



Rafael Augusto do Couto Albuquerque

**Simulação de Fluxo e Tensões em
Reservatórios Aplicada a Casos Reais**

Dissertação de Mestrado

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

Orientador : Prof. Arthur Martins Barbosa Braga
Co-Orientador: Prof. Sergio Augusto Barreto da Fontoura

Rio de Janeiro
Setembro de 2014



Rafael Augusto do Couto Albuquerque

**Simulação de Fluxo e Tensões em
Reservatórios Aplicada a Casos Reais**

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

Prof. Arthur Martins Barbosa Braga

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica — PUC-Rio

Prof. Sergio Augusto Barreto da Fontoura

Co-Orientador

Departamento de Engenharia Civil — PUC-Rio

Prof. Nelson Inoue

Departamento de Engenharia Mecânica — PUC-Rio

Prof. Luis Glauber Rodrigues

Departamento de Engenharia Mecânica — PUC-Rio / Petrobras

Prof. Antônio Luiz Serra de Souza

Petrobras

Prof. José Eugênio Leal

Coordenador Setorial do Centro Técnico Científico — PUC-Rio

Rio de Janeiro, 18 de Setembro de 2014

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

Rafael Augusto do Couto Albuquerque

Possui graduação em Engenharia de Petróleo pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (2012). Pesquisador na área de geomecânica computacional na PUC-Rio em projeto direcionado a Petrobras.

Ficha Catalográfica

Albuquerque, Rafael Augusto do Couto

Simulação de Fluxo e Tensões em Reservatórios Aplicada a Casos Reais / Rafael Augusto do Couto Albuquerque; orientador: Arthur Martins Barbosa Braga; co-orientador: Sergio Augusto Barreto da Fontoura. — 2014.

88 f.: il. (color.) ; 30 cm

Dissertação (mestrado) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica, 2014.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Mecânica – Teses. 2. Geomecânica Computacional. ; 3. Simulação de Reservatórios. ; 4. Geomecânica de Reservatórios. I. Braga, Arthur Martins Barbosa. II. Fontoura, Sergio Augusto Barreto da. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. IV. Título.

CDD:621

Dedico aos meus Mestres, meus pais e a minha esposa cuja motivação tem sido imprescindível.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente aos meus orientadores pela sugestão de tema e suporte acadêmico. Professor Arthur Martins Barbosa Braga sempre se mostrou disponível para direcionar toda a realização do mestrado e desta dissertação.

O professor Sergio Augusto Barreto da Fontoura que além do suporte científico fundamental, sempre incentivou minha capacitação acadêmica tanto como professor quanto como coordenador do Grupo de Tecnologia e Engenharia de Petróleo (GTEP) ao qual faço parte desde 2006. Devo também agradecer a Nelson Inoue por seu convite para trabalhar na pesquisa de geomecânica de reservatórios e suas valorosas sugestões que nortearam este trabalho.

Meus pais, meus primeiros mestres, agradeço por ensinarem os valores e motivarem a minha carreira e meus estudos. A minha Mãe, doutora Inalda Alice Pimentel do Couto, devo as bases do pensamento científico e o espelho no empenho acadêmico. O meu pai, Luiz Carlos de Souza Albuquerque, despertou o meu interesse por tecnologia e ciências exatas e, por isso, teve papel crucial na escolha da minha carreira de Engenharia.

Não posso deixar de agradecer também aos companheiros de trabalho nestes 7 anos no Grupo de Tecnologia e Engenharia de Petróleo. As informações técnicas e conhecimentos de Engenharia obtidos foram imprescindíveis para elaboração desta dissertação. Em especial devo agradecer Guilherme Lima Righetto e Carlos Emmanuel Ribeiro Lautenschläger pelo profundo conhecimento em geomecânica de reservatórios e métodos computacionais. Sem a ajuda deles este trabalho não seria possível.

Agradeço também a PETROBRAS pelo suporte técnico e financeiro ao projeto. Em especial devo mencionar o suporte do engenheiro da PETROBRAS Gustavo Bechara Meurer, cujas ideias fundamentaram o desenvolvimento do *plug-in* para aplicação de geomecânica.

Por fim, gostaria de mostrar o meu apreço à minha esposa Isis Torga Magalhães Albuquerque. Sem sua amável insistência não teria ingressado no Mestrado e sem seu apoio este trabalho não seria concluído.

Resumo

Albuquerque, Rafael Augusto do Couto; Braga, Arthur Martins Barbosa; Fontoura, Sergio Augusto Barreto da. **Simulação de Fluxo e Tensões em Reservatórios Aplicada a Casos Reais**. Rio de Janeiro, 2014. 88p. Dissertação de Mestrado — Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A exploração crescente de campos de petróleo desafiadores é acompanhada por uma também crescente preocupação pública e de companhias petrolíferas em relação a questões ambientais e de segurança. Estudos dos principais acidentes recentes relacionados a exploração de hidrocarbonetos indicam que análises geomecânicas aprofundadas podem ser a chave para prevenir tais ocorrências. Efeitos geomecânicos podem ser muito relevantes durante análises de reservatórios. Há diversas possibilidades para considerar esses efeitos, mas a análise acoplada iterativa tem mostrado ser uma das melhores soluções, pois apresenta resultados precisos em um período de tempo computacional viável. O grupo de pesquisa PUC-Rio/GTEP tem desenvolvido um programa de acoplamento que gerencia o simulador de fluxo (IMEX ou Eclipse) e o programa de elementos finitos (Abaqus ou uma solução em GPU mais rápida chamada Chronos), de uma forma interativa. O referido programa fornece uma solução abrangente para geomecânica de reservatórios. No entanto, a geração de malha, a preparação de dados e a avaliações de resultados são barreiras para a sua aplicação na rotina de trabalho da indústria. Esta dissertação apresenta a elaboração de um fluxo de trabalho desenvolvido em um modelador geológico para aplicar a simulação acoplada de fluxo-tensão para reservatórios reais de hidrocarbonetos. Este fluxo de trabalho permite de forma simples e direta a geração de malha de elementos finitos, a definição de parâmetros mecânicos, supervisão da execução da solução acoplada e, por fim, a avaliação dos resultados de fluxo e tensão em um mesmo ambiente de visualização.

Palavras-chave

Geomecânica Computacional ; Simulação de Reservatórios ; Geomecânica de Reservatórios

Abstract

Albuquerque, Rafael Augusto do Couto; Braga, Arthur Martins Barbosa; Fontoura, Sergio Augusto Barreto da (Advisor). **Reservoir Flow and Stress Simulation Applied to Real Cases**. Rio de Janeiro, 2014. 88p. MSc. Dissertation — Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The growing exploration of challenging oil fields is followed by an increasing concern by members of the public and oil companies about environmental and safety issues. Studies of recent major accidents indicate that geomechanics analyses can be the key to prevent future incidents. Geomechanical effects can be very relevant during reservoirs' analyses. Actually, there are many possibilities available to consider such effects, but iterative-coupled analysis has shown to be one of the best solutions because it presents accurate results in a feasible computational timeframe. The GTEP/PUC-Rio research group has developed a coupling program that manages both the flow simulator (IMEX or Eclipse) and the finite element solver (Abaqus or a faster in-house GPU solution called Chronos) in an interactive way. The mentioned program provides a wide-ranging solution for reservoir geomechanics. However, mesh generation, data preparation and results evaluations are bottlenecks for its application in the industry's work routine. This dissertation presents the development of a workflow included in a geological modeler to apply the coupled flow-stress for real hydrocarbon reservoir simulation. This workflow allows in a simple and direct manner the generation of a finite element mesh, the definition of mechanical parameters, the supervision of coupled solution execution and the evaluation of results (flow and stress) in a single viewing environment.

Keywords

Computational Geomechanics ; Reservoir Simulation ; Reservoir Geomechanics

Sumário

Sumário das notações	13
1 Introdução	15
1.1 Motivação e objetivos	16
1.2 Estrutura	17
1.3 Simulação de reservatórios	18
1.3.1 Abordagem geomecânica	19
2 Revisão Bibliográfica	22
2.1 Simuladores de reservatório	22
2.2 Acoplamento fluxo-mecânico	24
2.2.1 Modelo totalmente acoplado	26
2.2.2 Pseudo acoplamento	27
2.2.3 Acoplamento parcial em uma via	28
2.2.4 Acoplamento parcial em duas vias	29
2.3 Grade de simulação de fluxo	30
2.4 Malha de elementos finitos	31
2.4.1 Malhas estruturadas	32
2.4.2 Malhas não estruturadas	32
3 Metodologia	34
3.1 Descrição geral do sistema	34
3.2 Modelador geológico	35
3.2.1 Gocad	36
3.2.2 Plug-in geomecânico para Gocad	37
3.3 Programa gerenciador de acoplamento	38
3.4 Simulador numérico de reservatórios	38
3.5 Programa de elementos finitos	39
3.5.1 Abaqus	40
3.5.2 Chronos	40
3.6 Hipóteses assumidas	42
4 Geração de malha de elementos finitos	43
4.1 Remoção de falhas	43
4.2 Remoção de estreitamento de elemento (<i>pinch-out</i>)	44
4.3 Geração das camadas adjacentes	45
4.4 Definição das propriedades mecânicas	47
5 Fluxo de trabalho	48
5.1 Pré-processamento	49
5.1.1 1° Passo - Selecionar grid de fluxo base	50
5.1.2 2° Passo - Geração de malha base	50
5.1.3 3° Passo - Remoção de <i>pinchouts</i>	52
5.1.4 4° Passo - Primeira extensão lateral	52

5.1.5	5° Passo - Segunda extensão lateral	53
5.1.6	6° Passo - Extensão para baixo	54
5.1.7	7° Passo - Extensão para cima	55
5.1.8	8° Passo - Iniciar programa de acoplamento	56
5.2	Integração com programa de análise geomecânica acoplada	56
5.2.1	Interface para acompanhamento de análise	57
5.3	Pós-processamento	59
6	Estudo de caso	62
6.1	Modelo do simulador de fluxo	62
6.2	Modelo geomecânico	62
6.3	Aplicação do fluxo de trabalho	64
6.4	Resultados obtidos	66
7	Conclusões e Recomendações	71
7.1	Conclusões	71
7.2	Recomendações Finais para Trabalhos Futuros	72
	Referências Bibliográficas	73
A	Apêndice	76
A.1	Arquivo de simulação de fluxo IMEX	76

Lista de figuras

1.1	Problemas geomecânicos relacionados à exploração de campos de petróleo.	20
2.1	Desenvolvimento de simulador de reservatórios.	22
2.2	Exemplo de tabela PVT.	23
2.3	Comparativo entre diferentes simuladores e metodologias de acoplamento.	25
2.4	Acoplamento parcial de uma via.	28
2.5	Acoplamento parcial de duas vias.	30
2.6	Exemplo de grade de simulação de fluxo.	31
2.7	Tipos de malhas.	32
3.1	Esquematização do sistema de acoplamento.	36
4.1	Simplificação do modelo através da remoção de rejeitos verticais de falha.	44
4.2	<i>Grid</i> do reservatório com os rejeitos verticais de falhas.	44
4.3	Malha do reservatório em elementos finitos após suavização do modelo.	44
4.4	Correção de pinch-out: (a) <i>grid</i> original e (b) malha de elementos finitos corrigida.	45
4.5	Correção de pinch-out aplicado ao campo de Namorado: (a) <i>grid</i> original em diferenças finitas e (b) malha de elementos finitos corrigida.	46
5.1	Início do fluxo de trabalho.	50
5.2	Fluxo de trabalho 1° passo - Importar o <i>grid</i> de fluxo.	51
5.3	Fluxo de trabalho 2° passo - Geração de malha base.	51
5.4	Fluxo de trabalho 3° passo - Remoção de <i>pinchout</i> .	52
5.5	Fluxo de trabalho 4° passo - Primeira extensão lateral.	54
5.6	Fluxo de trabalho 5° passo - Segunda extensão lateral.	54
5.7	Fluxo de trabalho 6° passo - Extensão para baixo.	55
5.8	Fluxo de trabalho 7° passo - Extensão para cima.	56
5.9	Fluxo de trabalho 8° passo - Iniciar programa de acoplamento.	57
5.10	Interface para acompanhamento de análise.	58
5.11	Durante a execução do acoplamento.	59
5.12	Dados de execução do acoplamento (<i>Log</i>).	60
5.13	Importação dos resultados da simulação de fluxo.	61
6.1	Dimensões do <i>grid</i> do reservatório.	64
6.2	Malha obtida no 2° passo do <i>workflow</i> para o campo de Namorado).	65
6.3	Malha obtida no 3° passo do <i>workflow</i> para o campo de Namorado).	66
6.4	Malha obtida no 4° passo do <i>workflow</i> para o campo de Namorado).	66
6.5	Malha obtida no 5° passo do <i>workflow</i> para o campo de Namorado).	67
6.6	Malha obtida no 6° passo do <i>workflow</i> para o campo de Namorado).	67
6.7	Malha obtida no 7° passo do <i>workflow</i> para o campo de Namorado).	68

6.8	Evolução da pressão para o estudo de caso (tempo 1200 dias).	68
6.9	Evolução da saturação para o estudo de caso (tempo 1200 dias).	69
6.10	Evolução da tensão vertical para o estudo de caso (tempo 1200 dias).	69
6.11	Evolução do deslocamento vertical para o estudo de caso (tempo 1200 dias).	70

Lista de tabelas

2.1	Esquemas de acoplamento hidromecânico	25
3.1	Programas do pacote <i>Olympus Suite</i>	35
3.2	Comparativo entre tempo de execução programas de elementos finitos	41
6.1	Propriedades utilizadas.	63
6.2	Tabela PVT.	63
6.3	Extensão da malha.	64
6.4	Parâmetros utilizados na análise do campo de Namorado.	65

Sumário das notações

Símbolos Romanos

a_c	Fator de conversão para volume (relativo ao sistema de unidades)
A_i	Área na direção i ($i = x, y, z$)
B_l	Fator volume de formação do fluido
c_ϕ	Compressibilidade dos poros ou efetiva
c_f	Compressibilidade do fluido
c_l	Compressibilidade da fase l
c_s	Compressibilidade matriz sólida
c_{pseudo}	Pseudo compressibilidade (definida para o acoplamento iterativo)
p	Pressão
p^0	Pressão inicial
M	Parâmetro de Biot
F	Força
G	Modulo cisalhante
Q	Matriz de acoplamento l
q_{lsc}	Vazão da fase l
u	Deslocamento
V_b	Volume total
V_p	Volume poroso
Z	Profundidade vertical
t	Tempo
T	Termos da aproximação por diferenças finitas
k	Permeabilidade
k_i	Permeabilidade na direção i ($i = x, y, z$)
K_h	Relação entre tensão vertical e a tensão horizontal menor
K_H	Relação entre tensão vertical e a tensão horizontal maior
K_D	Módulo volumétrico drenado
K_S	Módulo volumétrico (<i>bulk</i>) da matriz rochosa
K_f	Módulo volumétrico (<i>bulk</i>) do fluido

Símbolos Gregos

α	Coeficiente de Biot
----------	---------------------

β_c	Fator de conversão para transmissibilidade (relativo ao sistema de unidades)
γ	Peso específico
μ	Viscosidade
ϕ	Porosidade
ε	Deformação volumétrica
ν	Coefficiente de Poisson

1

Introdução

As atividades de exploração de hidrocarbonetos, devido a sua importância econômica, são fortemente baseadas em tecnologia. O avanço da informática possibilitou o desenvolvimento de programas complexos para simulação de reservatórios. Esses programas são amplamente utilizados na indústria de petróleo de forma que praticamente nenhum projeto de exploração e produção seja realizado sem uma avaliação utilizando simuladores numéricos.

Simuladores de reservatórios estão disponíveis em larga escala há mais de 25 anos. Neste tempo, os algoritmos destes simuladores se tornaram mais robustos e diversas condições verificadas pela indústria agora podem ser aplicadas às análises realizadas por estas ferramentas. Hoje, diversas características importantes podem ser consideradas como, por exemplo, a composição do hidrocarboneto, o fluxo em meios fraturados, as características térmicas e assim por diante.

Entretanto os simuladores atualmente disponíveis no mercado costumam simplificar em demasia os efeitos geomecânicos sobre a produção. Além disso, não é possível extrair dados de compactação (a grosso modo, diminuição do volume do reservatório), subsidência (movimento observado na superfície) e variação da tensão no reservatório. Estas informações podem ser extremamente importantes tanto para a previsão e definição de estratégias de produção quanto para a prevenção de graves acidentes ambientais.

Diversos autores pesquisaram metodologias para superar as limitações citadas. Estas metodologias podem ser divididas principalmente em duas abordagens. A primeira é chamada de **Totalmente Acoplada** ou **Solução Implícita** e consiste na solução simultânea do sistema de equações diferenciais que descrevem os problemas de fluxo e mecânico. A segunda é denominada de **Parcialmente Acoplada** ou **Solução Explícita** e envolve a resolução das equações de fluxo e mecânicas em metodologias de solução de equações diferenciais distintas, ou seja, dois métodos numéricos separados que trocam informações periodicamente.

