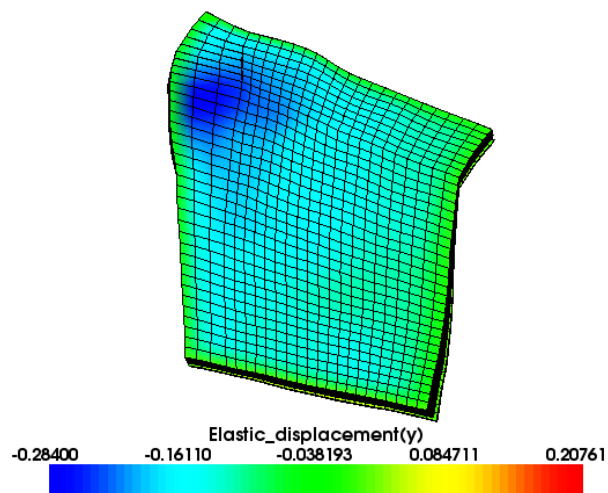


Figura 5.31 – Compactação no cenário sem aquífero.

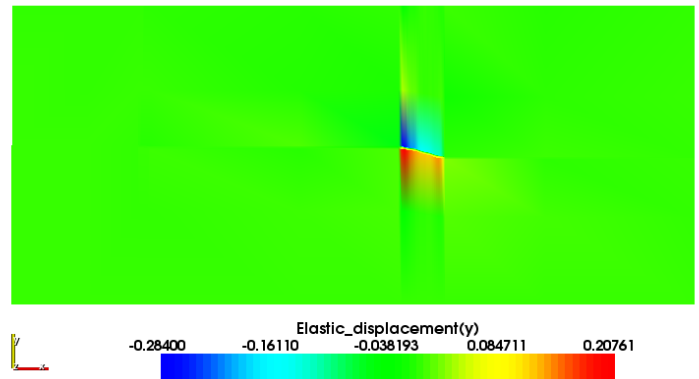
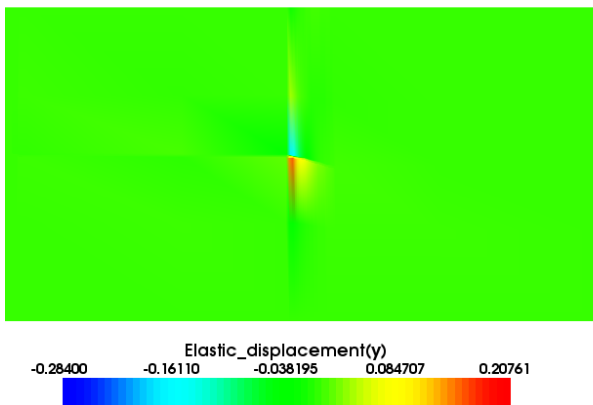


Figura 5.32 – Subsidiência no cenário com aquífero. Figura 5.33 – Subsidiência no cenário sem aquífero.

Em relação à variação de permeabilidade, no cenário sem aquífero ocorre uma variação de aproximadamente 4,72 mD próxima a área do poço produtor, enquanto que no cenário com aquífero essa variação é de aproximadamente 2,36 mD, conforme é apresentado nas Figuras 5.34 e 5.35, respectivamente, enfatizando a influência do aquífero, já que o cálculo da permeabilidade é feito através da deformação volumétrica causada pela variação de poro-pressão.

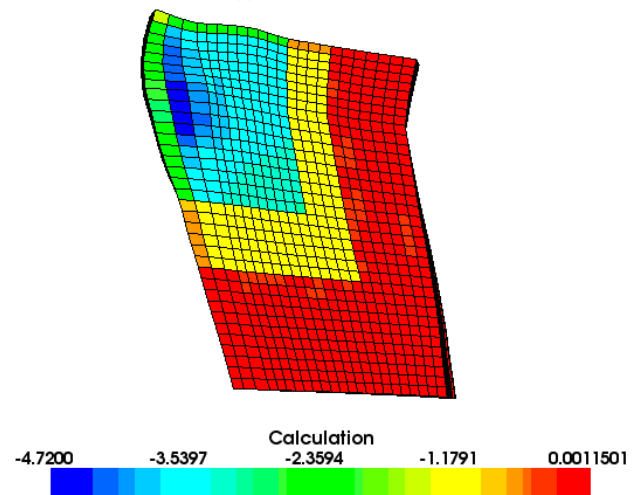
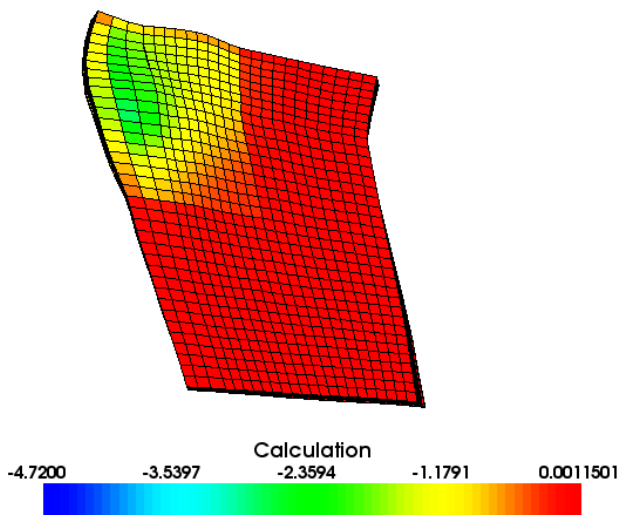


Figura 5.34 – Variação na permeabilidade (x) no cenário com aquífero.

Figura 5.35 – Variação na permeabilidade (x) no cenário sem aquífero.

5.4.2 Acoplamento Iterativo

Nesta fase foi utilizado o acoplamento iterativo entre o VISAGE e o ECLIPSE, onde a atualização feita pelo VISAGE para o ECLIPSE foi através da variação do volume poroso ao longo da produção de fluidos. Sem considerar neste acoplamento a variação da permeabilidade, para que fosse possível avaliar o impacto da alteração dos parâmetros de fluxo separadamente.

5.4.2.1 Atualização do Volume Poroso

A deformação volumétrica da rocha ao longo da produção/injeção de fluidos no reservatório está diretamente relacionada com a variação na tensão efetiva. Assim, a produção de hidrocarbonetos acarreta em um aumento na tensão efetiva, tendo em conta que uma quantidade de fluido é tirada dos poros da rocha. Tal aumento na tensão efetiva, acarreta em uma deformação volumétrica de compressão da rocha reservatório.

É importante ressaltar, que o sinal negativo está sendo considerado para compressão e positivo para tração.

De modo inverso, a injeção de fluidos acarreta em uma diminuição da tensão efetiva, causando um aumento do volume poroso, resultando em deformações volumétricas de expansão.

5.4.2.1.1 Influência do Aquífero

Para avaliar o impacto da variação do volume poroso na vida produtiva do campo, foram feitas análises variando a influência do aquífero. Para que fosse possível identificar qual efeito é mais significativo e determinar em quais situações a compactação e a subsidência podem se tornar mais preocupantes.

Dessa forma, foram simuladas as seguintes situações:

- Modelo original com aquífero com 100% de atuação;
- Modelo original sem aquífero;

A Figura 5.36 apresenta a vazão de óleo do poço produtor ao longo do tempo para os casos acima mencionado. Para cada caso é feita a comparação entre a simulação convencional, ECLIPSE puro, com a simulação acoplada, ECL2VIS.