Apesar da aparente superioridade do primeiro método por obter a solução

mais completa, existem diversas desvantagens em sua aplicação. A maior desvantagem deste método é a não existência de um programa totalmente acoplado capaz de englobar todas as evoluções obtidas nos 25 anos de desenvolvimento de simuladores de fluxo. Outra desvantagem considerável é o tempo e recursos computacionais necessários para a solução simultânea do sistema de equações diferenciais.

Assim sendo, alguns autores (Settari [1], Dean et al [2], Samier e Gennaro [3] e Fontoura e Inoue [4]) optaram por utilizar o modelo parcialmente acoplado onde utilizam-se os programas existentes de simulação de reservatórios para a solução do problema de fluxo e, concomitantemente, soluciona-se o problema geomecânico com programas de elementos finitos.

A metodologia de acoplamento parcial se mostra bastante eficiente e, por aproveitar-se de soluções existentes, pode ser desenvolvida mais direta e confiavelmente. Entretanto, para tornar esta metodologia aplicada corriqueiramente à indústria, são necessárias diversas ferramentas para preparar a simulação de forma rápida e eficiente.

Os arquivos com os dados necessários para as duas soluções numéricas utilizadas nessa metodologia precisam ser devidamente preparados. A simulação de fluxo é realizada por um método de diferenças finitas e precisa de uma grade regular para simulação. Esta é obtida através de programas de modelagem geológica que transportam as propriedades extraídas das sísmicas, perfis de poços e outras fontes de dados para uma grade mais grosseira de forma a refletir o comportamento de fluxo no reservatório.

Uma malha de elementos finitos é necessária para a análise geomecânica. Esta malha precisa modelar tanto o reservatório quanto as rochas adjacentes incluindo todas as camadas de rocha sobre o reservatório. A geração desta malha não é uma atividade comum da engenharia de reservatório sendo isto, portanto, um dos mais importantes objetivos do fluxo de trabalho desenvolvido.

1.1

Motivação e objetivos

Recentemente tem sido observado o aumento de interesse da indústria na aplicação de metodologias de acoplamento fluxo-tensões e análise de reservatórios. O Grupo de Tecnologia e Engenharia de Petróleo (GTEP) desenvolveu soluções de acoplamento parcial iterativo como parte de um projeto de cooperação tecnológico com a Petrobras. A solução desenvolvida foi divulgada em diversos artigos, dissertações e teses onde é possível verificar sua potencialidade de aplicação a problemas de grande importância para o

setor petrolífero.

Entretanto, as etapas que precedem a execução desta solução eram realizadas de forma pouco eficiente. Por exemplo, a geração de malha de elementos finitos se dava de forma manual, onde o analista escreve a descrição dos nós e elementos diretamente no arquivo para simulação ou utilizando programas genéricos para geração da mesma. Ambos os casos são tarefas dispendiosas em relação ao tempo o que inviabiliza a aplicação na rotina operacional das companhias.

Além disto, os resultados eram apresentados em programas distintos, sendo um para os dados de fluxo tais como saturação e pressão (simulador de reservatórios) e outro para visualização de tensões, deformações e deslocamentos (programa de visualização de resultados de análises em elementos finitos). Este fato dificultava a análise de engenharia e a observação dos fenômenos importantes apresentados na simulação ao longo da produção.

Sendo assim, o objetivo desta dissertação é desenvolver uma série de ferramentas organizadas em um fluxo de trabalho que permite a aplicação da simulação hidro-mecânica de reservatórios no dia a dia da indústria de óleo e gás. As ferramentas são códigos de programação também conhecidos como *plug-in* que adicionam funcionalidades a um programa pré-existente (modelador geológico Gocad).

1.2 Estrutura

O presente trabalho está dividido em sete capítulos seguindo a seguinte estrutura.

O primeiro capítulo apresenta a introdução geral de conceitos referentes à simulação de reservatórios e a abordagem geomecânica.

O segundo capítulo consiste da revisão bibliográfica onde as teorias comumente aplicadas a solução das equações diferenciais para fluxo e mecânicas são enumeradas e descritas bem como a metodologia para a geração de grade e malhas de simulação.

O terceiro capítulo descreve a metodologia de acoplamento escolhida, o funcionamento do sistema como um todo e as hipóteses assumidas. Este capítulo especifica também as partes desenvolvidas nesta dissertação que complementam a metodologia. Tanto programas comerciais quanto os programas desenvolvidos e suas relações dentro do esquema de acoplamento também são assuntos abordados.

O quarto capítulo apresenta as aproximações escolhidas para a geração de malha de elementos finitos. A geração da malha é a parte mais relevante do

fluxo de trabalho desenvolvido e, por isso, é apresentada separadamente neste capítulo.

O quinto capítulo é a parte principal desta dissertação e apresenta o fluxo de trabalho (*workflow*) desenvolvido para a aplicação prática da simulação acoplada de reservatórios. Os passos necessários ao pré-processamento, execução da simulação e pós-processamento são descritos em detalhes neste capítulo.

O penúltimo capítulo apresenta a utilização da ferramenta desenvolvida e um caso próximo a realidade encontrada na rotina da indústria de forma a expressar a facilidade e agilidade adquiridas com a ferramenta desenvolvida.

Por fim, a conclusão resume os objetivos alcançados e apresenta sugestões para que avanços futuros tanto para a metodologia de acoplamento como para a integração entre os programas de simulação e modeladores geológicos.

1.3

Simulação de reservatórios

Rosa et al [5] organiza os simuladores em duas classes: físicos e matemáticos. A classe matemática é então subdividida em soluções analíticas e numéricas. Divisão semelhante é citada por Ertekin et al [6] com a diferença que estas são apresentadas em três divisões: Métodos experimentais (equivalente a classe físicos), métodos analógicos (equivalente a classe matemática de solução analítica) e métodos numéricos (equivalente a classe matemática de solução numérica).

Os simuladores físicos consistem em modelos em escala reduzida de reservatórios produzidos em laboratórios. Outro tipo de simulador físico baseia-se em circuitos elétricos que reproduzem as equações diferenciais referentes ao fluxo em reservatórios por equações diferenciais que descrevem a corrente elétrica neste circuito. Entretanto, os modelos físicos são relativamente caros e de montagem demorada.

Métodos matemáticos com soluções analíticas são usados principalmente nas fases iniciais de projetos onde pouca ou nenhuma informação está disponível. Outra utilização comum é a validação de simuladores numéricos onde modelos simples tem sua solução numérica verificada por soluções analíticas conhecidas. O problema dos modelos analógicos é que sua aplicação é limitada a casos simples, o que inviabiliza a análise dos complexos modelos de reservatórios utilizados atualmente.

Os simuladores matemáticos de solução numérica são amplamente utilizados em projetos de engenharia de reservatório. As equações diferenciais que regem o fluxo são discretizadas através de um modelo onde a geometria do

reservatório é dividida em células. De forma geral estes simuladores funcionam obtendo a saturação de cada fluido e a pressão para cada célula em cada passo de tempo analisado. Os simuladores de fluxo baseados em métodos numéricos são atualmente capazes de analisar um série de efeitos importantes e, por isso, são bastante complexos. Estes efeitos incluem reservatórios fraturados, análise composicional de fluidos e efeitos térmicos, dentre outros. O presente trabalho é direcionado a este tipo de simuladores. Uma descrição simplificada do funcionamento destes simuladores é apresentada na revisão bibliográfica.

1.3.1

Abordagem geomecânica

A produção de reservatório de petróleo pode causar variações no estado de tensão e a deformação das camadas de subsuperfície. Estes efeitos eventualmente serão a causa de diversos problemas dentre eles o aumento de custo de produção, ameaças à vida humana e danos ambientais.

A Figura 1.1 apresenta alguns cenários relacionados aos efeitos geomecânicos, são eles:

1. Subsidência;
2. Deslizamento de camadas paralelas;
3. Reativação de falhas;
4. Rompimento da integridade do selo do reservatório;
5. Compactação do reservatório;

A subsidência é um fenômeno observado na superfície causado pela compactação de camadas de rocha em subsuperfície. Um exemplo notório ocorrido na indústria de petróleo é o do campo Ekofisk no mar do Norte (Sulak et al[8]). As plataformas de produção neste campo tiveram que ser elevadas devido à subsidência do leito marinho.

A variação nos campos de tensões em rochas adjacentes ao reservatório pode levar ao deslizamento das mesmas. Esta movimentação pode comprometer a estrutura dos poços que atravessam estas camadas diminuindo a produção, impedindo o acesso ao fundo poço ou, em casos mais extremos, invalidando-o.

Reativação de falhas é igualmente danosa pois pode danificar poços e comunicar hidraulicamente camadas que estavam isoladas. Righetto [9] apresenta alguns riscos relacionados à reativação de falhas e enumera alguns princípios da análise do fenômeno durante a produção.

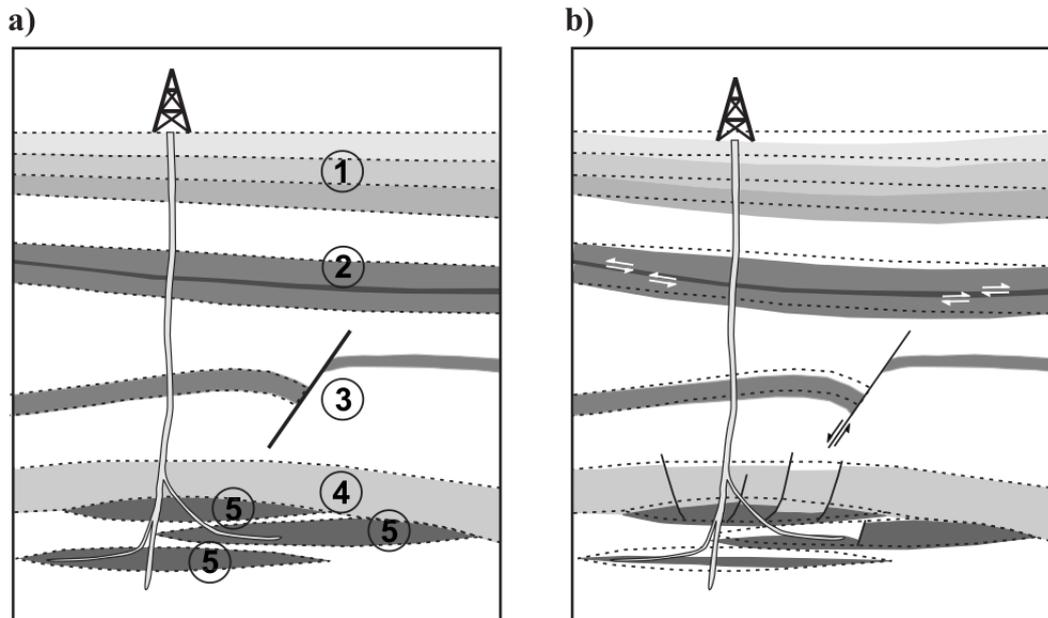


Figura 1.1: Problemas geomecânicos relacionados à exploração de campos de petróleo (Herwanger e Horne [7])

O rompimento do selo do reservatório provoca a movimentação do hidrocarboneto contido no reservatório para camadas superiores avariando definitivamente o campo. Em casos críticos pode ocorrer até escape de petróleo para o oceano.

Os efeitos de compactação pode até servir como mecanismo para aumentar a produção. Entretanto, a compactação extrema pode variar a permeabilidade do reservatório próximo aos poços e diminuir o fluxo nos mesmos.

Simuladores de reservatório atuais são capazes de incorporar diversos efeitos para melhorar os resultados da simulação. Dentre tais efeitos pode se citar a análise composicional de fluidos, a modelagem de reservatórios de dupla porosidade e dupla permeabilidade (meios fraturados), efeitos térmicos dentre outros. Porém, a aproximação utilizada para a variação de tensões pode ser considerada simplista quando estes efeitos são pronunciados. Um exemplo disso é o caso já mencionado de Ekofisk cuja compactação do reservatório (Sulak et al[8]) afetou diretamente a produção.

Usualmente o comportamento mecânico das rochas é simplificado através de um parâmetro denominado compressibilidade efetiva da formação ou compressibilidade dos poros. Este parâmetro relaciona a variação do volume poroso com a variação de pressão.

$$\phi = \phi^0 [1 + c_\phi (p - p^0)] \quad (1-1)$$

Esta relação leva a resultados simplistas em relação aos efeitos geomecânicos uma vez que as mudanças no volume poroso são determinados não somente pela pressão de poros, mas também pelas propriedades mecânicas da rocha e a tensão em que esta está submetida.

Uma outra forma apresentada para resolver esta questão é levantar em laboratório as curvas de compressibilidades da rocha em relação a pressão. Esta abordagem por vezes utiliza programas de elementos finitos em modelos virtuais de amostra de rocha para obter estas curvas. Além disso, a tensão existente no reservatório varia durante a produção de forma diferente destes experimentos. Pesquisadores (Zoback et al [10]) denominam esta variação como trajetória de tensões. Para avaliar corretamente esta trajetória de tensões são necessárias técnicas mais específicas para a questão geomecânica que aplicam as equações referentes a um modelo constitutivo da rocha. O próximo capítulo apresenta esta técnica de forma mais ampla.

2.1

Simuladores de reservatório

A grande maioria dos simuladores de reservatórios existentes tem seu funcionamento baseado em três equações diferenciais: a equação de balanço de massa, a lei de Darcy (transporte de massa) e a equação de estado. Diversos outros efeitos são considerados nos simuladores modernos, entretanto, estas equações são o fundamento de qualquer análise (Ertekin et al [6]).

As equações diferenciais mencionadas não possuem solução analítica com exceção para casos extremamente simples. Usualmente estas equações são solucionadas através da utilização de métodos numéricos. Os métodos volumétricos são os mais utilizados, principalmente a subclasse denominada método de diferenças finitas.

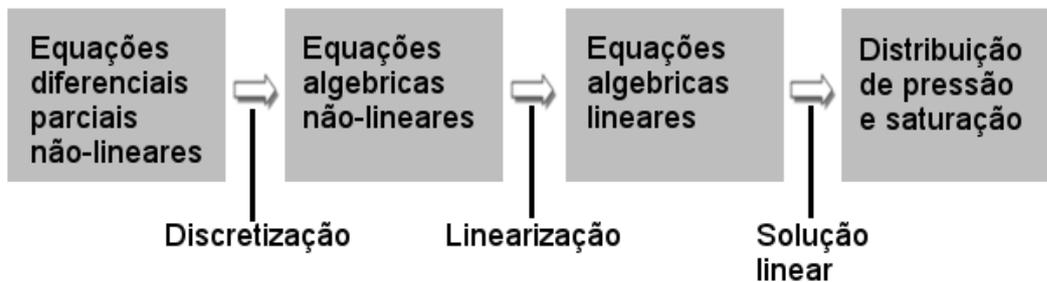


Figura 2.1: Desenvolvimento de simulador de reservatórios adaptado de Odeh [11].

O método de diferenças finitas requer a divisão do domínio em partes menores onde as derivadas parciais são aproximadas por diferenças. Estas partes são chamadas de células e o conjunto total de células é chamado de grade de simulação.

Para cada célula da grade de simulação (também comumente referenciada como *grid*), o balanço de massa considera o volume poroso e a quantidade de fluidos (saturação de água, óleo e gás) existente bem como a troca com

as células vizinhas ou existência de fontes ou sumidouros (poços injetores ou produtores respectivamente).

$$-\frac{\partial}{\partial x} \left(A_x \frac{u_{lx}}{B_l} \right) \Delta x - \frac{\partial}{\partial y} \left(A_y \frac{u_{ly}}{B_l} \right) \Delta y - \frac{\partial}{\partial z} \left(A_z \frac{u_{lz}}{B_l} \right) \Delta z = \frac{V_b}{a_c} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi}{B_l} \right) - q_{lsc} \quad (2-1)$$

A equação de Darcy 2-2 descreve o fluxo em um meio poroso em relação ao diferencial de carga ao qual este está submetido. Esta equação foi obtida de forma empírica. Entretanto, é possível mostrar-se que esta equação pode ser obtida em um caso particular da equação mais geral de movimento de fluidos (Navier-Stokes)[12].

$$\vec{u} = -\beta_c \frac{k}{\mu} (\vec{\nabla} p - \gamma \vec{\nabla} Z) \quad (2-2)$$

A equação de estado define densidade dos fluidos em função da temperatura e pressão. Pode ser utilizada a lei dos gases ou uma equação de compressibilidade para líquidos. Normalmente os simuladores de reservatórios utilizam as chamadas tabelas PVT para definir o comportamento dos fluidos (Figura 2.2).