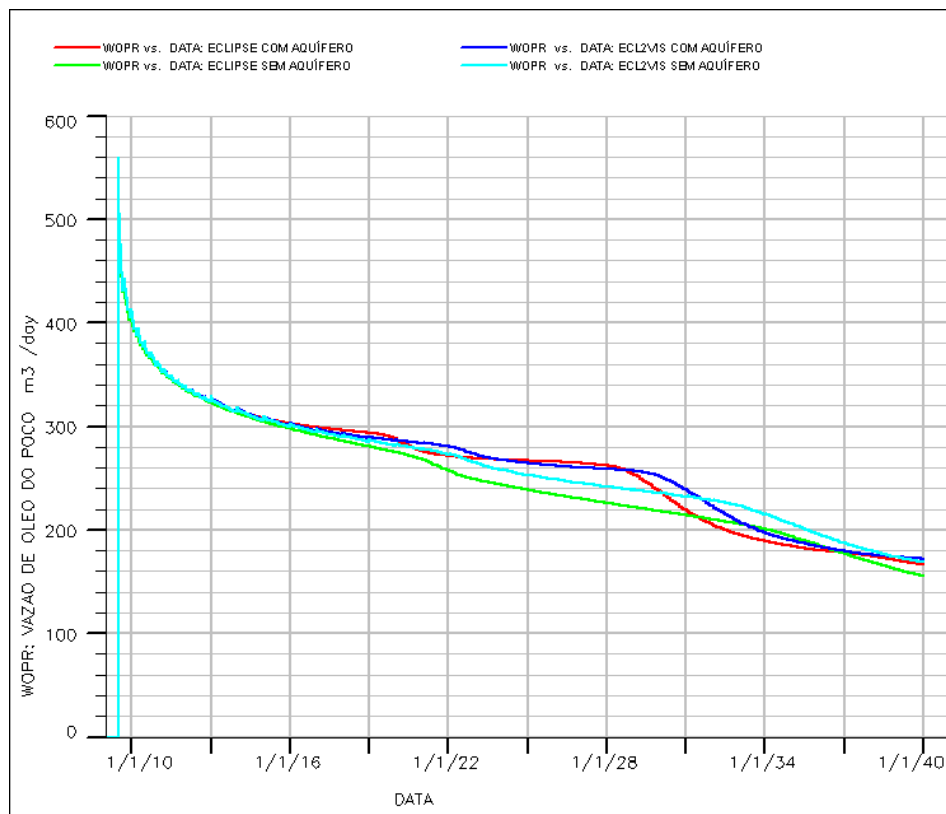


Figura 5.36 - Vazão do poço produtor.

Na Figura 5.36, pode-se perceber que o efeito geomecânico é mais pronunciado no cenário sem aquífero, onde a diferença de produção entre o ECLIPSE e o ECL2VIS é maior. No resultado da simulação acoplada, ECL2VIS, ocorre uma maior vazão de produção ao longo do tempo e conseqüentemente uma maior produção acumulada, Figura 5.37.

Nos cenários com atuação do aquífero, o efeito da compactação na produção de óleo é reduzido devido à manutenção de pressão através do aquífero, obtendo um menor

acrécimo na produção acumulada nos resultados com ECL2VIS em relação ao ECLIPSE.

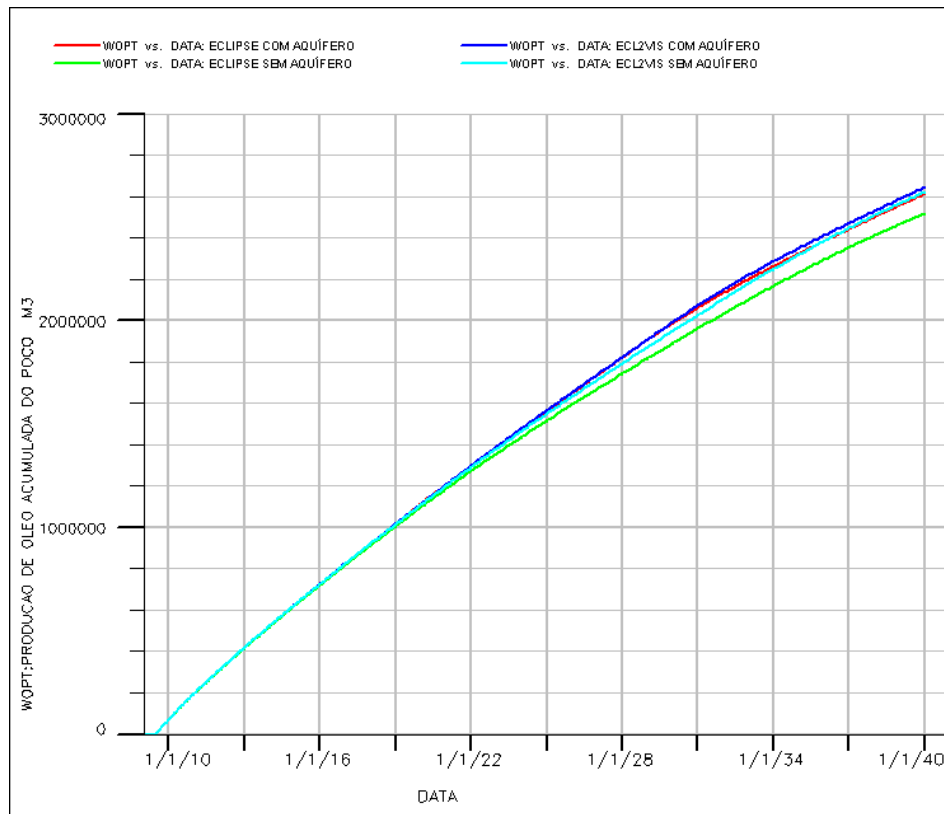


Figura 5.37 - Produção Acumulada.

Na Figura 5.38 pode-se observar um acréscimo na pressão do campo para todos os resultados da simulação, do ECL2VIS em relação ao ECLIPSE.

Este acréscimo é mais significativo no cenário sem aquífero, pois com a produção de óleo ao longo do tempo, este apresenta uma maior diminuição da pressão média do campo devido à ausência da manutenção de pressão através do aquífero, acarretando em maiores variações de tensão efetiva e conseqüentemente maiores deformações. Para os casos com aquífero, devido ao efeito da manutenção de pressão, menores deformações acontecem, acarretando em um menor acréscimo de pressão devido à compactação do reservatório.

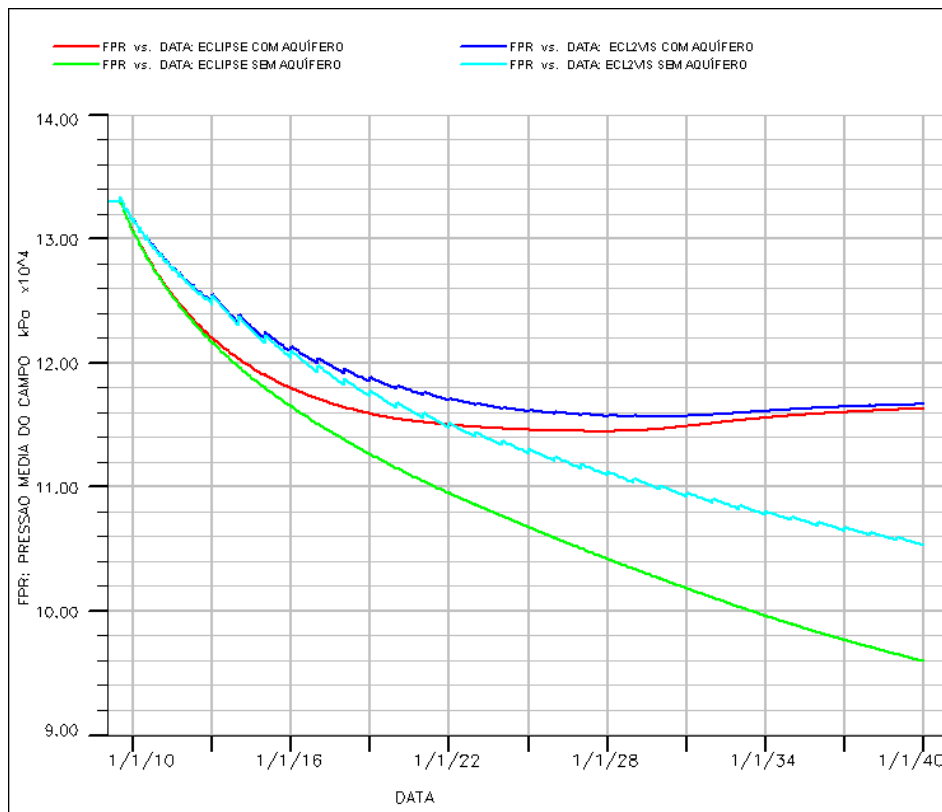


Figura 5.38 - Pressão do Campo.