#	p (kg/cm2)	Rs m3/m3	Bo	Bg m3/m3	visc cp	visg cp	co 1/(kg/cm2)
1	1.030	0.000000	1.06000000	0.63700000	5.38000000	0.01030000	0.000181021
2	41.030	30.740000	1.19700000	0.03185000	3.18000000	0.01700000	0.000161395
3	81.030	48.930000	1.24500000	0.01554000	2.65000000	0.02050000	0.000155744
4	121.030	65.980000	1.28800000	0.01013000	2.29000000	0.02400000	0.000150249
5	161.030	83.840000	1.33100000	0.00745000	2.00000000	0.02430000	0.000143348
6	201.100	102.500000	1.37800000	0.00602000	1.77000000	0.02450000	0.000141559
7	248.030	126.500000	1.43900000	0.00504000	1.57000000	0.02500000	0.00013442
8	261.030	133.000000	1.44800000	0.00400000	1.45000000	0.02510000	0.000130947
9	301.030	153.030000	1.49400000	0.00350000	1.32000000	0.02520000	0.000128829
10	341.030	174.060000	1.55600000	0.00310000	1.22000000	0.02530000	0.000126055
11	361.030	184.090000	1.58200000	0.00290000	1.16000000	0.02540000	0.000123094
12	500.030	270.290000	1.76300000	0.00210000	0.80000000	0.02580000	0.00011577

Figura 2.2: Exemplo de tabela PVT (Manual IMEX [13]).

Todas as equações podem ser combinadas em uma única equação de fluxo em reservatórios para cada fase (2-3).

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial x} \left[\beta_c \frac{k_x A_x}{\mu_l B_l} \left(\frac{\partial p}{\partial x} - \gamma_l \frac{\partial Z}{\partial x} \right) \right] \Delta x + \frac{\partial}{\partial y} \left[\beta_c \frac{k_y A_y}{\mu_l B_l} \left(\frac{\partial p}{\partial y} - \gamma_l \frac{\partial Z}{\partial y} \right) \right] \Delta y \\ + \frac{\partial}{\partial z} \left[\beta_c \frac{k_z A_z}{\mu_l B_l} \left(\frac{\partial p}{\partial z} - \gamma_l \frac{\partial Z}{\partial z} \right) \right] \Delta z = \frac{V_b}{a_c} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi}{B_l} \right) - q_{lsc} \end{aligned} \quad (2-3)$$

Esta equação é então discretizada, ou seja, os termos diferenciais são aproximados pela série de Taylor truncada transformando a EDP em uma

equação algébrica. A equação 2-4 representa uma discretização possível para a equação 2-3 (Inoue et al [4]).

$$\begin{aligned}
 & T_{lx_{i\pm 1/2,j,k}}(p_{i\pm 1,j,k}^{n+1} - p_{i,j,k}^{n+1}) - T_{lx_{i-1/2,j,k}}(p_{i,j,k}^{n+1} - p_{i-1,j,k}^{n+1}) + \\
 & T_{ly_{i\pm 1/2,j,k}}(p_{i\pm 1,j,k}^{n+1} - p_{i,j,k}^{n+1}) - T_{ly_{i-1/2,j,k}}(p_{i,j,k}^{n+1} - p_{i-1,j,k}^{n+1}) + \\
 & T_{lz_{i\pm 1/2,j,k}}(p_{i\pm 1,j,k}^{n+1} - p_{i,j,k}^{n+1}) - T_{lz_{i-1/2,j,k}}(p_{i,j,k}^{n+1} - p_{i-1,j,k}^{n+1}) = \\
 & \frac{V_b}{\Delta t} \left(\frac{\phi^n c_\phi}{B_l^{n+1}} + \frac{\phi^n c_l}{B_l^n} \right) (p_i^{n+1} - p_i^n) - q_{lsc_i}
 \end{aligned} \tag{2-4}$$

Os termos $T_{lx_{i\pm 1/2,j,k}}$, $T_{ly_{i\pm 1/2,j,k}}$ e $T_{lz_{i\pm 1/2,j,k}}$ são dados pela equação 2-5.

$$\begin{aligned}
 T_{lx_{i\pm 1/2,j,k}} &= \left(\frac{A_x k_x}{\mu_l B_l \Delta x} \right)_{i\pm 1/2,j,k} \\
 T_{ly_{i\pm 1/2,j,k}} &= \left(\frac{A_y k_y}{\mu_l B_l \Delta y} \right)_{i\pm 1/2,j,k} \\
 T_{lz_{i\pm 1/2,j,k}} &= \left(\frac{A_z k_z}{\mu_l B_l \Delta z} \right)_{i\pm 1/2,j,k}
 \end{aligned} \tag{2-5}$$

2.2

Acoplamento fluxo-mecânico

Para solucionar o problema de fluxo considerando os efeitos geomecânicos foram sugeridos diversos esquemas de acoplamento. O chamado acoplamento total resolve o sistema de equações envolvendo simultaneamente fluxo e deformação. Já no chamado pseudoacoplamento, os efeitos geomecânicos são aproximados por tabelas ou funções. O acoplamento é dito parcial quando as equações de fluxo e de deslocamento são solucionadas separadamente. O acoplamento parcial pode ser subdividido em dois esquemas distintos. O acoplamento parcial de uma via resolve primeiramente o problema de fluxo e em seguida resolve o problema mecânico para alguns passos de tempo (algumas datas) utilizando os resultados de fluxo. O acoplamento parcial de duas vias resolve ambos os grupos de equações para todos os passo de tempo iterando-os individualmente até chegar à solução. A Tabela 2.1 apresenta o resumo qualitativo das características de cada tipo de acoplamento.

A acurácia relativa apresentada na tabela 2.1 é baseada nos resultados apresentados por Inoue et al [14] onde são comparadas as diferentes aplicações das metodologias de acoplamento em programas comerciais disponíveis (Figura 2.3). Abaixo estão brevemente enumeradas as características de cada simulador.

- Simulador A - Simulador de fluxo (aproximação geomecânica linear);
- Simulador B - Simulador totalmente acoplado (balisador dos resultados);

Tabela 2.1: Esquemas de acoplamento hidromecânico

Esquema	Eficiência Computacional	Acurácia Relativa	Compatível com Simuladores Comerciais
Acoplamento total	baixa	alta	não
Pseudo Acoplamento	alta	baixa	sim
Acoplamento parcial (uma via)	média	média	sim
Acoplamento parcial (duas vias)	média	alta	sim

- Simulador C - Simulador comercial 1 *two-way*;
- Simulador D - Simulador comercial 2 *two-way*;
- Simulador PUC-Rio - Simulador *two-way* utilizado para este trabalho;

Simuladores com metodologia *one-way* apresentam resultados em relação a pressão idênticos aos do simulador de fluxo pois não há alteração na forma que simulação de fluxo é realizada. Já os diferentes resultados apresentados para os simuladores *two-way* enumerados devem-se aos parâmetros de acoplamento escolhidos em cada um deles.

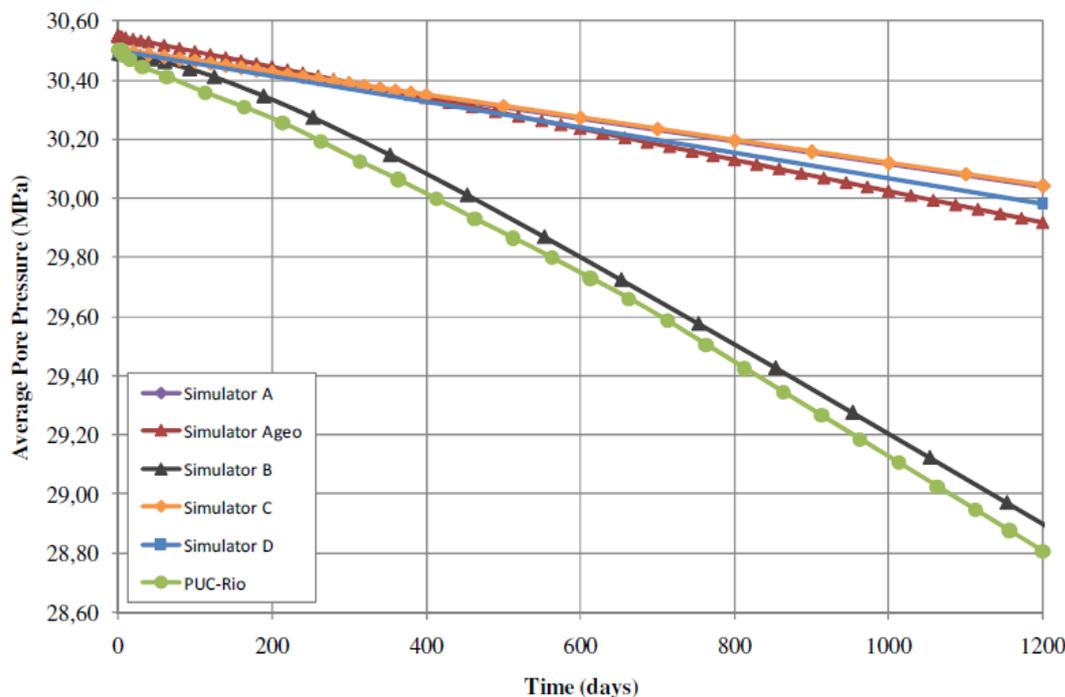


Figura 2.3: Comparativo entre diferentes simuladores e metodologias de acoplamento (Inoue et al [14]).

Vários autores enumeram os tipos de acoplamentos apresentando sua contribuição para evolução dos resultados. O acoplamento total utilizando

as equações desenvolvidas por Biot [15] é mencionado por Gutierrez et al. [16]. Settari et al. [1] aborda esquemas de acoplamento parcial envolvendo porosidade, compressibilidade e permeabilidade. Este esquema sugere obter os valores destas variáveis através de funções de pressão e aplicá-las a simuladores de reservatório convencionais. Manguy e Longuemare [17] enumera em 2002 esta divisão e apresenta formulações diferentes do modelo parcialmente acoplado (envolvendo também parcelas referentes à variação térmica do meio poroso). Dean et al. [2] apresenta três técnicas para acoplamento [3] e sugere formas para comparar os diversos tipos de acoplamento.

A seguir são detalhados cada tipo de acoplamento utilizado ressaltando as vantagens, desvantagens e limitações.

2.2.1

Modelo totalmente acoplado

Biot [15] em seu artigo clássico de mecânica dos solos apresenta a extensão tridimensional para as equações de Therzaghi [18]. Diversos programas de elementos finitos são capazes de realizar análises totalmente acopladas, alguns (Gutierrez et al. [16]) foram desenvolvidos exclusivamente para simulação de reservatórios (trifásico *blackoil*). Dean et al. [2] descreve a implementação desta forma totalmente acoplada (explícita). A solução utiliza o método de elementos finitos para resolver o sistema de equações diferenciais envolvendo simultaneamente fluxo e tensões.

Aqui convém fazer um paralelo com as equações utilizadas na maioria dos simuladores de reservatórios (não acoplados). A equação 2-6 que representa a variação do volume poroso na maioria dos simuladores de reservatórios existentes no mercado, é função linear do diferencial de pressão. A constante c_ϕ é denominada compressibilidade efetiva e, por vezes, é substituída por uma tabela de valores no chamado pseudo-acoplamento (ver 2.2.2 Pseudo acoplamento).

$$V_p = V_{p_0} [1 + c_\phi (p - p_0)] \quad (2-6)$$

A equação 2-7 (extraída de Inoue [19]) representa simplificada a equação de fluxo utilizada nos simuladores de reservatório. Por simplicidade foram excluídos os termos referente a anisotropia e as diferentes fases de fluido.

$$(c_f \phi^0 + c_s \phi^0) \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k}{\mu} \nabla^2 p = 0 \quad (2-7)$$

Pode-se relacionar os efeitos da solução tensão-deformação no volume poroso V_p através da deformação volumétrica ε_v (Equação 2-8). Onde α e $\frac{1}{M}$ são parâmetros de Biot.

$$V_p = V_{p_0}[\phi_0 + \alpha\varepsilon_v + \frac{1}{M}(p - p_0)] \quad (2-8)$$

O modelo totalmente acoplado, tal qual os demais simuladores, utiliza as equações de fluxo descritas por Darcy (Equação 2-2). Entretanto, é incluído o termo referente a variação volumétrica (comparar equações 2-7 e 2-9).

$$[c_f\phi^0 + c_s(\alpha - \phi^0)]\frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k}{\mu}\nabla^2 p = -\alpha\frac{\partial\varepsilon_v}{\partial t} \quad (2-9)$$

A análise de tensões é representada pela equação 2-10. A solução do sistema definido através das equações 2-9 e 2-10 é obtida através do método de elementos finitos (MEF).

$$G\nabla^2 u + \frac{G}{1-\nu}\nabla\nabla.u = \alpha\nabla p \quad (2-10)$$

Dada a complexidade da geometria dos reservatórios aliada a representação das rochas adjacentes, a metodologia totalmente acoplada é consideravelmente custosa em relação a solução computacional. Além disso, os simuladores totalmente acoplados em geral não são capazes de lidar com a variedade de efeitos considerados nos simuladores convencionais como por exemplo efeitos térmicos e composicionais. Portanto, diversas pesquisas foram realizadas com o intuito de obter soluções para cenários mais abrangentes e que possuam menor custo computacional. Dentre as soluções existentes a que mais se destaca é a utilização de métodos parcialmente acoplados.

2.2.2

Pseudo acoplamento

Pereira [20] descreve este tipo de acoplamento geomecânico como a definição de funções ou tabelas baseadas em dados de laboratório para considerar algumas respostas geomecânicas no simulador de reservatório. Alguns trabalhos como Ito et al [21] e Falcão [22] apresentam metodologias para definição destas tabelas através de ensaios de laboratório e/ou simulações em programas de análise de tensões (ensaios virtuais).

A grande vantagem desta metodologia é a velocidade de processamento uma vez que depende apenas de um simulador de reservatórios. Entretanto para estimar corretamente o efeito da variação de tensões na produção são necessários estudos aprofundados e uma boa quantidade de ensaios laboratoriais. Além disso, não há informação da variação de tensões nas camadas adjacentes ao reservatório.

2.2.3

Acoplamento parcial em uma via

Análises parcialmente acopladas diferem das totalmente acopladas por resolver separadamente os problemas de fluxo e tensão. Neste tipo de solução, a ligação entre estes dois domínios é feita através de parâmetros de acoplamento.

Variáveis tais como pressão de poros e saturação são determinadas na solução de fluxo (simulador convencional de reservatórios). Além da ampla disponibilidade, este tipo de simulador conta com mais de 30 anos de desenvolvimento da indústria possibilitando a realização de análises complexas de fluxo. Um exemplo notório é a simulação composicional onde as frações de hidrocarboneto que compõem as fases óleo e gás são consideradas separadamente. Tal tipo de análise é crucial em projetos de injeção de CO_2 ou que haja iterações físico-química.

Programas de elementos finitos são utilizados para obter a variação de tensões no ambiente de produção. As primeiras abordagens para o acoplamento parcial são chamadas de uma via.

No acoplamento em uma via, os resultados da análise de reservatórios (fluxo) são utilizados para atualizar as entradas do programa de tensões em passo de tempo determinados. As pressões de poros, por exemplo, serve como parâmetro de acoplamento. A figura 2.4 apresenta um esquema de acoplamento em uma via.

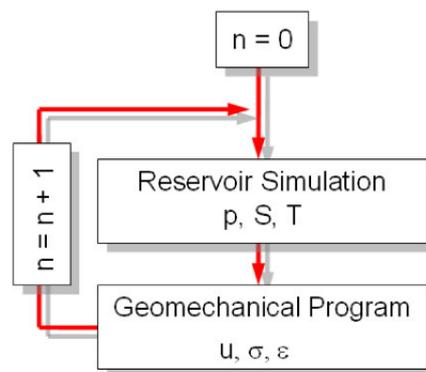


Figura 2.4: Acoplamento parcial de uma via (Batista [4]).

A maior desvantagem deste tipo de acoplamento é que o problema de fluxo não é afetado pelas mudanças no estado de tensões. Righetto et al [9] aponta que, em alguns casos, a solução através do acoplamento de uma via pode diferir consideravelmente da solução obtida no acoplamento total. Entretanto, o desenvolvimento deste tipo de solução é bem menos complexa que o da metodologia de duas vias. Estes métodos são computacionalmente mais

rápidos, pois a análise de tensões pode ser realizada somente em determinados passos de tempo criteriosamente escolhidos.

2.2.4

Acoplamento parcial em duas vias

A grande diferença do acoplamento de duas vias para o de uma via é que a solução dos passos de tempo depende de um processo de iteração entre a simulação de fluxo e a simulação de tensões. Informações são trocadas entre ambos os simuladores através da atualização de seus arquivos de entrada e o processo perdura até a convergência de um parâmetro determinado (pressão média menor que tolerância estipulada). Alguns autores apresentam metodologias seguindo este princípio (Samier e Gennaro [3], Dean et al [2], Mainguy e Longuemare [17] e Thomas et al [23]).