Em relação ao corte de água no poço produtor, Figura 5.39, é notável um aumento no corte de água na simulação acoplada para o cenário sem aquífero, o que pode ser explicado devido à contribuição da deformação da rocha para a expulsão da água que anteriormente era considerada irreduzível, ou seja, não móvel.

De acordo com a Figura 5.39, ocorre uma antecipação no corte de água no poço produtor nos resultados com o ECLIPSE em relação ao encontrado através do ECL2VIS. Isto ocorre devido a uma menor manutenção da pressão média do campo no simulador de fluxo convencional, causando uma maior diferença entre a pressão inicial e a pressão ao final da simulação, levando a uma maior velocidade de fluxo da fase água, que de acordo com a Lei de Darcy, a velocidade do fluido é diretamente proporcional ao diferencial de pressão, somado a isso, ocorre uma maior expansão da água nos cenários com menor manutenção de pressão.

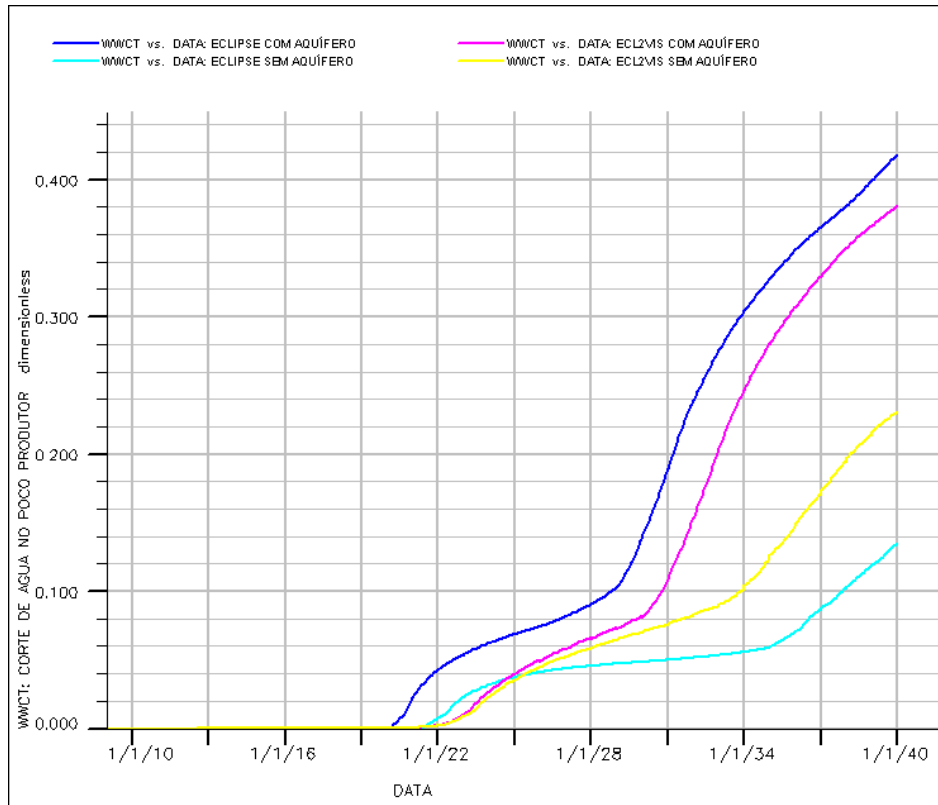


Figura 5.39 – Corte de água no poço produtor.

O aumento da tensão efetiva pode ser observado em função do grau de influência do aquífero, conforme as Figuras 5.40 e 5.41, onde ocorre um aumento na variação da tensão de compressão à medida que se desconsidera a atuação do aquífero.

Da mesma forma ocorre para a deformação volumétrica, de acordo com as Figuras 5.42 e 5.43, implicando em maiores compactações e subsidência nos cenários sem aquífero, Figuras 5.44 à 5.47.

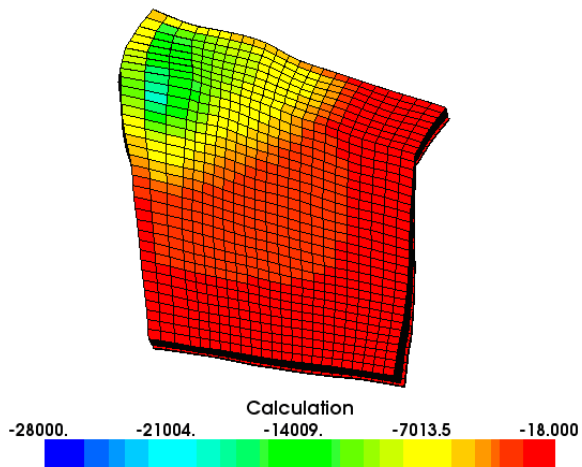


Figura 5.40 – Variação de tensão efetiva média no cenário com aquífero.

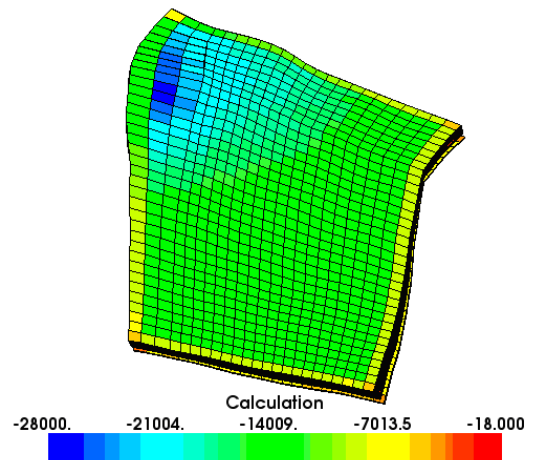


Figura 5.41 -Variação de tensão efetiva média no cenário sem aquífero.

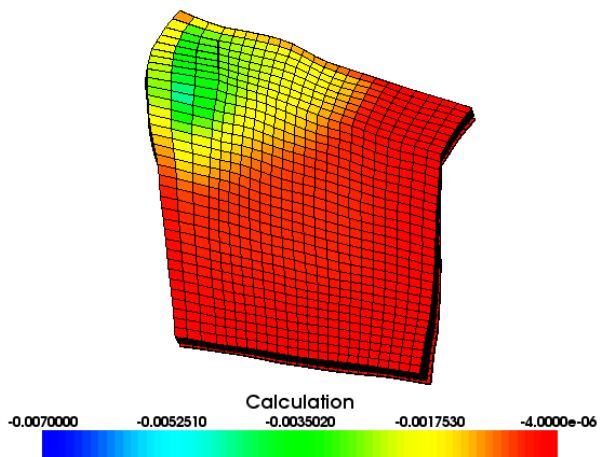


Figura 5.42 – Deformação volumétrica no cenário com aquífero.

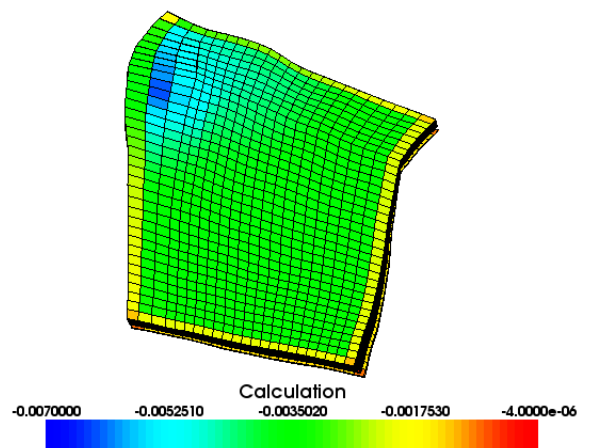


Figura 5.43 - Deformação volumétrica no cenário sem aquífero.

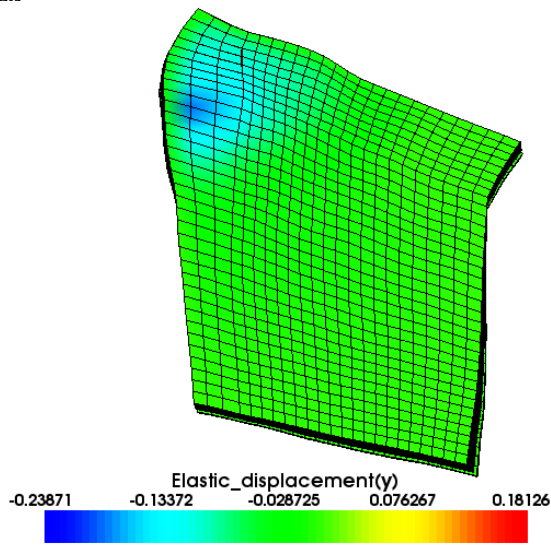


Figura 5.44 – Compactação no cenário com aquífero.

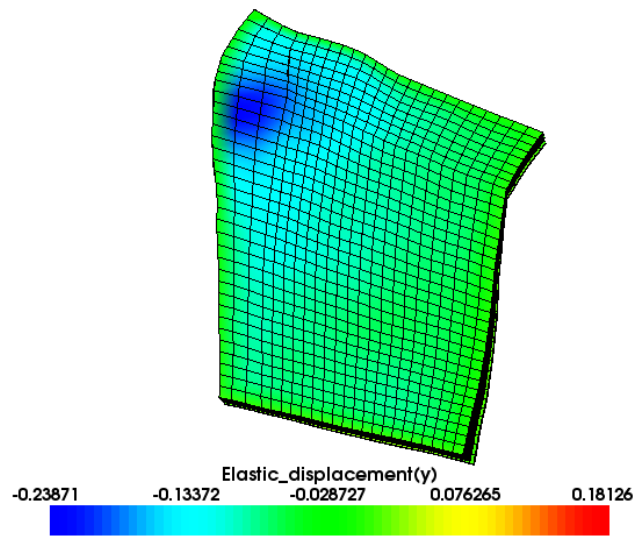


Figura 5.45 – Compactação no cenário sem aquífero

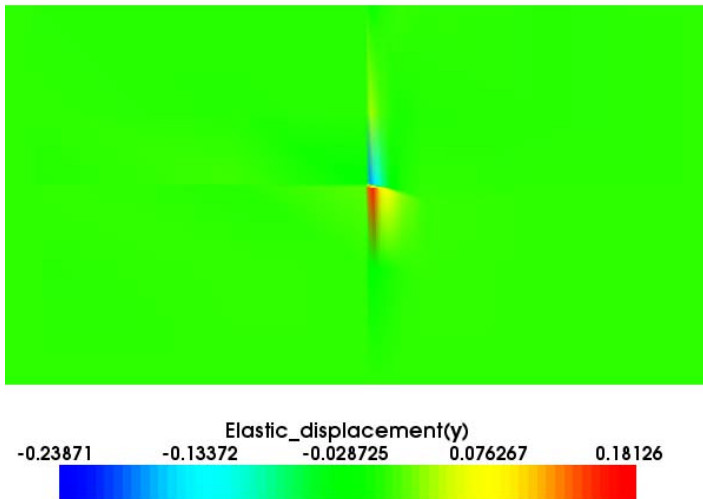


Figura 5.46 – Subsidência no cenário com aquífero.

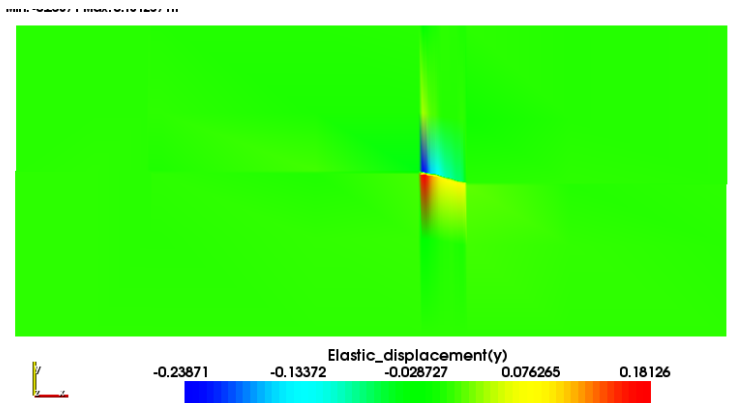


Figura 5.47 – Subsidência no cenário sem aquífero.

5.4.2.1.2 Efeito das Propriedades Mecânicas

O grau de compactação e subsidência é fortemente influenciado pelas propriedades mecânicas das rochas. Para avaliar os efeitos dos parâmetros mecânicos na compactação e subsidência foram comparados os seguintes cenários:

Tabela 5.2 – Diferentes Propriedades Mecânicas.

Cenário 1	Cenário 2		Cenário 3	
ECLIPSE	ECL2VIS		ECL2VIS	
Compressibilidade do poro (psi) ⁻¹	Módulo de Elasticidade (kPa)		Módulo de Elasticidade (kPa)	
3,88 E-06	Reservatório	Rochas Adjacentes	Reservatório	Rochas Adjacentes
		6,1 E+06	3,4 E+06	10,8 E+06

De acordo com a Figura 5.48, pode-se afirmar que ambos os cenários 2 e 3, obtiveram maiores manutenções de pressão em relação ao encontrado no cenário 1, o qual foi utilizado o simulador ECLIPSE e cujos efeitos geomecânicos são aproximados através da utilização de uma compressibilidade de poro constante e equivalente, calculada a partir dos parâmetros mecânicos: Módulo de Elasticidade, coeficiente de Poisson e coeficiente de Biot.

Entre os cenários 2 e 3, o cenário cuja rocha reservatório contém menor Módulo de Elasticidade apresenta maiores deformações volumétricas e conseqüentemente maior manutenção de pressão, conforme ilustrado na Figura 5.48.

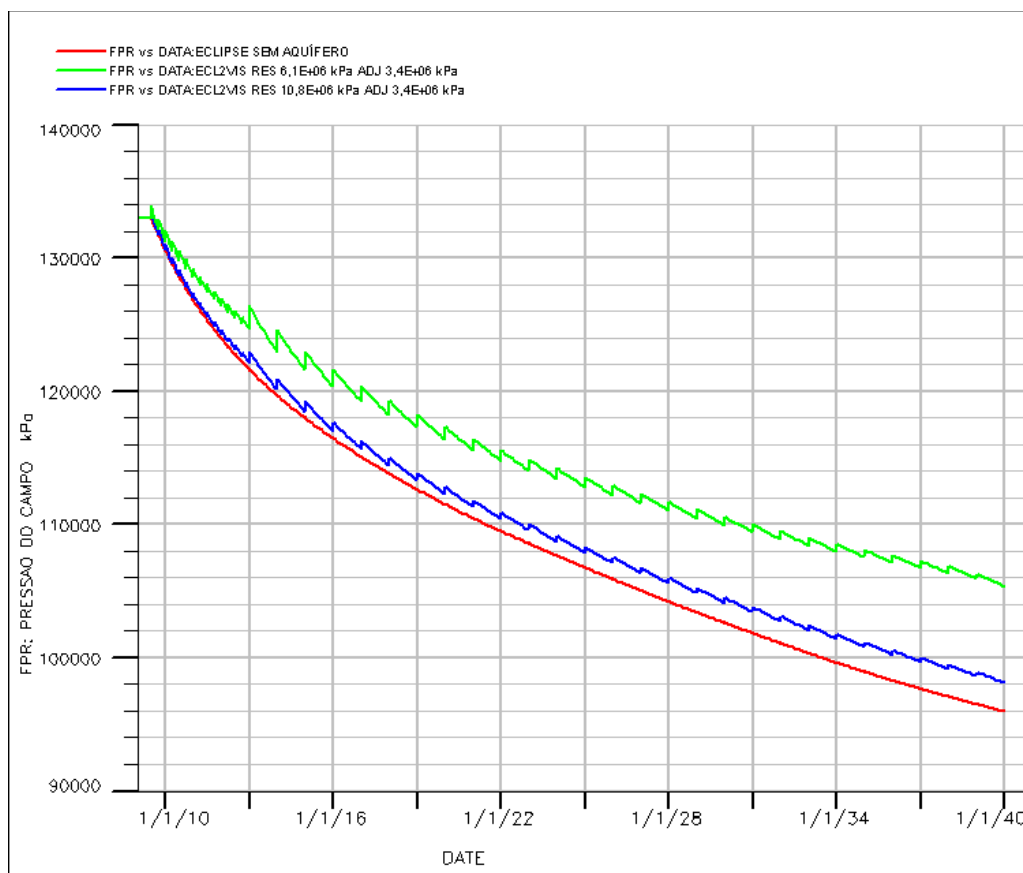


Figura 5.48 – Pressão média do campo.