Segundo Inoue e Fontoura [4], para um material linear elástico, a equação da porosidade deve considerar quatro componentes para o termo de acumulação de fluido. Estes componentes estão relacionados a:

- Deformação volumétrica ($-\Delta\varepsilon_v$);
- Compressão da matriz sólida devido à pressão de poros ($((1 - \phi)\Delta p/K_S)$);
- Compressão da matriz sólida devido às tensões efetivas ($(-K_D/K_S(\Delta\varepsilon_v + \Delta p/K_S))$);
- Variação volumétrica do fluido ($(\phi\Delta p/K_f)$);

A figura 2.5 apresenta o esquema simplificado para o acoplamento em duas vias. A compressibilidade da rocha é usada como parâmetro de acoplamento, portanto esta variável deve garantir a inclusão dos termos não presentes na equação 2-7 em relação à equação 2-9. Assim, é possível obter solução muito próxima do acoplamento total. Esta compressibilidade é então chamada pseudocompressibilidade e segue a formulação 2-11.

$$c_{pseudo} = \frac{\varepsilon_v^{n+1} + \varepsilon_v^n}{\phi^0(p^{n+1} - p^n)} \quad (2-11)$$

O processo iterativo consiste em ler os arquivos de entrada para o simulador de reservatório e para o programa de análise de tensões. Em seguida, o simulador de reservatório é iniciado. Os resultados de fluxo são então lidos a partir dos arquivos de saída deste simulador. O passo seguinte é converter os valores de pressão no campo em carregamentos nodais através da equação 2-12.

$$\Delta F = -[Q]\Delta F \quad (2-12)$$

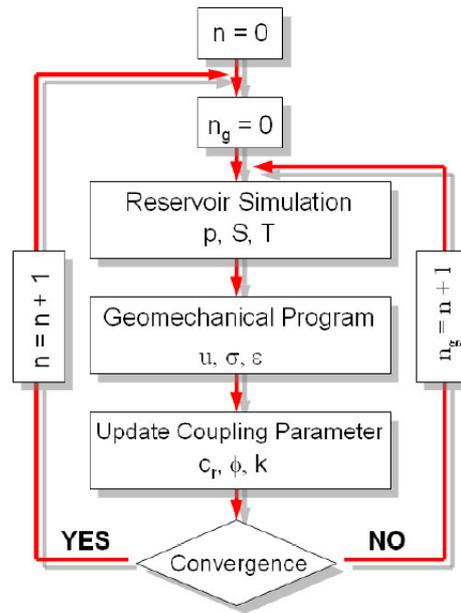


Figura 2.5: Acoplamento parcial de duas vias (Batista [4]).

O programa de análises de tensões é então iniciado e os dados resultantes (campo de deslocamento, deformação e estado de tensões) são lidos e os parâmetros de acoplamento (c_{pseudo} and ϕ) são atualizados no arquivo de entrada para o simulador de reservatório. O ciclo só é interrompido quando o processo chega à convergência, ou seja, a variação de pressão média torna-se menor que a tolerância escolhida.

2.3

Grade de simulação de fluxo

O objetivo das grades de simulação de fluxo é modelar a estrutura e propriedades do reservatório de forma que os simuladores de fluxo sejam capazes de prever com boa acurácia o comportamento do campo em questão. Diversos formatos de grades são utilizados para isto, entretanto, a grande maioria dos simuladores utiliza grades estruturadas. As grades estruturadas são formadas por células do mesmo formato (hexaédricas) podendo ou não conter regiões de refinamento (Figura 2.6).

Liseikin [24] relata que a escolha da forma das células dependem da geometria e física dos problemas em particular e do método de solução. Em geral, tetraedros são mais adequados para o método de elementos finitos enquanto hexaedros são comumente usados para técnicas de diferenças finitas.

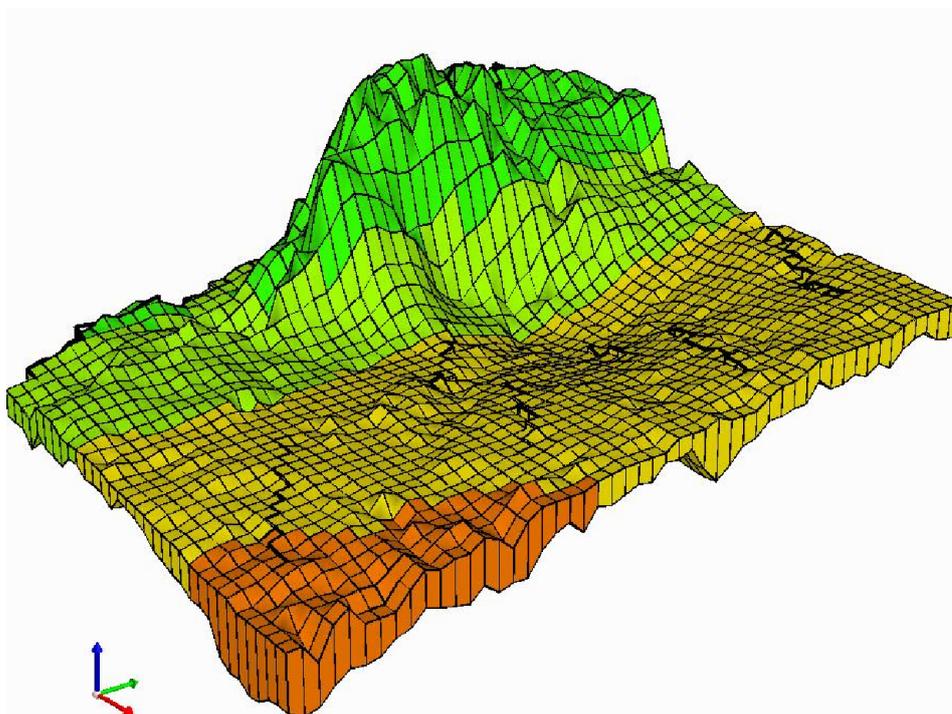


Figura 2.6: Exemplo de grade de simulação de fluxo.

2.4

Malha de elementos finitos

Malhas de elementos finitos são classificadas em três grandes grupos **Estruturadas**, **Não-Estruturadas** e **Híbridas** (Batista [25]). As malhas estruturadas são assim classificadas devido ao fato de seus nós internos estarem ligados a um número constante de elementos. Em geral, a geração destas malhas costuma ser mais simples porém, em geometrias mais complexas, este tipo de malha pode originar elementos de má qualidade (distorcidos, ou seja, com aresta com ordem muito menor que as demais gerando problemas numéricos no método de elementos finitos) ou requerer granulação demasiadamente fina. Os nós internos das malhas Não-Estruturadas possuem número variável de elementos e por isso podem ser mais facilmente adaptadas a diferentes geometrias. Este tipo de malha requer algoritmos mais rebuscados para geração de nós internos e definição dos elementos. As malhas Híbridas possuem partes Estruturadas e partes Não-Estruturadas. Apesar de acumular as vantagens de cada um dos tipos permitindo que zonas regulares usem a forma estruturada e aplicando a não-estruturada a trechos com geometria mais irregular, este tipo de malha acumula também as desvantagens de ambas limitando sua aplicação. Devido a isso as próximas seções apresentarão em detalhes somente malhas Estruturadas e Não-Estruturadas.

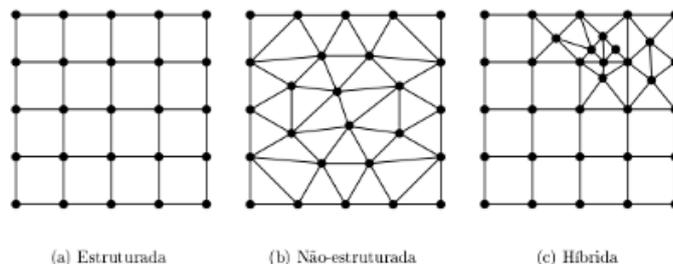


Figura 2.7: Tipos de malhas (Batista [25]).

2.4.1

Malhas estruturadas

Malhas estruturadas possuem a vantagem de descrever os elementos apenas através das coordenadas dos nós. Frequentemente uma relação entre o número do nó e elemento pode ser descrita acelerando o processo de montagem das matrizes necessárias ao método de elementos finitos.

Este trabalho utiliza este tipo de malha devido a alguns benefícios adicionais relacionados ao problema de acoplamento. O principal é a facilidade de gerar as malhas a partir da grade de simulação de fluxo (*grid*). Outra vantagem é a troca de dados entre os elementos da malha e a sua célula análoga no *grid* de fluxo. Estas facilidades refletem tanto no tempo de solução do problema acoplado quanto na própria montagem das malhas.

2.4.2

Malhas não estruturadas

A maior vantagem das malhas não estruturadas sobre as estruturadas é poder se adequar à geometrias complexas sem que seja necessário um refinamento excessivo. Em outras palavras as malhas não estruturadas representam formas complexas com um número muito menor de elementos apresentando uma vantagem computacional relevante. Por outro lado o algoritmo para criação destas malhas é mais complexo. Há também a necessidade de geração de tabelas para expressar as relações de conectividade explicitamente.

Diversos algoritmos são propostos para criação deste tipo de malha. Dentre eles, destacam-se a triangulação de Delaunay e suas variações (Lohner et al [26]).

Com o intuito de facilitar a troca de informações entre a malha de elementos finitos e a grade de simulação, a malha estruturada foi escolhida para ser desenvolvida neste trabalho. Entretanto, as grandes vantagens

computacionais das malhas não estruturadas a tornam um desenvolvimento natural para trabalhos futuros.

3 Metodologia

O grupo de pesquisa em geomecânica computacional ATHENA/GTEP/PUC-Rio realiza pesquisas envolvendo acoplamento hidro-mecânico a mais de seis anos. Com o intuito de fomentar a aplicação do conhecimento adquirido foi desenvolvido, em parceria com CENPES/PETROBRAS, um pacote chamado *Olympus Suite*. Este pacote é composto por programas responsáveis por executar os procedimentos necessários para a análise acoplada de reservatórios. A tabela 3.1 apresenta uma breve descrição dos principais programas desenvolvidos e suas respectivas responsabilidades dentro do processo.

3.1 Descrição geral do sistema

O sistema *Olympus* desenvolvido pelo laboratório ATHENA/ GTEP/ PUC-RIO é capaz de realizar análises parcialmente acopladas tanto de uma como de duas vias. O presente trabalho encaixa-se neste sistema ao desenvolver as etapas de pré-processamento, pós-processamento e integração de todo processo no ambiente do modelador geológico Gocad.

A figura 3.1 exibe uma visão geral do sistema apresentando os principais processos envolvidos em cada etapa. É importante notar que todas os procedimentos necessários para a realização de análises acopladas podem ser realizados seguindo o fluxo de trabalho oriundo desta dissertação.

O sistema envolve programas comerciais conhecidos e códigos desenvolvidos pelo próprio laboratório. Dentre os programas comerciais utilizados encontram-se:

- CMG: IMEX - Simulador de reservatório (fluxo);
- Dassault Systèmes: Abaqus - Programa elementos finitos (geomecânico);
- Paradigm: GOCAD - Modelador geológico;

Em relação os códigos desenvolvidos na PUC-Rio encontram-se:

- Hermes - Programa gerenciador de acoplamento;

Tabela 3.1: Programas do pacote *Olympus Suite*

Programa	Descrição	Objetivo
Gaia	Um fluxo de trabalho (<i>workflow</i>) adicionado ao Gocad capaz de gerar malhas de forma ágil, gerenciar a execução do Hermes através de uma interface gráfica e apresentar os resultados de todas as análises no mesmo ambiente.	A geração de malha de elementos finitos para análise geomecânica de reservatórios era pouco prática. Além disso, os resultados das análises precisavam ser visualizados em programas distintos.
Hermes	Programa para realização de análises parcialmente acopladas (uma ou duas vias). O programa utiliza o IMEX ou o ECLIPSE como simuladores de reservatório e o Abaqus ou o Chronos para solução da análise de tensões.	A realização de análises parcialmente acopladas requer o controle das iterações e conversão de parâmetros.
Chronos	Código de elementos finitos baseado em computação paralela massiva em GPU (Graphics Processing Unit) e em múltiplos núcleos (CPU).	As resoluções através do método dos elementos finitos é a parte mais custosa computacionalmente em relação a solução como um todo. Programas genéricos deste método, como por exemplo o Abaqus, demoram um tempo relativamente longo para obter as soluções de problemas como este.

- Chronos - Programa elementos finitos (geomecânico);
- Gaia - *Plugin/Workflow* para o modelador geológico Gocad;

3.2

Modelador geológico

Modeladores geológicos são programas desenvolvidos para auxiliar geólogos e engenheiros na criação de modelos que representam determinada porção da subsuperfície terrestre. Estes programas utilizam diversas fontes de dados como sísmica, perfis de poços, gravimetria dentre outros para criar modelos tridimensionais e populá-los com propriedades de interesse.

Diversas áreas utilizam este tipo de programa porém uma das aplicações mais evidente é na indústria de petróleo onde são responsáveis para geração de modelos com diversos objetivos tais como:

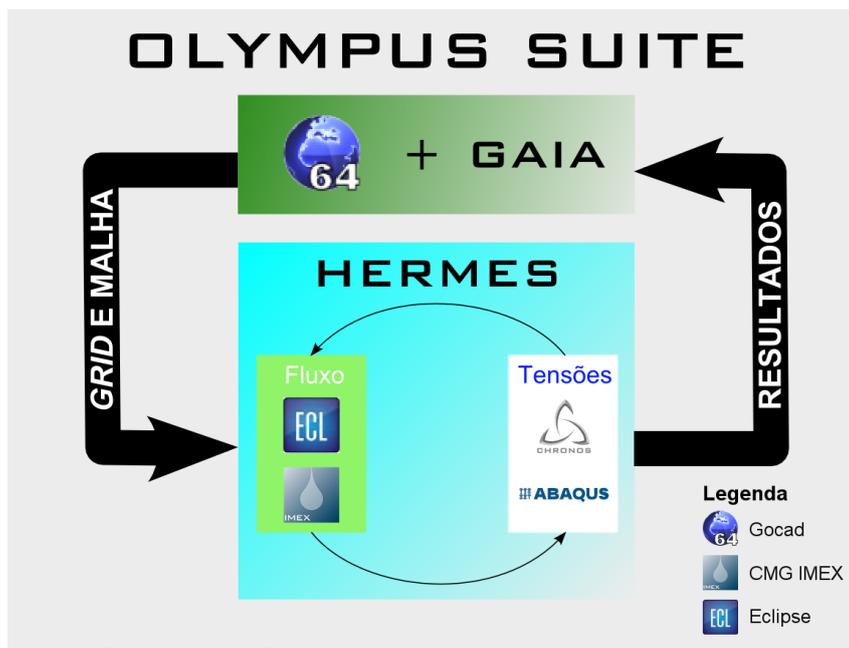


Figura 3.1: Esquematização do sistema de acoplamento.

- Caracterização de reservatórios;
- Determinação de horizontes rochosos e falhas;
- Modelos reservatórios para análise de fluxos;
- Modelos geomecânicos de subsuperfície;

O uso de modeladores geológicos faz parte da rotina operacional da indústria de petróleo. Os programas são bastante complexos e oferecem diversas ferramentas para os usuários. Algumas destas ferramentas são bastante úteis para a criação de um *workflow* de análise hidro-mecânica de reservatórios. Aliado a isto, a apresentação de dados segue formatos com os quais os engenheiros e geólogos estão acostumados. Sendo assim todo o sistema *Olympus* foi integrado ao modelador geológico Gocad através do *workflow* Gaia.

3.2.1 Gocad

Gocad (*Geological Object Computer Aided Design*) é o nome do projeto iniciado em 1989 pelo Professor Jean-Laurent Mallet na universidade de Nancy (França). O programa originado por este projeto é atualmente propriedade da empresa Paradigm que o comercializa e presta suporte ao mesmo.

Um acordo firmado entre a PUC-Rio e o *Gocad Consortium* permitiu a troca de informações e ferramentas para o desenvolvimento de peças de

programação complementares que adicionam funcionalidades ao modelador Gocad. Estas peças de programação são chamadas *plugins*. Os procedimentos para a análise hidro-mecânica de reservatórios foram organizados em procedimentos sequenciais denominados *workflow*. O *plugin* e o *workflow* são objetos desta dissertação e da pesquisa desenvolvida no laboratório ATHENA/GTEP.

3.2.2

Plug-in geomecânico para Gocad

Plug-in são códigos de programação que adicionam funcionalidades a um programa existente. O modelador geológico Gocad possibilita o desenvolvimento de *plug-ins* através de um ambiente de desenvolvimento que envolve diversas tecnologias.

Primeiramente o código referente as novas funcionalidades deve ser escrito na linguagem de programação c++. A participação no *Gocad Consortium* permitiu que tivéssemos acesso aos recursos de desenvolvimento de *plug-in* incluindo todas as ferramentas de geração de arcabouço básico e a documentação relativa às classes para manipulação do programa.

As janelas ou interfaces gráficas a serem incluídas devem ser geradas através do *framework Qt*. *Framework* é um termo comum em tecnologia da informação que se refere à um conjunto de funcionalidades que facilita a criação de programas de computadores. A definição formal de *framework* é uma plataforma para desenvolvimento de programas que permitem a abstração para realização de uma ou mais tarefas. Por exemplo o caso do *framework Qt* cujo objetivo é descrever elementos da interface gráfica e seu comportamento. Assim ao se criar programas utilizando este *framework* não é necessário escrever o código referente a toda a apresentação e controle de da interface gráfica. Ao todo nove janelas foram desenvolvidas para o *plug-in* geomecânico para Gocad.

Outra tecnologia importante utilizada e a definição de fluxo de operações (*workflow*) utilizando o padrão XML. O XML é uma linguagem genérica para organização de informações que serve as mais diversas aplicações. No caso do Gocad, o XML é responsável por organizar a ordenação de dados contido em cada um dos passos do fluxo.