Em relação à produção de óleo, o cenário 2, por apresentar maiores deformações, irá expulsar mais facilmente o óleo da rocha reservatório, resultando em uma maior vazão de produção ao longo do tempo e conseqüentemente uma maior produção acumulada, conforme ilustrado nas Figuras 5.49 e 5.50.

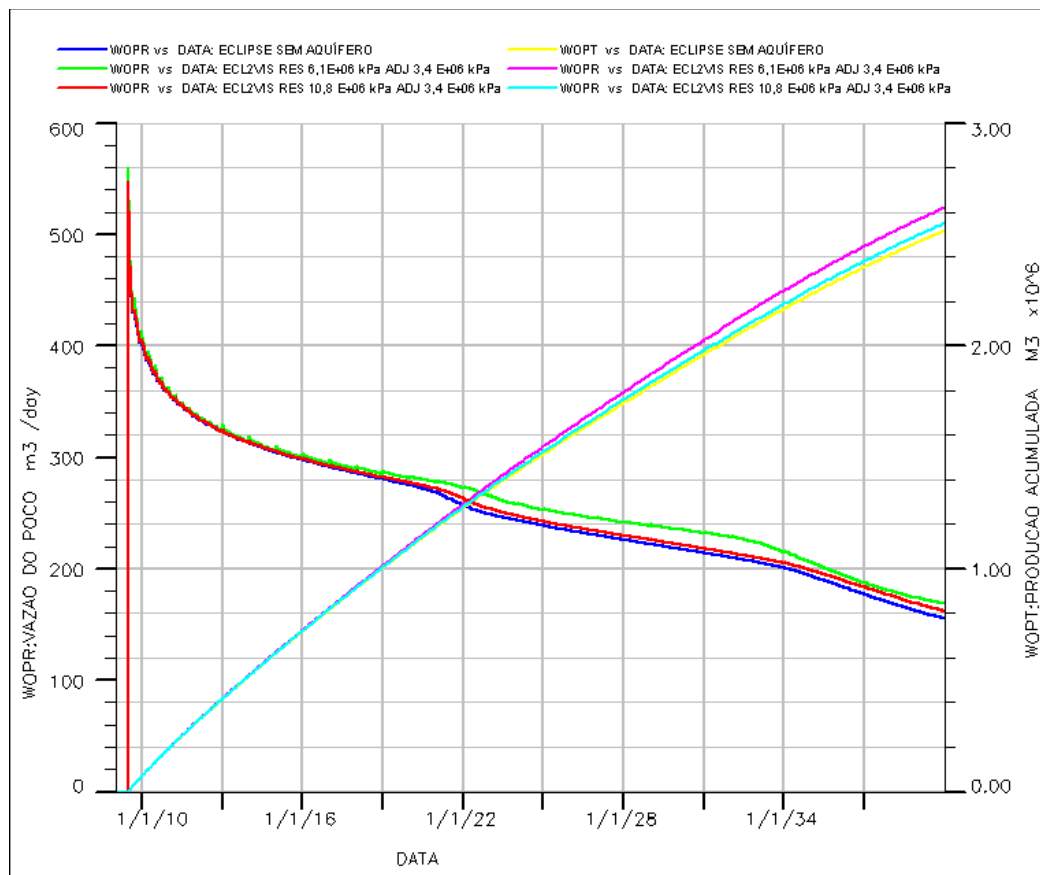


Figura 5.49 – Vazão e Produção Acumulada de Óleo.

INFLUÊNCIA DO MÓDULO DE YOUNG

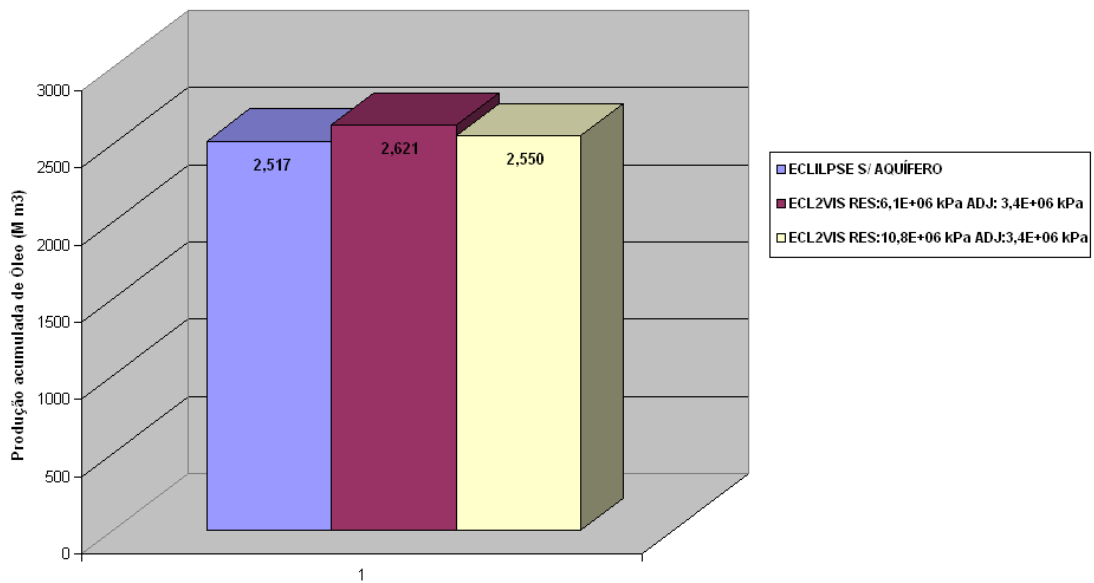


Figura 5.50 – Produção acumulada do poço.

Da mesma forma acontece em relação ao corte de água no poço produtor, onde ocorre uma maior antecipação no corte de água nos cenários que apresentam menor manutenção de pressão. No entanto, ao longo do tempo a produção final de água é maior no cenário em que ocorrem maiores deformações, nos quais irão expulsar mais rapidamente a água para fora dos poros da rocha reservatório, Figura 5.51.

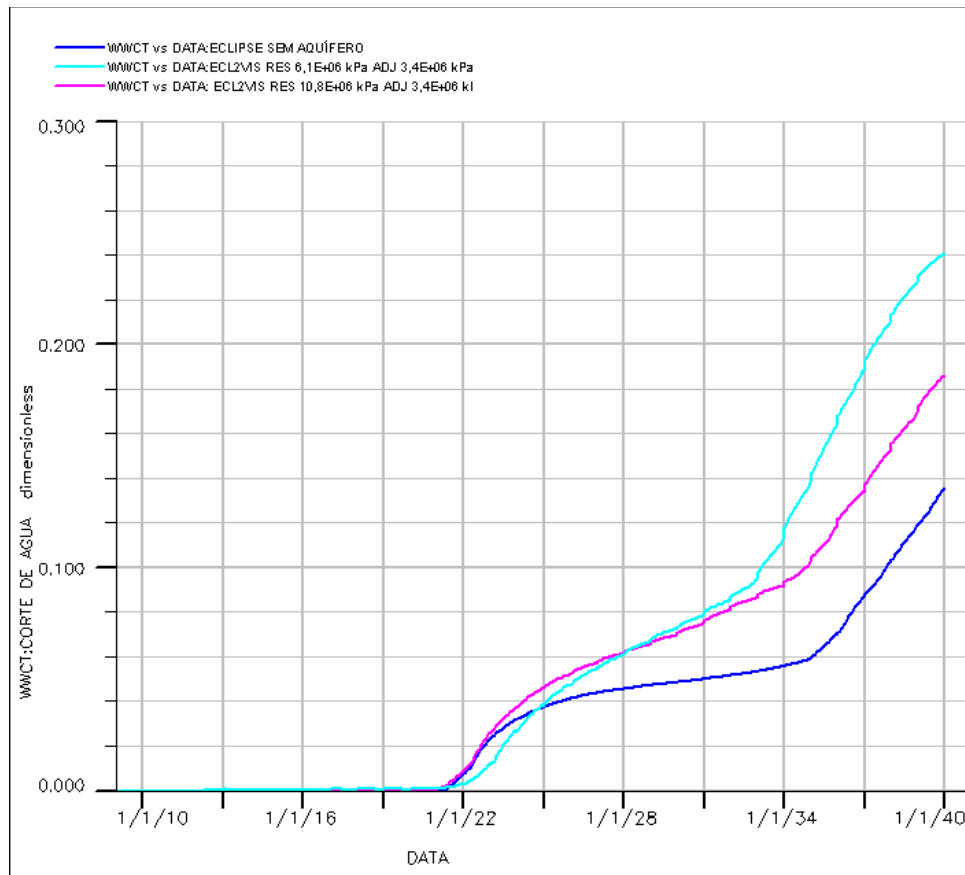


Figura 5.51 – Corte de água no poço produtor.