O aprendizado de todas estas tecnologias juntamente com o desenvolvimento do *plug-in* propriamente dito foi a mais longa tarefa realizada nesta dissertação. O resultado desta tarefa é apresentado no capítulo 5 onde o *workflow* e todas as funcionalidades desenvolvidas são detalhadas.

3.3

Programa gerenciador de acoplamento

O programa gerenciador de acoplamento tem o objetivo de gerenciar a solução de análises parcialmente acopladas. Este programa foi denominado Hermes (deus grego patrono das comunicações) devido a sua capacidade de trocar informações entre os domínios de fluxo e tensão. Para isto, o código é capaz de modificar os arquivos de entrada de ambos os simuladores e realizar a leitura dos arquivos de saída dos mesmos. Em relação ao domínio de fluxo, este programa é capaz de disparar análises dos simuladores IMEX (CMG) ou Eclipse (Schlumberger). Já pra a análise de tensões são utilizados o Abaqus ou o Chronos.

3.4

Simulador numérico de reservatórios

O contínuo avanço da informática levou a um mudança de paradigma na indústria de petróleo no inícios dos anos 70. Pouco a pouco as soluções analíticas para previsão de produção de campo foram dando espaço aos simuladores numéricos cada vez mais completos. Hoje praticamente nenhum campo é posto em produção sem passar por uma análise numérica.

A simulação numérica de reservatórios é umas das atividades mais importantes na indústria. O modelo numérico é iniciado já na fase Exploratória e tem papel crucial na determinação de viabilidade do campo. Este modelo continua a sua evolução em todas as fases seguintes até o abandono do campo. A elaboração de um modelo confiável é de grande importância para a administração do campo. Através dele pode se estimar a produção futura do campo, projetar a localização e trajetória dos poços, determinar as melhores técnicas para estimulação e recuperação a serem aplicadas e aumentar consideravelmente a segurança das operações.

A cada ano estes simuladores tornam-se mais complexos de forma que diversos fenômenos pode ser considerados na análise. Rosa [5] enumera estes processos físicos como:

- Leis básicas (conservação de massa/conservação de energia/ conservação de momento);
- Fenômenos de transporte (fluxo Darcy/Forchheimer e calor condução - Fourier/convecção);
- Equações de estado (aproximação *blackoil*, modelo composicional);
- Relações auxiliares (ex.: iterações químicas);

Diversos métodos de solução numéricas foram sugeridos para a análise de reservatórios. Dentre eles o de mais destaque é o método de diferenças finitas usado em praticamente todos os simuladores comerciais. O método consiste em transformar as equações diferenciais que regem o fenômeno em soluções discretas. As derivadas são então aproximadas por série de Taylor truncadas para os pontos da discretização. As equações podem ser enunciadas de forma explícita ou implícita. A forma explícita apresenta as diferenças escritas em relação aos índices correntes (conhecidos). Já a forma implícita as apresenta em relação ao índice posterior e por isso é mais custosa computacionalmente.

Os simuladores apresentam soluções das duas formas sendo bem comum a utilização do métodos IMPES onde a pressão é calculada de forma implícita e a saturação de forma explícita. Ertikis [6] em seu livro apresenta as bases da elaboração de simuladores utilizando métodos de diferenças finitas.

As relações referentes ao problema mecânico são aproximadas por relação linear entre o volume poroso e a pressão baseadas em parâmetro de compressibilidade. Alguns simuladores permitem também a definição de tabelas com valores variáveis de compressibilidade para níveis de pressão diferentes. Estas aproximações podem ser demasiadamente simples em casos que o efeito geomecânico mais detalhado se mostra crucial para uma análise realista. A seção 2.1 apresentou as questões que levam a necessidade de um estudo mais detalhado.

A metodologia desenvolvida envolve a utilização de um de dois simuladores comerciais que são referência na indústria do petróleo.

O Eclipse é um simulador de reservatórios da Schlumberger que é amplamente utilizado. Diversos tipos de análise podem ser realizadas diretamente neste programa que ainda se integra perfeitamente com o modelador geológico fornecido pela mesma empresa.

A solução básica (*blackoil*) da CMG para análise de reservatórios é chamada IMEX. Outros pacotes da empresa são capazes de realizar análises de casos mais específicos (por exemplo o problema composicional ou térmico) e também podem ser futuramente envolvidos no esquema de acoplamento.

3.5

Programa de elementos finitos

O método de elementos finitos (MEF) é uma classe de soluções numéricas desenvolvidas com o objetivo de resolver problemas de valor de contorno para equações diferenciais.

Detalhar o método de elementos finitos foge ao escopo desta dissertação. Entretanto, convém apresentar aqui uma descrição sucinta do mesmo dado sua

relevância na metodologia escolhida.

O MEF é aplicado a problemas complexos onde não é possível obter soluções analíticas. O domínio do problema em questão deve ser discretizado em segmentos chamados elementos. Os elementos são regiões do espaço e sua forma é determinada por nós. O conjunto elementos-nós é denominado malha. A determinação da malha a ser utilizada é de extrema importância em relação a qualidade da solução. A divisão do domínio em elementos deve ser refinado o suficiente para que a solução através do MEF possa refletir o comportamento real do sistema a ser analisado. Porém um refinamento demasiado implica na geração de matrizes de alta ordem e, portanto, maior custo computacional na solução.

A solução das equações diferenciais é obtida através da aproximação por funções de base que satisfazem as condições descritas na formulação integral do problema.

A análise por elementos finitos é aplicada em diversas áreas da engenharia e, na metodologia utilizada neste trabalho, é usada para resolver o problema de tensões (elasticidade). Este tipo de problema foi uma das primeiras aplicações do MEF e, por isso, conta com sólidas soluções comerciais para este fim.

A seguir são apresentados os programas de elementos finitos utilizados destacando os principais motivos para a escolha dos mesmos.

3.5.1 Abaqus

O Abaqus é um programa comercial de análise por elementos finitos usado em diversas áreas da engenharia. Apesar de confiável, este programa não é a solução mais eficiente para o problema devido a sua proposta de aplicação genérica. Ainda assim, este foi o primeiro programa de elementos finitos utilizado na metodologia desenvolvida para acoplamento parcial.

Com a evolução do projeto, problemas reais com reservatórios mais complexos mostraram que a utilização do Abaqus apresenta limitações principalmente relacionadas ao tempo de solução. Isto motivou o desenvolvimento de um código MEF mais adequado ao problema proposto.

3.5.2 Chronos

O Chronos é o programa de elementos finitos para solução de equações diferenciais desenvolvido pelo grupo ATHENA/ GTEP/ PUC-Rio para ser aplicado a solução iterativa do acoplamento parcial. Os levantamentos iniciais utilizando o Abaqus mostraram que o problema de tensões é gargalo em relação

ao tempo de solução, ou seja, a análise de tensões leva muito mais tempo que a análise de fluxo.

O desenvolvimento dos computadores pessoais permitiu o surgimento de uma indústria voltada para dispositivos de renderização (geração de imagens) capazes de suplantar uma demanda por gráficos de alto desempenho (para jogos de entretenimento, visualizações científicas, CAD entre outras aplicações). Os fabricantes começaram a produzir dispositivos capazes de realizar trilhões de operações vetoriais simultaneamente. Por isto, estes dispositivos mostraram ser altamente eficiente para aplicação na solução de problemas numéricos.

Assim, diversas plataformas de desenvolvimento foram criadas com o intuito de utilizar a grande capacidade de paralelismo das GPUs em aplicações científicas. A empresa NVIDIA disponibilizou a linguagem CUDA bem similar ao C que acabou tornando-se a mais popular forma de desenvolvimento.

O Chronos foi desenvolvido fortemente baseado em paralelismo computacional utilizando solução de paralelismo em placas gráficas (GPU) e também em núcleos do processador principal (CPU). O programa é escrito com arquitetura mista C++ e CUDA com a utilização da biblioteca multitarefa em CPU OpenMP.

A versão corrente deste programa é capaz de aplicar a solução de elementos finitos a problemas elásticos. O número de elementos passíveis depende somente da memória disponível nas placas gráficas. Outra característica interessante é a capacidade de dividir a solução em mais de uma placa gráfica presente no mesmo computador.

A tabela 3.2 apresenta comparações realizadas que ilustram o grande potencial de uso do Chronos como programa de elementos finitos no código de acoplamento, tornando operacional a metodologia empregada no programa Hermes para casos com grande numero de elementos.

Tabela 3.2: Comparativo entre tempo de execução programas de elementos finitos

Número de elementos	Número de nós	Programa Comercial (s)	Chronos (s)
534105	556416	6408	40
1158729	99502	99502	72

Uma descrição detalhada das características do Chronos pode ser encontrada em Inoue et al [27].

3.6

Hipóteses assumidas

Algumas hipóteses foram assumidas para a aplicação da metodologia. Logo, os casos a serem analisados devem estar enquadrados nos quais estas hipóteses são válidas.

- Matriz rochosa incompressível
- O modelo elástico é aplicável às rochas, ou seja, as deformações não são maiores que 0.5%.
- Falhas de rejeito reduzido (Ver seção 4.1)
- Propriedades mecânicas isotrópicas por região definida
- Meio poroso homogêneo e isotrópico por região definida
- Fluido de baixa compressibilidade

Algumas hipóteses adicionais podem ser adotadas dependendo das definições para a simulação de fluxo. Vale ressaltar que a metodologia adotada está em constante desenvolvimento e, sendo assim, algumas hipóteses mencionadas podem ser futuramente relaxadas (ver seção 7.2).

4

Geração de malha de elementos finitos

A geração de malhas é parte importante da análise por elementos finitos (Liseikin [24]). O modelo deve reter as características geométricas relevantes e também refletir as propriedades adequadamente.

A discretização do domínio deve ser criteriosa uma vez que os resultados obtidos na análise dependem diretamente da escolha da forma e tamanho dos elementos. Assim, os elementos devem ser pequenos o suficiente para obtenção de resultados próximos ao real. Contudo malhas demasiadamente refinadas requerem um esforço computacional maior para a solução.

Outra característica importante é o aspecto dos elementos. A qualidade do resultado é deteriorado a medida que algum lado do elemento é desproporcional aos demais. Em outras palavras, quanto mais regular a geometria melhor os resultados.

4.1

Remoção de falhas

Atualmente a solução numérica do modelo envolvendo acoplamento fluido-mecânico com falhas está em fase de pesquisa, de forma que o tratamento numérico desta característica será futuramente disponibilizado. Entretanto, para permitir a realização de análises, foi desenvolvida uma ferramenta para a remoção das falhas presentes no modelo de reservatório. A aproximação inicial baseia-se na interpolação dos rejeitos verticais (Samier et al [3]), conforme apresentado na Figura 4.1.

As Figuras 4.2 e 4.3 apresentam, respectivamente, detalhes da malha antes e após a simplificação de modelo, onde pode ser observada a suavização das superfícies. Salienta-se que, esta simplificação somente deve ser aplicada a reservatórios que apresentem falhas cujo rejeito não seja muito proeminente, ou seja, menor que a espessura do reservatório.

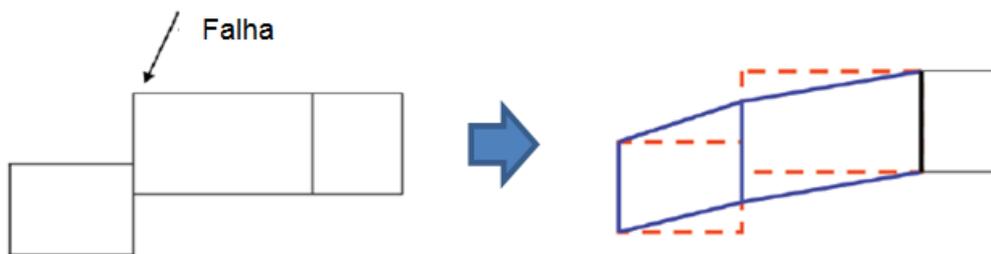


Figura 4.1: Simplificação do modelo através da remoção de rejeitos verticais de falha.

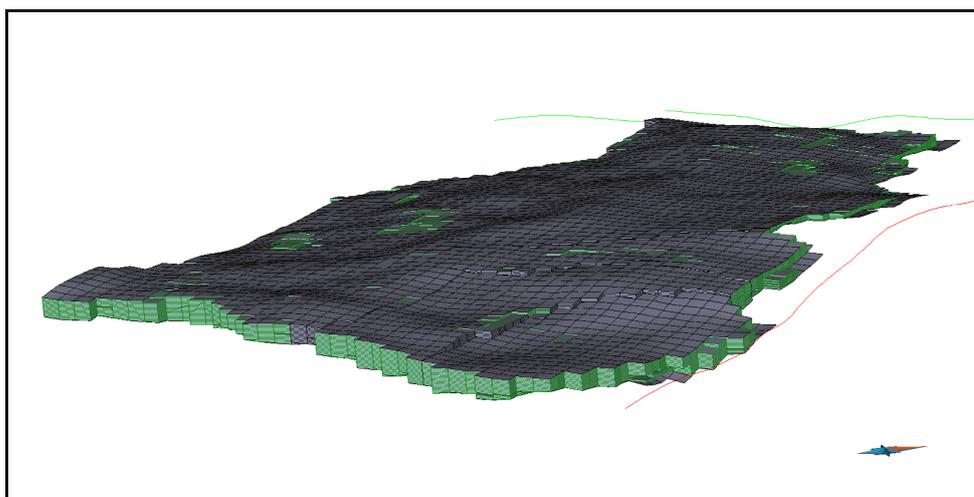


Figura 4.2: *Grid* do reservatório com os rejeitos verticais de falhas.

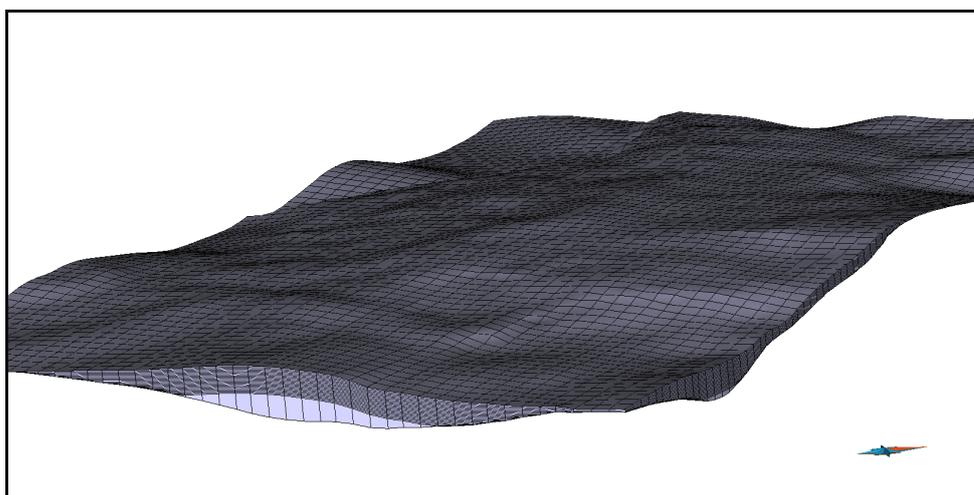


Figura 4.3: Malha do reservatório em elementos finitos após suavização do modelo.

4.2

Remoção de estreitamento de elemento (*pinch-out*)

Outra característica que pode resultar em problemas numéricos na solução por elementos finitos está relacionada com a existência de *pinch-out* nos

elementos que compõem a malha. A solução para este problema está baseada na decisão do usuário em relação ao tamanho mínimo de aresta para a malha de elementos finitos. A Figura 4.4 apresenta um esquema da modificação aplicada aos elementos que apresentam *pinch-out*. A Figura 4.5 apresenta um exemplo com o detalhe da remoção de *pinch-out*.

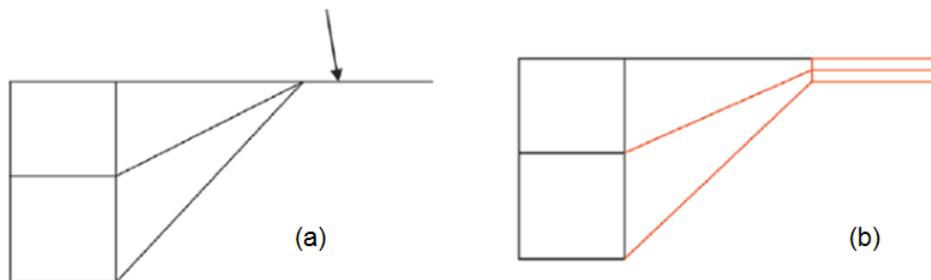


Figura 4.4: Correção de pinch-out: (a) grid original e (b) malha de elementos finitos corrigida. (Samier e Gennaro [3])

4.3

Geração das camadas adjacentes

Neste estudo optou-se pela extensão da geometria do *grid* de simulação do reservatório através de uma malha de elementos hexaédricos. Outros tipos de malha podem ser futuramente desenvolvidos, visando a representação de estruturas mais complexas inerentes à geometria de alguns reservatório. Contudo, foi adotada esta abordagem inicial devido a maior facilidade na troca de informações entre os dois modelos (de fluxo e tensões). A malha gerada inicialmente é modificada para inclusão das rochas adjacentes, sendo este procedimento realizado através do uso de ferramentas para:

- Extensão lateral - *sideburden*.
- Extensão para baixo - *underburden*.
- Extensão para cima - *overburden*.

A extensão lateral deve ser realizada nas duas direções horizontais perpendiculares, de acordo com a orientação da malha do reservatório. Para cada direção devem ser definidos o tamanho a ser acrescentado, a quantidade de elementos a serem inseridos no intervalo e o fator de expansão. O fator de expansão trata-se de um número real que define a taxa de crescimento dos elementos novos, mantendo o maior refinamento na proximidade do reservatório. Esta funcionalidade está integrada ao *workflow* descrito no próximo capítulo.

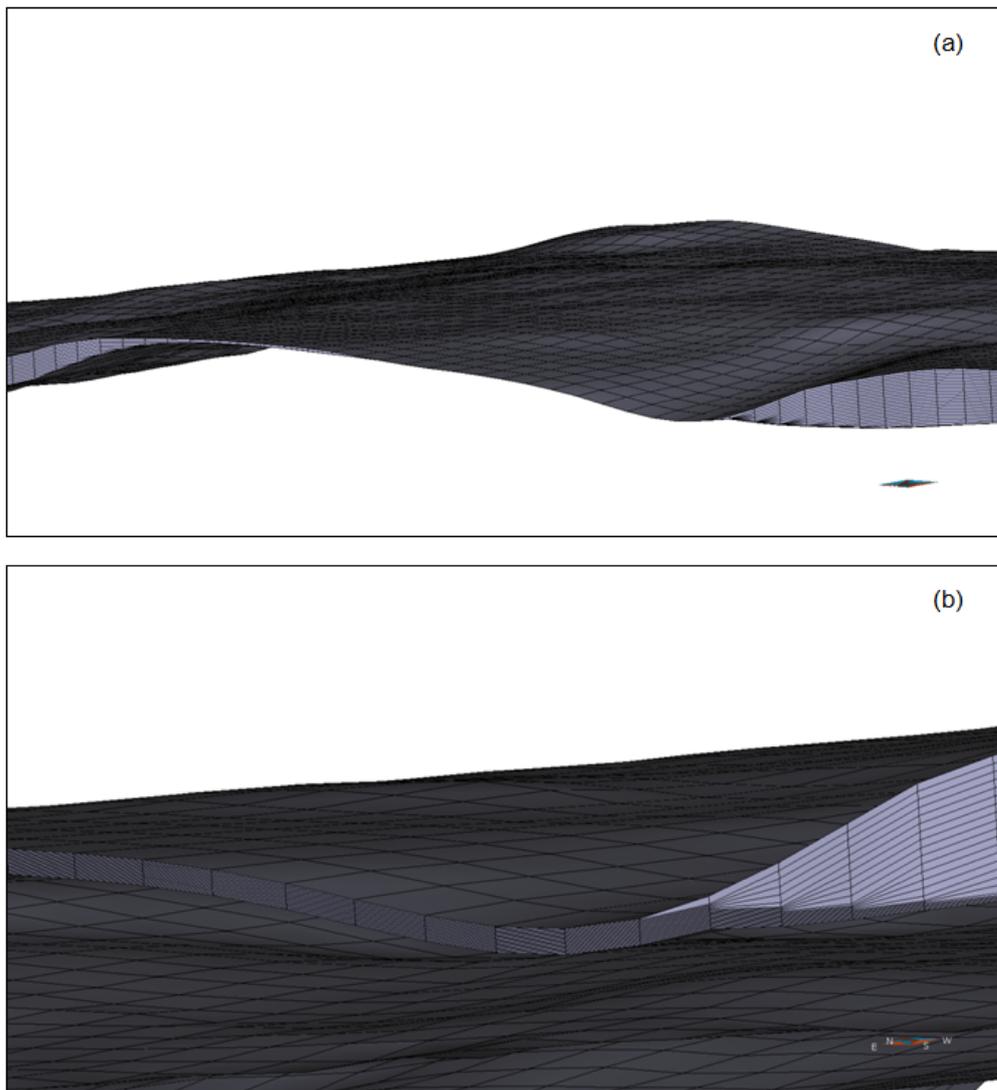


Figura 4.5: Correção de pinch-out aplicado ao campo de Namorado: (a) grid original em diferenças finitas e (b) malha de elementos finitos corrigida.

A extensão para baixo apresenta os mesmos dados de entrada solicitados na extensão lateral, exceto a direção de extensão.

A extensão para cima se difere das demais extensões pela possibilidade de ser realizada inúmeras vezes e por requerer um horizonte como limite no processo de expansão da malha. A ideia consiste em honrar os horizontes que definem as camadas de rochas superiores, possibilitando a correta atribuição das propriedades mecânicas de acordo com as fácies definidas. Desta forma, pode-se representar de maneira mais acurada os parâmetros que irão definir a tensão de sobrecarga no modelo geomecânico.

4.4

Definição das propriedades mecânicas

Além da construção da malha, é necessário descrever as propriedades mecânicas das rochas.

O modelo geomecânico é dividido em quatro ou mais regiões. Estas regiões representam o reservatório e as rochas adjacentes. Para cada região foram definidos o módulo de Young e o coeficiente de Poisson.

Entretanto, caso disponha-se de uma distribuição destas propriedades, é possível utilizar as funcionalidades do modelador geológico para aplicar valores a cada elemento.

5

Fluxo de trabalho

O processo convencional de geração de malha de elementos finitos para a realização de análises fluido-mecânicas pode inviabilizar o uso da solução acoplada uma vez que o tempo necessário pode ser operacionalmente elevado. Considerando a complexidade dos modelos geológicos reais, os quais fazem uso de *softwares* específicos para o pré-processamento, buscou-se desenvolver uma ferramenta que permita a geração de malhas de elementos finitos (reservatório e rochas adjacentes) visando a simulação parcialmente acoplada a partir do *grid* de diferenças finitas. As ferramentas desenvolvidas para o GOCAD através do *plug-in* e *workflow* permitem a realização desta tarefa de forma simples e intuitiva.

Assim foram criadas funcionalidades no programa de modelagem geológica Gocad (PARADIGM). Estas funcionalidades preveem a geração de uma malha de elementos finitos que inclui as rochas adjacentes ao reservatório. Esta malha é desenvolvida a partir de um *grid* de diferenças finitas que representa o reservatório. Cabe ressaltar que o pré-processador desenvolvido é capaz de modelar as feições geológicas das estruturas adjacentes ao reservatório. O programa gera malhas com elementos hexaédricos, seguindo a estrutura do modelo proveniente da simulação de reservatórios. Uma das vantagens de utilizar este tipo de malha, além da simplicidade, é a possibilidade de mapeamento direta de informações entre elementos da malha e células do grid de fluxo.

Após a geração da malha, as propriedades geomecânicas de cada camada de rocha podem ser atribuídas para que o programa de acoplamento seja acionado posteriormente. Ao final da execução deste programa, os resultados obtidos na simulação hidromecânica poderão ser carregados novamente no Gocad para avaliação do engenheiro de reservatório (pós-processamento).

O *workflow* para a realização de análises parcialmente acopladas pode ser descrito de forma geral como:

- Primeiramente, deve-se selecionar a malha de fluxo que servirá de base.
- Novos elementos e nós são criados como extensão desta malha, de forma que seja possível representar as camadas acima, abaixo e laterais ao

reservatório.

- As propriedades geomecânicas de cada camada de rocha são, então, atribuídas.
- Em seguida, o programa de acoplamento é acionado.
- Ao final da execução deste programa, os resultados obtidos tanto na simulação de fluxo quanto na simulação de tensões serão carregados novamente no Gocad.

O programa de acoplamento é executado de forma integrada através de uma interface no Gocad. Esta interface mencionada permite verificar o estado da análise a medida que cada iteração é concluída. Os resultados de cada iteração terminada podem ser carregados mesmo antes do final da execução do programa.

É importante mencionar que o *workflow* pressupõe que o *grid* de simulação de fluxos está devidamente preparado para a simulação, caso contrário, esta etapa deve ser realizada. Neste caso o procedimento total levará um tempo consideravelmente maior.

5.1

Pré-processamento

O procedimento preparatório para execução do acoplamento foi dividido em 8 etapas (8 passos do *workflow*).

As sete primeiras etapas tem o objetivo de gerar a malha de elementos finitos que será utilizada juntamente com o grid de fluxo para a simulação acoplada. O processo de geração da malha de elementos finitos anteriormente era realizado empregando outros softwares do tipo CAE (como o ABAQUS, por exemplo). Entretanto isto demandava um esforço elevado sendo inviável no cotidiano de um analista de reservatórios. A solução desenvolvida neste trabalho faz com que o processo de geração seja otimizado pelo *plug-in*, possibilitando a construção de um modelo completo a partir de um *grid* de diferenças finitas em aproximadamente 10 minutos.

A ultima etapa tem dois objetivos básicos. O primeiro é gerar e organizar os arquivos de dados necessários para o programa de acoplamento. O segundo é abrir a interface que gerencia e acompanha a execução do programa de acoplamento.

Para realizar o fluxo de trabalho é necessário criar um projeto GOCAD. A partir daí basta selecionar aba de Workflow e iniciar um novo GeomechanicsWorkflow (Figura 5.1). Os passos seguem uma sequência natural conforme o enumerado a seguir.

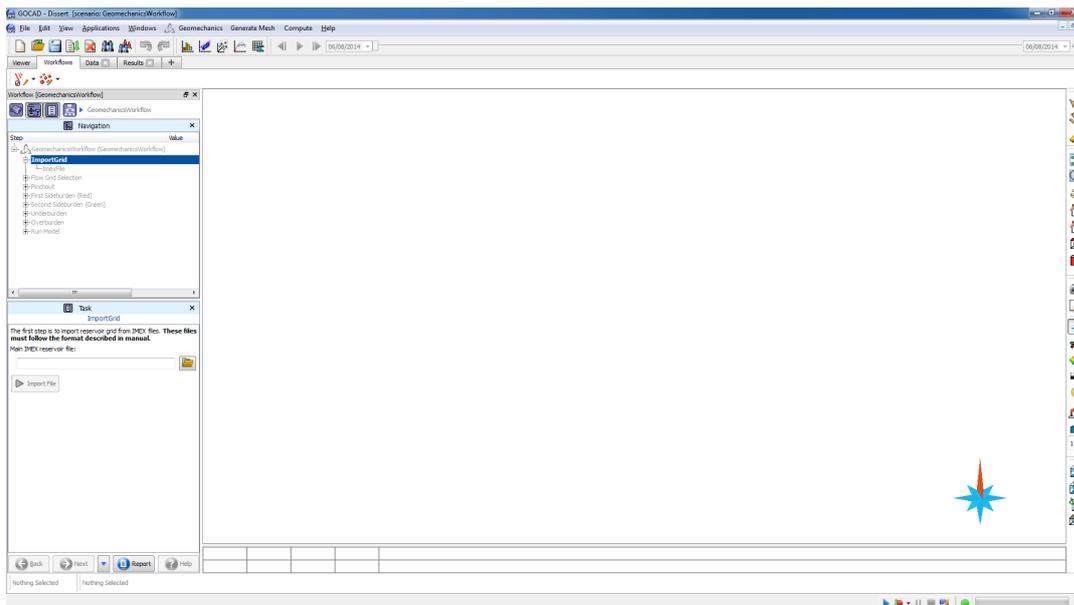


Figura 5.1: Início do fluxo de trabalho.

5.1.1

1° Passo - Selecionar grid de fluxo base

O primeiro passo do *workflow* é importar o *grid* de fluxo no qual a malha de elementos finitos será baseada. O programa de acoplamento atualmente troca a informação entre o simulador de fluxo e o programa de elementos finitos através de um mapeamento dos nós. Logo, os nós do *grid* de fluxo referente ao reservatório devem possuir análogos na malha de elementos finitos.

5.1.2

2° Passo - Geração de malha base

O passo seguinte é selecionar este *grid* de fluxo importado. O nome da malha de elementos finitos também deve ser escolhido assim como as propriedades mecânicas do reservatório e dos elementos análogos às células inativas no modelo de fluxo. As células inativas são regiões sem interesse para simulação de fluxo. Os simuladores de fluxo trabalham com *grids* regulares. Portanto, os modeladores ao criarem o *grid* de simulação marcam as células sem interesse (fluxo nulo) como inativas de forma a aproximar o modelo de fluxo a ser analisado ao contorno do reservatório. O *workflow* gera elementos análogos às células (tanto ativas quanto inativas) para a malha de elementos finitos.

Uma vez que todos os campos foram preenchidos, é necessário acionar o botão **Process Grid** para gerar a malha. Esta malha será tratada e complementada nos passos seguintes.

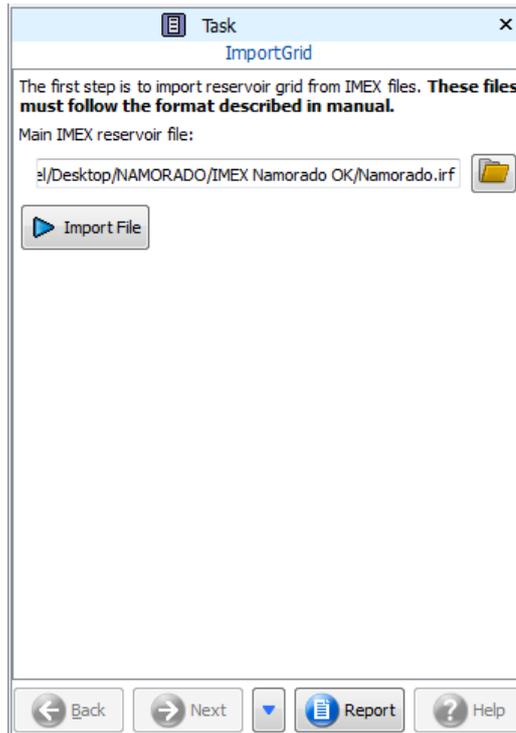


Figura 5.2: Fluxo de trabalho 1° passo - Importar o *grid* de fluxo.

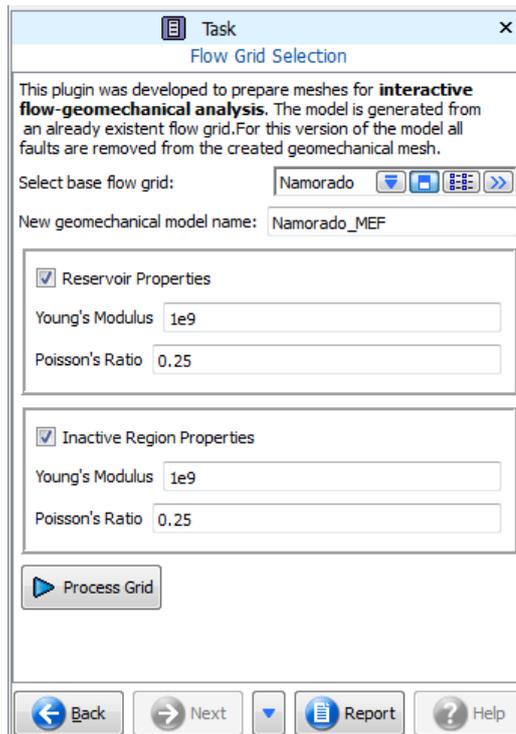


Figura 5.3: Fluxo de trabalho 2° passo - Geração de malha base.

5.1.3

3º Passo - Remoção de *pinchouts*

O passo seguinte tem como objetivo ajustar a malha de elementos finitos gerada a partir da malha de fluxo para evitar problemas numéricos. Muitas células do grid de fluxo estão colapsadas, isto é, possuem uma ou mais arestas de comprimento próximo de zero. Isto não é problema para a metodologia de solução de fluxo (diferenças finitas). Porém, o aspecto dos elementos da malha é um importante fator para garantir a solução numérica do método de elementos finitos. Elementos que possuam arestas nulas ou muito pequenas causam problemas para solução da matriz de rigidez neste método.

Logo, como primeira aproximação, é dada a opção de se definir um espessura mínima para os elementos. Escolhe-se então o valor mínimo da espessura e aciona-se o botão *Process Pinchouts* (Figura 5.4).

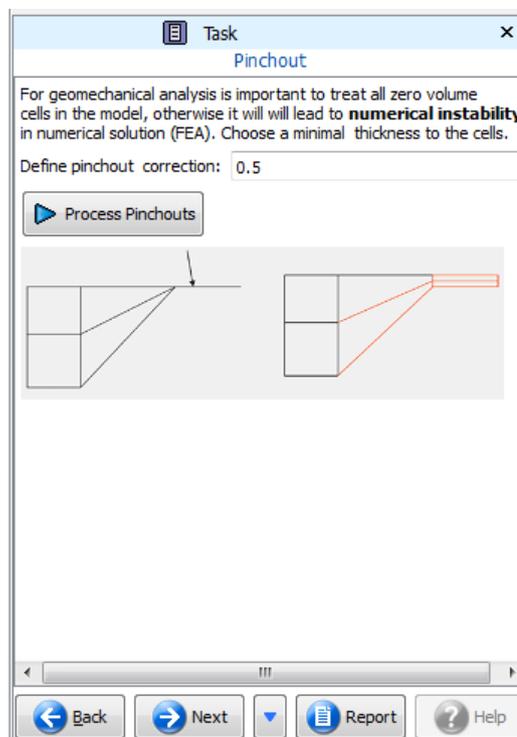


Figura 5.4: Fluxo de trabalho 3º passo - Remoção de *pinchout*.