As rochas superiores com maior Módulo de Elasticidade irão se deformar menos, comprimindo menos a rocha reservatório, refletindo em menores deformações, Figura 5.52 e 5.53, e deslocamentos verticais, como observado da Figura 5.54 a Figura 5.57.

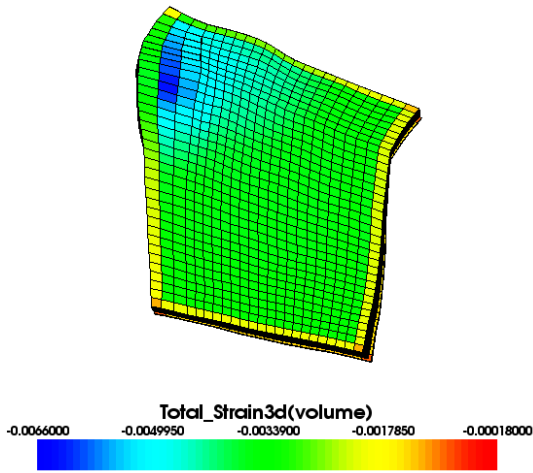


Figura 5.52 – Deformação volumétrica para Eres=8.85e+05 psi e Eadj=5.0e+05psi.

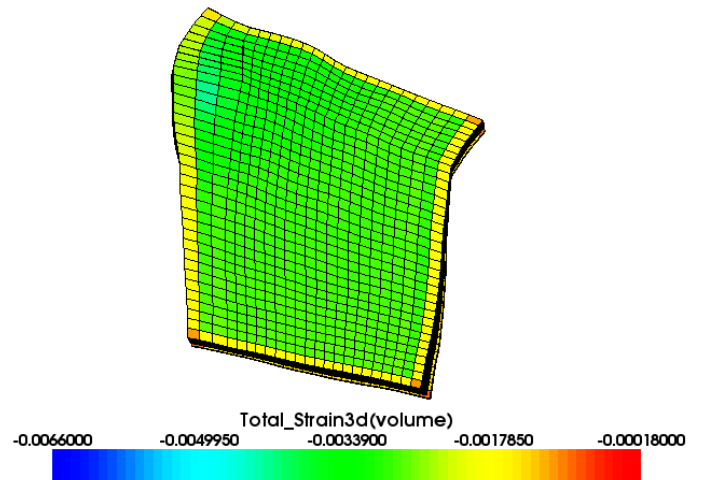


Figura 5.53 – Deformação volumétrica para Eres=15.66e+05 psi e Eadj=5.0e+05 psi.

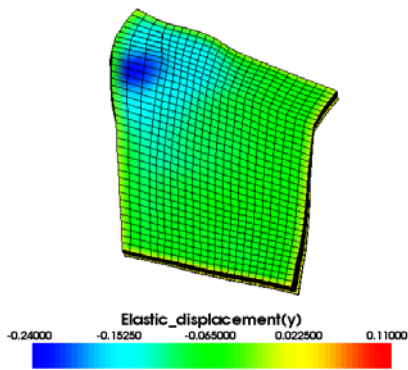


Figura 5.54 – Compactação para Eres= 8.85e+05 psi e Eadj=5.0e+05 psi.

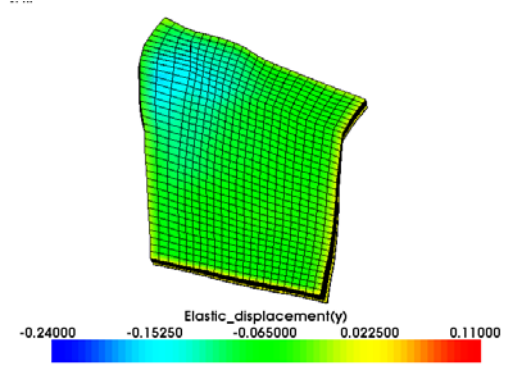


Figura 5.55 - Compactação para Eres=15.66e+05 psi e Eadj= 5.0e+05 psi.

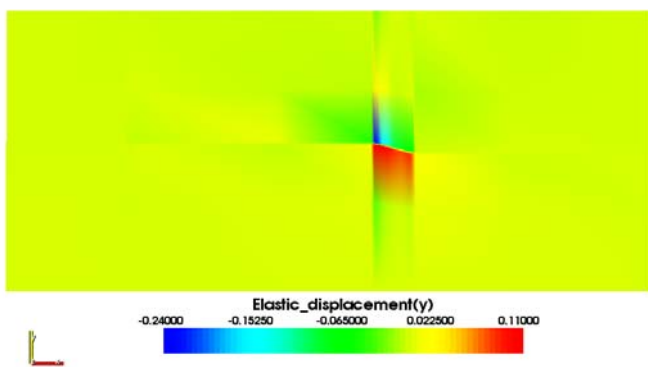


Figura 5.56 – Subsidência para Eres=15.66e+05 psi e Eadj= 5.0e+05 psi.

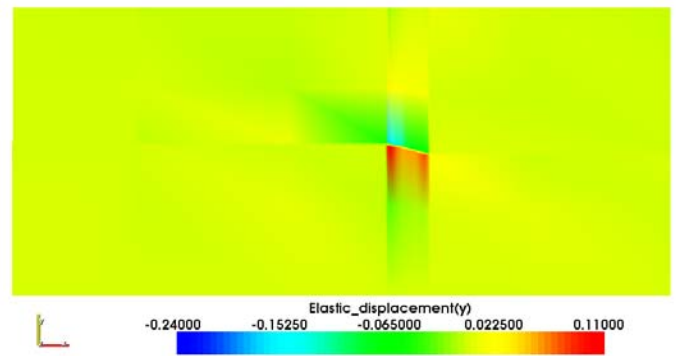


Figura 5.57 - Subsidência para Eres=15.66e+05 psi e Eadj=5.0e+05 psi.

5.4.2.2 Freqüência do Acoplamento

A freqüência do acoplamento é outro fator importante a ser considerado no estudo acoplado, visto que quanto menor o número de datas selecionadas para realizar o estudo acoplado, menos suave ficará a curva devido a grande diferença nos valores das propriedades entre uma data e outra.

A Figura 5.58 ilustra os resultados da simulação acoplada para duas freqüências de acoplamento. Inicialmente foi realizada a simulação acoplada onde foi determinado o cálculo de tensões e deformações em apenas 7 datas e posteriormente em 43 datas. Pode-se perceber que para poucas datas de acoplamento, ocorrem grandes saltos no gráfico devido a maiores diferenças de resultados nas variáveis entre uma data e a outra. Sendo, no entanto útil, para resultados preliminares, devido ao menor tempo total de simulação.