5.1.4

4º Passo - Primeira extensão lateral

As rochas adjacentes ao reservatório são irrelevantes para a solução do problema de fluxo. Entretanto, estas rochas afetam a solução geomecânica e precisam ser consideradas na malha de elemento finitos. Além disso, diversos

fenômenos de interesse podem ser observados nas camadas adjacentes. Por exemplo, pode-se verificar as tensões aplicadas sobre a rocha capeadora.

Assim, a malha precisa ser estendida para cima, para baixo e para duas direções horizontais. As direções horizontais são estabelecidas previamente no modelo de fluxo de forma que a malha gerada acompanhará a orientação das células do grid de fluxo. O passo quatro acrescenta elementos em uma dessas direções.

Idealmente, a distância a ser considerada nesta extensão lateral deve ser tal que o campo de tensões no último elemento não seja mais afetado pela variação de pressão do reservatório. Em outras palavras, as bordas da malha a ser considerada não apresentam deslocamento de nós ou variação de tensões ao longo do tempo de produção do campo.

Neste passo (Figura 5.5) devem ser escolhidos o tamanho da extensão (offset), o número de elementos a serem adicionados (*Division Number*) e o fator de expansão (*Expansion factor*). O fator de expansão é um valor responsável pela variação de tamanho dos elementos a serem adicionados. Este fator é aplicado em um elemento em relação ao anterior de forma a aumentar o tamanho incrementalmente na direção em questão. Caso o valor determinado seja um, os elementos possuirão tamanhos idênticos.

Aumentar o tamanho incrementalmente faz sentido porque é esperada uma maior variação de tensões e deslocamentos em elementos próximos ao reservatório do que em afastados. Deste modo, a malha pode ser gerada com um número menor de elementos facilitando a solução por elementos finitos.

É importante ressaltar que a extensão será realizada nos dois sentidos (positivo e negativo) da direção e que as propriedades mecânicas das rochas laterais (módulo de Young e coeficiente de Poisson) também são definidas durante este passo.

5.1.5

5° Passo - Segunda extensão lateral

Analogamente ao passo anterior, este passo estende a malha no segundo sentido horizontal. O tamanho da extensão (offset), o número de elementos a serem adicionados (*Division Number*), o fator de expansão (*Expansion factor*) e as propriedades mecânicas (*Young's modulus/Poisson's ratio*) para esta direção também devem ser definidos. Novamente, é preciso escolher valores adequados para a análise de elementos finitos, ou seja, tamanho grande o suficiente para não haver influência do reservatório nos elementos de borda e fator de expansão que gere elementos mais refinados no interior da malha.

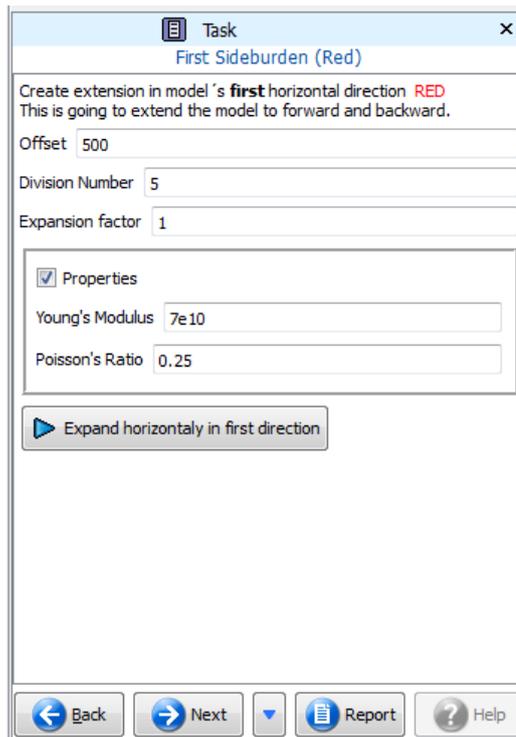


Figura 5.5: Fluxo de trabalho 4º passo - Primeira extensão lateral.

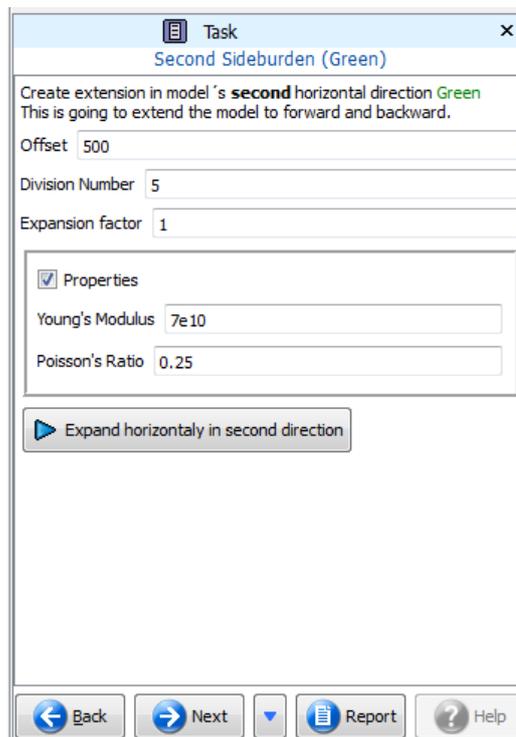


Figura 5.6: Fluxo de trabalho 5º passo - Segunda extensão lateral.

5.1.6

6º Passo - Extensão para baixo

A camada inferior ao reservatórios também deve ser considerada. O mesmo procedimento (Figura 5.7) para extensão deve ser aplicado. Assim

sendo, é necessária a definição do tamanho da extensão (*Offset*), do número de elementos a serem adicionados (*Division Number*), do fator de expansão (*Expansion factor*) e das propriedades mecânicas (*Young's modulus/Poisson's ratio*).

A ferramenta irá estender a malha até um plano horizontal deslocado do valor definido (offset) contado a partir do nível do topo do reservatório. Toda a camada inferior possuirá os mesmos valores para as propriedades mecânicas.

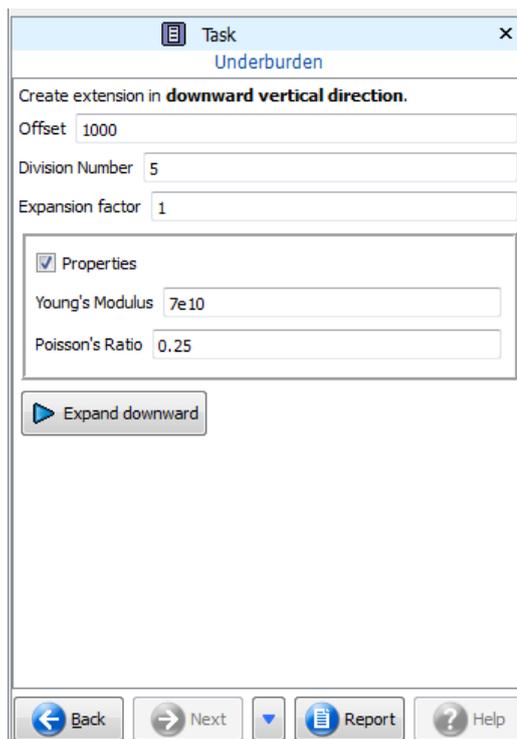


Figura 5.7: Fluxo de trabalho 6º passo - Extensão para baixo.

5.1.7

7º Passo - Extensão para cima

O sexto passo é o último na definição da malha de elementos finitos e serve para a inserção das camadas acima do reservatório. Este passo (Figura 5.8) se diferencia dos anteriores, pois a extensão pode ser aplicada diversas vezes nesta direção até atingir o leito marinho (campos *offshore*) ou o nível da terra (campos *onshore*). Cada camada deve ser estendida até uma superfície definida no Gocad. Esta superfície são criadas a partir de dados de geologia para delimitar camadas com propriedades mecânicas diferentes.

Para cada expansão, escolhe-se a superfície limite, define-se as propriedades mecânicas bem como número de divisão e o fator de expansão e, em seguida, pressiona-se o botão expandir. Esta operação é repetida para

cada superfície limite partindo da primeira acima do reservatório até a última (leito marinho ou nível da terra). Ao menos uma superfície limite deve ser definida, a que se refere ao limite superior. Normalmente o leito marinho é obtido por dados de batimetria e o nível da terra por técnicas de levantamento topográfico.

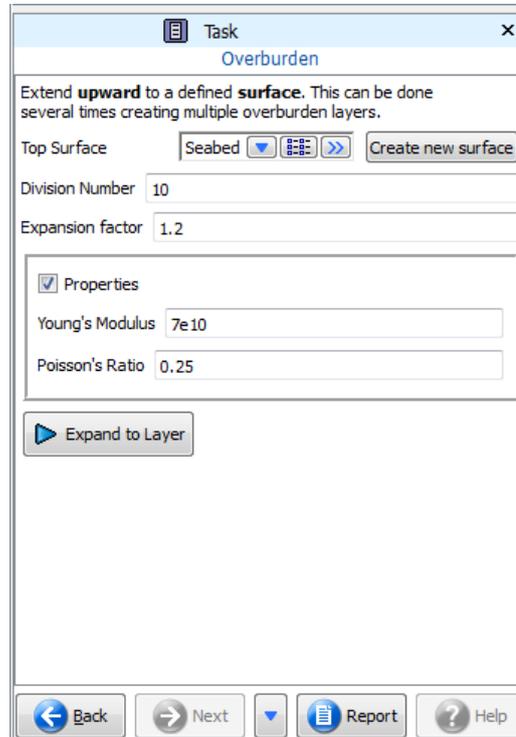


Figura 5.8: Fluxo de trabalho 7º passo - Extensão para cima.

5.1.8

8º Passo - Iniciar programa de acoplamento

O último passo tem o objetivo de iniciar a janela para executar o programa de acoplamento. Esta janela é a interface para acompanhamento de análise e será detalhada na seção seguinte.

O programa de acoplamento será capaz de realizar análises utilizando Abaqus ou o programa de elementos finitos em GPU Chronos. A opção de programa de elementos finitos a ser utilizada deve ser selecionada neste passo (Figura 5.9). Em seguida, o botão **Run Coupled Analysis**, ao ser acionado, abrirá a janela para acompanhamento de análise.

5.2

Integração com programa de análise geomecânica acoplada

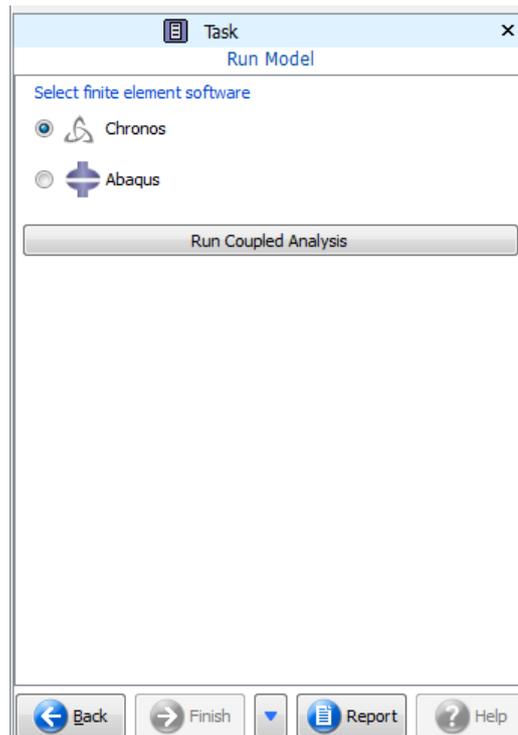


Figura 5.9: Fluxo de trabalho 8º passo - Iniciar programa de acoplamento.

5.2.1 Interface para acompanhamento de análise

O programa de acoplamento apresenta uma interface para linha de comando onde os dados de entrada são digitados e os resultados de cada iteração são exibidos em texto corrido. Com o intuito de facilitar o uso do programa de acoplamento, foi desenvolvida uma ferramenta para a execução desse programa a partir do Gocad.

Esta ferramenta é capaz de acompanhar a execução do programa exibindo os resultados de cada *timestep* simulado à medida que a iteração referente ao mesmo atinge a convergência. Além disso, os resultados dos campos de tensão e deslocamento provenientes da solução do método de elementos finitos podem ser carregados diretamente no Gocad. Como a solução do simulador de reservatórios (problema de fluxo) pode ser carregada nativamente no GOCAD, o analista pode verificar ambas as soluções (fluxo/geomecânica) em um único ambiente integrado.

A Figura 5.10 apresenta a janela de execução do programa de acoplamento. A data de início da análise é apresentada na caixa ***Initial Date***. Este dado é adquirido dos arquivos de entrada da simulação de fluxo.

Ao pressionar-se o botão ***Run***, o programa primeiramente começa a etapa de inicialização de tensões. Para realizar análise acoplada é preciso considerar

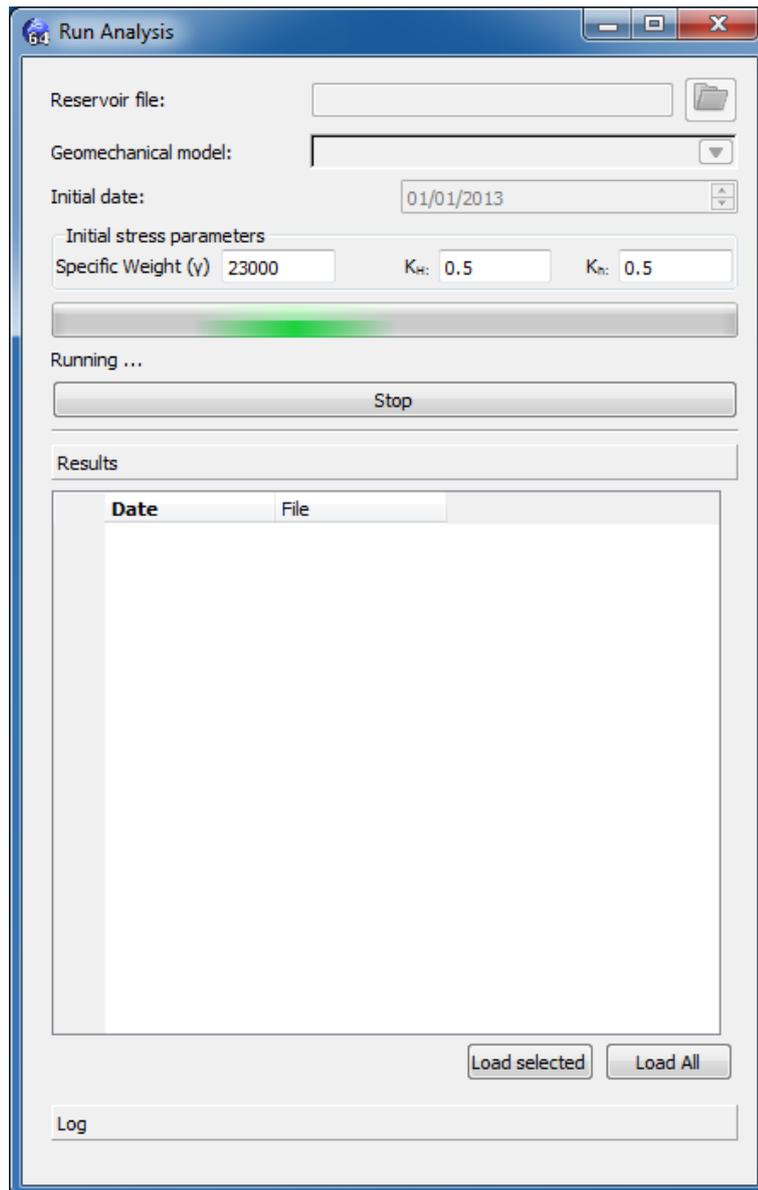


Figura 5.10: Interface para acompanhamento de análise.

o estado de tensões da área de estudo antes da data de início da produção. As tensões existentes são estimadas como resultantes do peso próprio das rochas e do gradiente hidrostático. Em outras palavras, o estado de tensão inicial para um ponto em determinada profundidade está relacionada às forças geradas pelo peso de todo o material sobre este ponto. Os parâmetros que definem as tensões iniciais são o peso específico da água (*Specific weight*) e a relação entre a tensão vertical e as tensões horizontais maior (K_H) e menor (K_h). O resultado obtido nesta etapa é salvo em um arquivo que servirá de dado de entrada para o programa de acoplamento.

Na etapa seguinte, a análise acoplada é executada e os resultados de cada *timestep* são enumerados na lista a medida que ficam prontos (Figura 5.11).

Caso ocorra algum problema com a simulação acoplada, verifica-se as saídas do programa de acoplamento ao acionar o painel *Log* (Figura 5.12).