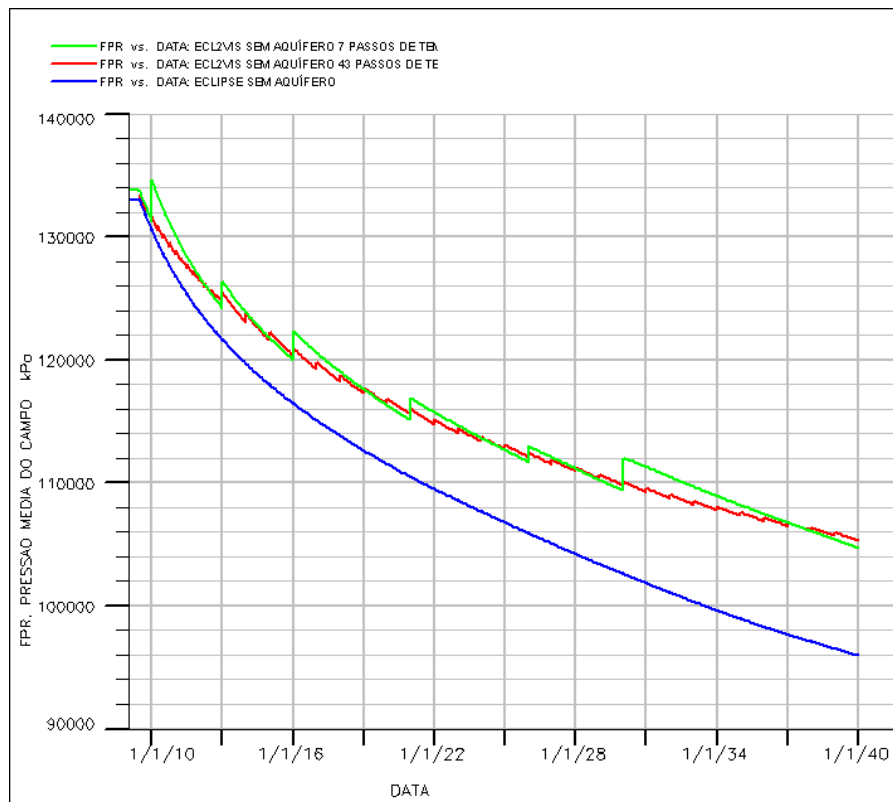


Figura 5.58 – Pressão do campo ao longo do tempo.

Tal efeito pode influenciar na precisão dos resultados, por ocorrer um menor acúmulo de erros para o caso com maior frequência de acoplamento. Podendo até ocorrer diferenças de resultados.

Além disso, houve uma antecipação do corte de água para uma menor frequência de acoplamento conforme a Figura 5.59.

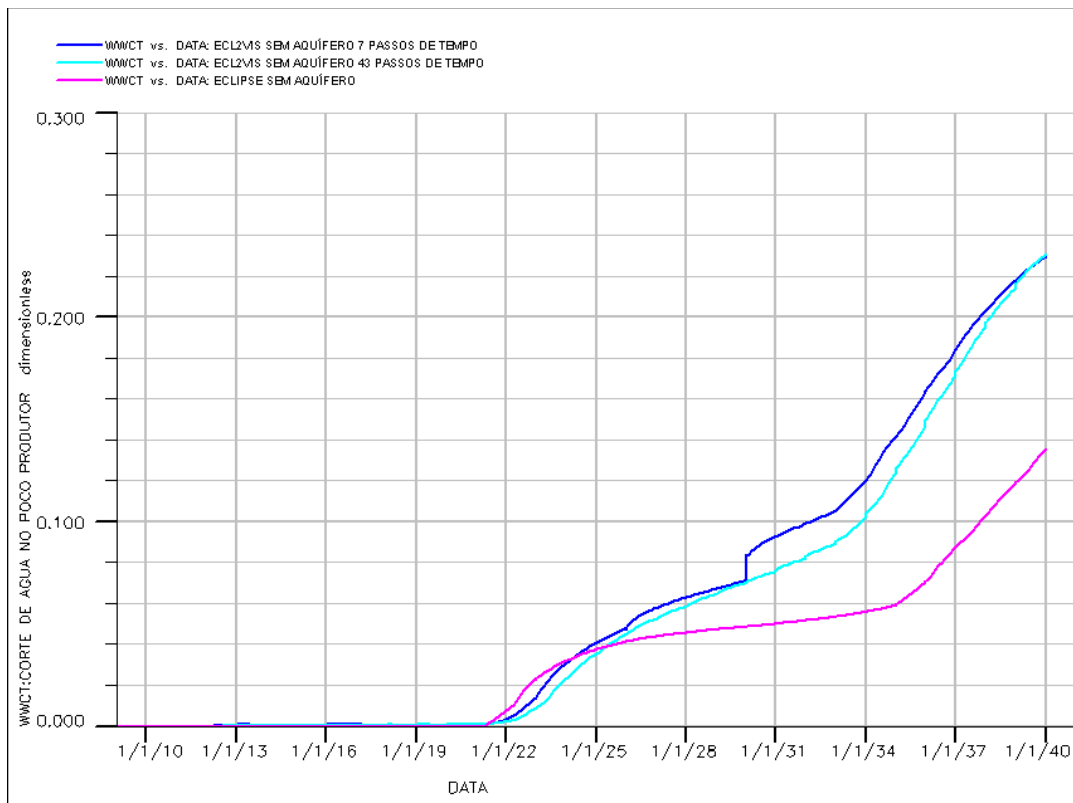


Figura 5.59 – Corte de água no poço produtor.

6. Conclusões e Recomendações

Pode-se concluir no presente trabalho, a importância da incorporação dos efeitos geomecânicos na simulação de reservatório, devido aos impactos causados nas curvas de produção do campo. Foram feitas comparações entre o resultado da simulação numérica de um simulador de fluxo dito convencional e o de um simulador acoplado. Para a simulação de fluxo convencional utilizou-se o *software* comercial ECLIPSE e para a simulação acoplada, o *software* ECLIPSE em conjunto com o simulador geomecânico VISAGE.

O simulador de fluxo de fluidos em meios porosos, ECLIPSE, é um *software* comercial bastante conhecido e utilizado na indústria do petróleo, o qual incorpora os efeitos geomecânicos em seu modelo através de um único parâmetro mecânico: a compressibilidade do poro ou compressibilidade efetiva da formação.

O simulador geomecânico, VISAGE, é um *software* comercial novo no mercado e é utilizado para avaliação dos efeitos geomecânicos na simulação de reservatório. Permite realizar a simulação acoplada com o simulador de fluxo ECLIPSE através do acoplamento explícito e implícito, associando a variação dos parâmetros mecânicos à variação de porosidade e/ou permeabilidade. Incorpora em suas análises as rochas adjacentes ao reservatório, superior, inferior, laterais e permite avaliar as variações de tensão, deformação e deslocamento. Sendo importante ressaltar, que todas as análises foram simuladas com o simulador geomecânico rodando em paralelo, o que diminuía bastante o tempo de simulação.

Foi utilizada uma parcela a nordeste de um campo real da Petrobrás, realizando inicialmente o acoplamento explícito sem nenhuma variação dos parâmetros de fluxo, seguido do acoplamento explícito com atualização da permeabilidade. Posteriormente

foi realizado o acoplamento iterativo com a variação do volume poroso, avaliando o efeito do aquífero sobre todas as análises realizadas.

De acordo com os resultados obtidos, vale ressaltar que os efeitos geomecânicos foram mais pronunciados nos cenários onde o efeito do aquífero foi desconsiderado, apresentando diferenças significativas entre a simulação convencional e a acoplada. Mostra-se que para grandes deformações o simulador de fluxo não consegue representar devidamente todos os impactos da variação de tensão-deformação através da compressibilidade do poro, único parâmetro mecânico utilizado. Conclui-se que para os resultados obtidos nesse trabalho, a simulação acoplada deve ser principalmente utilizada nos casos onde não irá ocorrer a manutenção de pressão, apresentando nos resultados da simulação acoplada nos cenários sem aquífero, maiores valores de produção acumulada, maior corte de água e maior manutenção de pressão.

Para verificação analítica do VISAGE, foi realizada a verificação do módulo poro-elástico, onde foi considerado o efeito da rocha superior sobre o reservatório. Os resultados analíticos foram iguais ao simulado e coerente com o esperado. Valendo ressaltar, que este estudo é simplificado, mas de grande valia para cenários de reservatório lateralmente extensos com pequena espessura, fornecendo uma idéia inicial da necessidade de estudos mais completos para cada caso.

Foi apresentada uma revisão a respeito dos métodos de acoplamento existente. Entre eles estão, o acoplamento implícito, iterativo, explícito e pseudo-acoplamento. Sendo o método iterativo o de mais fácil adaptação.

Também foi realizada uma abordagem sobre os conceitos e influências que ocorrem no fenômeno de compactação do reservatório e subsidência do solo marinho. Dessa forma esse trabalho mostrou que a cada vez mais se faz necessário avaliar os efeitos geomecânicos na simulação de reservatório, principalmente em função dos novos desafios da indústria do petróleo em descobrir e explorar campos cada vez mais profundos, fraturados, próximo ou atravessando camadas de sal, saturados por óleos pesados e viscosos.

Para trabalhos futuros, seguem as seguintes recomendações:

1. Discretizar as rochas adjacentes com um maior número de camadas;
2. Atribuir diferentes propriedades mecânicas para as rochas laterais, superior e inferior;
3. Fixar a vazão de produção para poder avaliar melhor os efeitos geomecânicos que ocorrem no reservatório;
4. Realizar a simulação acoplada variando a permeabilidade e o volume poroso simultaneamente;
5. Resolver problema de adensamento utilizando o VISAGE;
6. Realizar simulações que alcancem as deformações plásticas;
7. Incorporar falhas no modelo acoplado para avaliar a variação de tensões e deformações no plano da falha;

Referências Bibliográficas

- [1] CHEN, H., TEUFEL, L. W., “Reservoir Stress Changes Induced by Production/Injection”, *SPE Journal*, SPE 71087, Maio 2001.
- [2] CHEN, H.Y., TEUFEL, L. W., LEE, R. L., “Coupled Fluid Flow and Geomechanics in Reservoir Study – Theory and Governing Equations”, *SPE Journal*, SPE 30752, Out. 1995.
- [3] CHIN, L. Y., THOMAS, L. K., “Fully Coupled Analysis of Improved Oil Recovery by Reservoir Compaction”, *SPE Journal*, SPE 56753, Outubro 1999.
- [4] CHIN, L. Y., THOMAS, L. K., SYLTE, J. E., PIERSON, R. G., “Iterative Coupled analysis of Geomechanics and Fluid flow for Rock Compaction in Reservoir Simulation”, *Oil & Gas Science and Technology*, v.57, pp. 458-497, 2002.
- [5] DAVIES, J., DAVIES, D. K., “ Stress-dependent permeability characterization and Modeling”, *SPE Journal* , SPE 71750, pp. 1-12, Jun 1995.
- [6] DEAN, R. H., GAI, X., STONE, C. M., MINKOFF, S.E., “A comparison of Techniques for Coupling Porous flow e Geomechanics”, *SPE Journal*, SPE 79709, Fev. 2003.
- [7] EARLOUGHER, R. C., *Advances in Well Test Analysis*, Dallas, Society of Petroleum Engineers of AIME,1977.
- [8] Eclipse Manual, Geoquest, 2005.
- [9] ERTEKIN, T., ABOUT-KASSEM, H. J., KING, R. G., “*Basic Applied Reservoir Simulation* “, *SPE Journal*, SPE 74142, Mar 2001.
- [10] GUTIERREZ, M., HANSTEEN, H., “*Fully Coupled Analysis of Reservoir Compaction and Subsidence*”, *SPE Journal*, SPE 28900, Out 1994.

- [11] GUITERREZ, M., LEWIS, R.W., "The Role of Geomechanics in Reservoir Simulation", *SPE Journal*, SPE 47392, pp. 439-448, Jul. 1996.
- [12] HANSEN, K., S., "Modeling of Reservoir Compaction and Surface Subsidence at South Belridge", *SPE Journal*, SPE 26074, 1993.
- [13] HETTEMA, M., H., H., SCHUTJENS, P., M., T., M., VERBOOM, B., J., M., GUSSINKLO, H., J., "Production-Induced Compaction of a Sandstone Reservoir: The Strong Influence of Stress Path", SPE 65410, Maio 2000.
- [14] JIN, M., SOMERVILLE, J., SMART, B.G.D., "Coupled Reservoir Simulation Applied to the Management of Production Induced Stress-Sensitivity", *SPE Journal*, SPE 64790, pp. 1-12, Nov. 2000.
- [15] NAGEL, N. B., "Compaction and Subsidence Issues within the Petroleum Industry: From Wilmington to Ekofisk and Beyond", *Physis. Chem. Earth*, v. 26, pp. 3 -14, Dez 2001.
- [16] PATTILLO, P.E., KRISTIENSEN, T.G., SUND, G.V., KJELSTADLI, R.M., "Reservoir Compaction and Seafloor Subsidence at Valhall", *SPE Journal*, SPE 47274, pp. 1-10, Jul. 1996.
- [17] PEREIRA, L.C., *Influência da Geomecânica na Simulação de Fluxo-Reservatório sob Efeito da Compactação*, Tese de Msc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, 2007.
- [18] POTTS, D.M., ZDRAVKOVIC, L., *Finite Element Analysis in Geotechnical Engineering*, London, Thomas Telford, 1999.
- [19] ROSA, A., J., CARVALHO, R., S., XAVIER, J., A., D., "Engenharia de Reservatório de Petróleo", Rio de Janeiro 2006.
- [20] SAMIER, P., ONAISI, A., FONTAINE, G., "Comparisons of Uncoupled and various Coupling Techniques for Pratical Field Examples", *SPE Journal*, SPE 79698, Out. 2006.

- [21] SETTARI, A., “*Reservoir Compaction*“, *SPE Journal*”, SPE 76805, Mar 2001.
- [22] SETTARI, A., AZIZ, K., “*Petroleum Reservoir Simulation*”, London, Elsevier Applied Science Publishers, 1979.
- [23] SETTARI, A., MOURITS, F.M., “A Coupled Reservoir and Geomechanical Simulation System”, *SPE Journal*, SPE 50939, Set. 1998.
- [24] SETTARI, A., NGHIEM, L., “New Iterative Coupling Between a Reservoir Simulator and a Geomechanics Module“, *SPE Journal*, SPE 78192, Out 2002.
- [25] SETTARI, A., WALTERS, A. D., “*Advances in Coupled Geomechanical and Reservoir Modeling with Applications to Reservoir Compaction*“, *SPE Journal*, SPE 74142, Mar 2001.
- [26] SOUSA, L., C., “Análises de Tensões e Integridade Estrutural do Bloco 9 de Marlim Sul com Metodologia Analítica”, Relatório Interno PETROBRAS.
- [27] SYLTE, J. E., THOMAS, L.K., RHETT, D.W., BRUNING, D.D., NAGEL, N. B., “Water Induced compaction in Ekofisk Field”, *SPE Journal*, SPE 56426, pp.1 -11, Out.1999.
- [28] TRAN, D., MEHIEM, L., BUCHANAN, L., “Improved Iterative Coupling of Geomechanics with Reservoir Simulation“, *SPE Journal*, SPE 93244, Fev. 2005.
- [29] TRAN, D., NGHIEM, L., BUCHANAN L., “*An overview of Iterative Coupling Between Geomechanical Deformation and Reservoir Flow*“, *SPE Journal*, SPE 97879, Nov. 2005.
- [30] THOMAS. L.K., CHIN, L.Y., PIERSON, R.G., SYLTE, J.E., “Coupled Geomechanics and Reservoir Simulation”, *SPE Journal*, SPE 87339, pp.350 – 358, Set. 2003.
- [31] VISAGE Technical Guide, Computer Modelling Group Ltd.
- [32] YALE, D.P., “ Coupled Geomechanics-Fluid flow Modeling: Effects of Plasticity and Permeability alteration”, *SPE Journal*, SPE 78202, Out. 2002.

[33] WAN, J., DURLOFSKY, L.J., HUGHES, T.J.R., AZIZ, K., "Stabilized Finite Element Methods for Coupled Geomechanics – Reservoir Flow Simulations", *SPE Journal*, SPE 79694, pp.1 – 11, Feb. 2003.

[34] WANG, F. H., *Theory of Linear Poroelasticity with Applications to Geomechanics and Hydrogeology*. v. 1 4 ed, London, McGraw-Hill International Editions, 1989.

[35] ZIENKIEWICZ, O. C., TAYLOR, R. L., *The Finite Element Method*. v. 1 4 ed, London, McGraw-Hill International Editions, 1989.