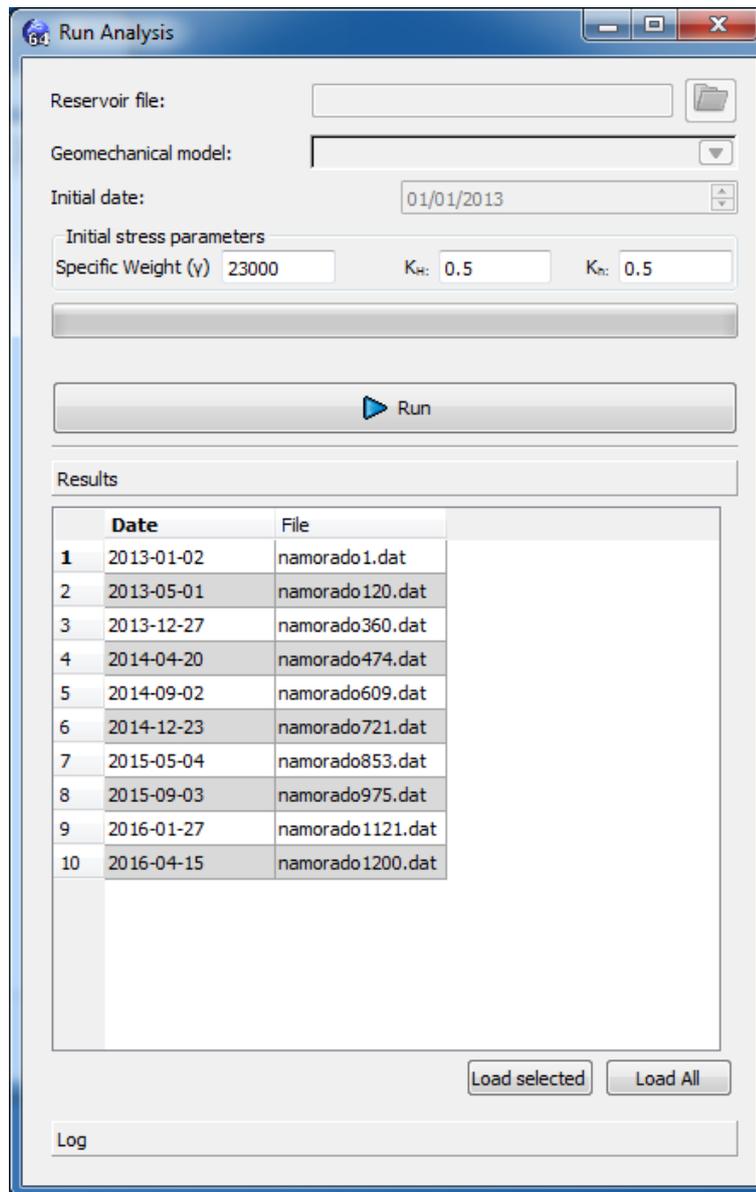
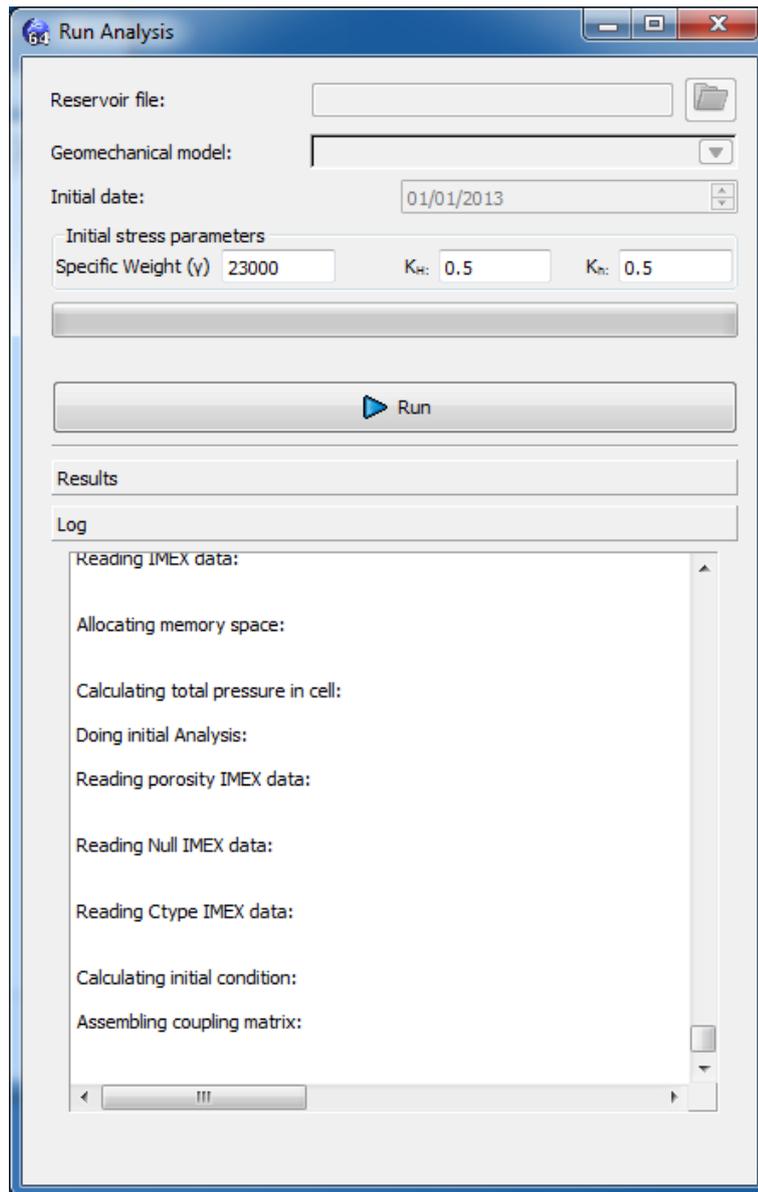


Figura 5.11: Durante a execução do acoplamento.

A ferramenta apresenta todas as funcionalidades do programa em linha de comando, porém com uma interface de simples utilização e com a vantagem de possibilitar o carregamento direto dos resultados no Gocad.

5.3 Pós-processamento

Após a construção da malha de elementos finitos, é possível realizar a análise parcialmente acoplada em conjunto com o modelo de fluxo. Os resultados obtidos devem ser então carregados no Gocad para facilitar a

Figura 5.12: Dados de execução do acoplamento (*Log*).

avaliação do engenheiro. A vantagem disso é que os dados de fluxo e tensão podem ser analisados em conjunto através das ferramentas de visualização 3D já disponíveis no ambiente Gocad.

O resultados do problema de tensão podem ser carregados individualmente ou em sua totalidade através da interface para acompanhamento mencionada anteriormente (Figura 5.11). Já os dados de fluxo devem ser importados utilizando as ferramentas existentes no Gocad (Figura 5.13).

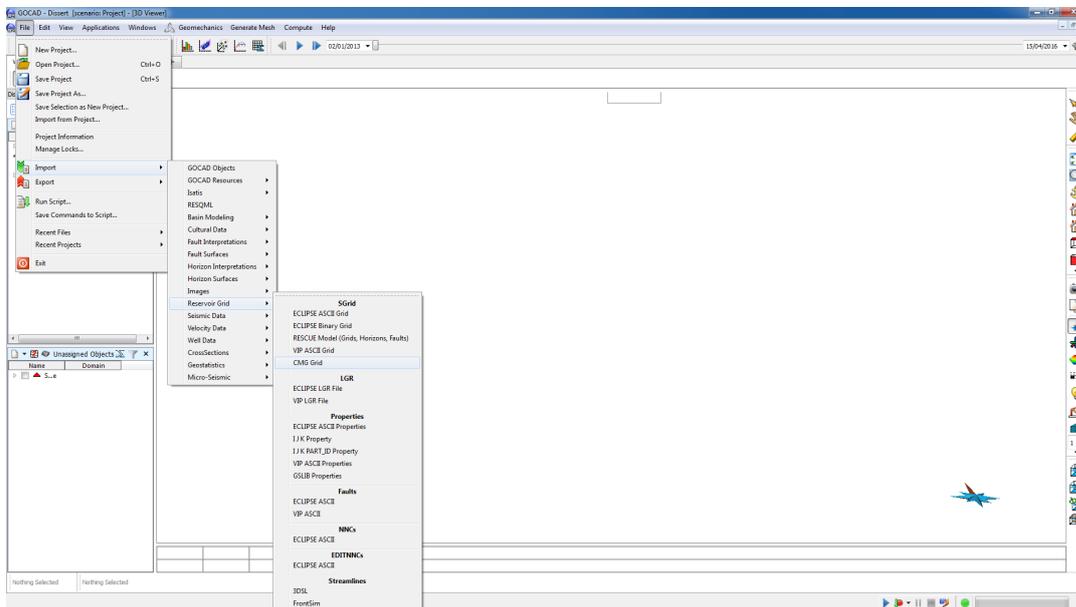


Figura 5.13: Importação dos resultados da simulação de fluxo.

6

Estudo de caso

O caso de estudo escolhido para esta dissertação é um modelo simplificado do campo de Namorado. Este campo possui dados reais disponibilizado pela ANP/Petrobras com o objetivo de fomentar o estudo de simulações de reservatórios.

Análises do campo citado através da simulação hidro-mecânica pode ser encontrada em trabalhos como Inoue et al [14], Fontoura et al [28] e Righetto et al [29]. O diferencial é que, na aplicação aqui apresentada, foi utilizado o fluxo de trabalho sugerido de forma a agilizar a realização da análise e aprimorar a visualização de resultados.

6.1

Modelo do simulador de fluxo

O modelo fornecido para o campo de Namorado conta com 9 poços produtores e 6 injetores. Como o objetivo é gerar uma prova de conceito, a análise realizada utiliza-se de apenas dos poço produtores e os injetores foram removidos deste estudo de caso. O período analisado é de aproximadamente 3 anos de produção.

O *grid* de fluxo é formado por 83 x 45 x 23 blocos nas direções noroeste-sudeste, sudoeste-noroeste e vertical totalizando 85905 blocos. As dimensões do reservatório podem ser observadas na figura 6.1.

A porosidade considerada na forma simples, ou seja, o reservatório não é fraturado (esquema dupla porosidade). A tabela 6.1 apresenta as propriedades utilizadas no simulador de fluxo.

6.2

Modelo geomecânico

A malha para a parte mecânica da simulação foi definida, conforme o explicitado anteriormente, a partir do *grid* de fluxo utilizando o *plug-in* desenvolvido. Assim, todas as falhas foram removidas da malha e elementos foram adicionados para representar as rochas adjacentes. O tamanho e quantidade de divisões utilizadas no modelo são apresentadas na tabela 6.3. É

Tabela 6.1: Propriedades utilizadas.

Parâmetro	Valor	Unidade
Compressibilidade da rocha	5e-5	1/(kg/cm ²)
Compressibilidade dos poros	322	kg/cm ²
Coefficiente porosidade/compressibilidade	0.000053	1/(kg/cm ²)
Pressão de referência	322	kg/cm ²
Massa específica do óleo	866	kg/m ³
Massa específica do gás	0.910539	kg/m ³
Massa específica da água	1010	kg/m ³
Pressão inicial de referencia @3000 m	321.9214	kg/cm ²
Contato óleo água	3100.000	m
Contato gás-óleo	1000	m
Ponto de bolha	248.03	kg/cm ²
Grau API do óleo	27.5	°API
Permeabilidade horizontal	9,86.10 ⁻¹⁴	m ² /(100mD)
Permeabilidade vertical	9,86.10 ⁻¹⁵	m ² /(1D)
Porosidade inicial	0.25	
Taxa de produção (por poço)	1000	m ³ /dia

Tabela 6.2: Tabela PVT.

P ($\frac{kg}{cm^2}$)	Rs ($\frac{sm^3}{sm^3}$)	Bo ($\frac{rm^3}{sm^3}$)	Bg ($\frac{rm^3}{sm^3}$)	VisO (cP)	VisG (cP)	co (cm ² /kg)
1.030	0.000	1.0600	0.637000	5.380	0.01030	0.000181021
41.030	30.740	1.1970	0.031850	3.180	0.01700	0.000161395
81.030	48.930	1.2450	0.015540	2.650	0.02050	0.000155744
121.030	65.980	1.2880	0.010130	2.290	0.02400	0.000150249
161.030	83.840	1.3310	0.007450	2.000	0.02430	0.000143348
201.100	102.500	1.3780	0.006020	1.770	0.02450	0.000141559
248.030	126.500	1.4390	0.005040	1.570	0.02500	0.00013442
261.030	133.000	1.4480	0.004000	1.450	0.02510	0.000130947
301.030	153.030	1.4940	0.003500	1.320	0.02520	0.000128829
341.030	174.060	1.5560	0.003100	1.220	0.02530	0.000126055
361.030	184.090	1.5820	0.002900	1.160	0.02540	0.000123094
500.030	270.290	1.7630	0.002100	0.800	0.02580	0.000111577

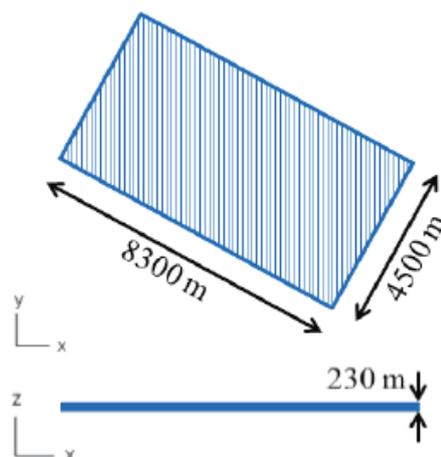


Figura 6.1: Dimensões do *grid* do reservatório (adaptado de Inoue et al [14]).

importante ressaltar que todo o procedimento para preparação da malha foi realizado em poucos minutos cumprindo o objetivo ao qual o fluxo de trabalho foi desenvolvido.

Tabela 6.3: Extensão da malha.

Direção	Comprimento (m)	Nº de elementos
Extensão lateral noroeste-sudeste	500	5
Extensão lateral nordeste-sudoeste	500	5
Extensão vertical abaixo do reservatório	1000	5
Extensão vertical até o leito marinho	3000	10
Numero total de elementos		245520

A tabela 6.4 apresenta os parâmetros mecânicos utilizados na análise para cada região do modelo. As regiões são referentes as extensões realizadas e devem possuir propriedades que reflitam as rochas que estas representam. Para a finalidade acadêmica o numero de regiões considerada é reduzida e as propriedades foram aplicadas de forma simples. O Gocad permite a atribuição espacial destas propriedades a partir do modelo geológico detalhado do entorno do campo, dados aos quais não tivemos acesso.

6.3

Aplicação do fluxo de trabalho

As figuras 6.2 a 6.7 apresentam as condições da malha gerada correspondente a cada passo do *workflow*.

Os dados referente a cada passo foram preenchidos nas janelas apresentadas no capítulo 5. Uma única região representa as camadas acima do reservatório. Vale ressaltar que em casos reais devem ser definidos horizontes

Tabela 6.4: Parâmetros utilizados na análise do campo de Namorado.

Parâmetro	Valor
Reservatório	
Módulo de Young	1.0 GPa
Coefficiente de Poisson	0.25
Camadas inferiores	
Módulo de Young	70.0 GPa
Coefficiente de Poisson	0.25
Camadas lateralmente adjacentes	
Módulo de Young	70.0 GPa
Coefficiente de Poisson	0.25
Camadas Superiores	
Módulo de Young	70.0 GPa
Coefficiente de Poisson	0.25

Figura 6.2: Malha obtida no 2º passo do *workflow* para o campo de Namorado).

geológicos para extensão neste sentido de forma a definir corretamente as camadas de rocha em cada região.

Com a malha de elementos finitos pronta foi disparado o programa de acoplamento Hermes. A análise realizada seguiu a metodologia de acoplamento iterativo em duas vias (*two-way*) e utilizou o IMEX para a solução de fluxo e o programa Abaqus para a solução de tensões. Os resultados obtidos foram então carregados no Gocad e são apresentados na seção a seguir.

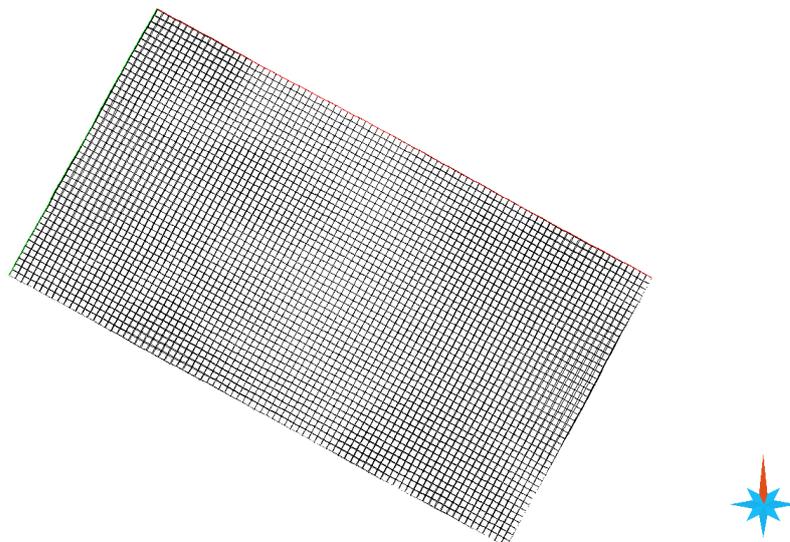


Figura 6.3: Malha obtida no 3º passo do *workflow* para o campo de Namorado).

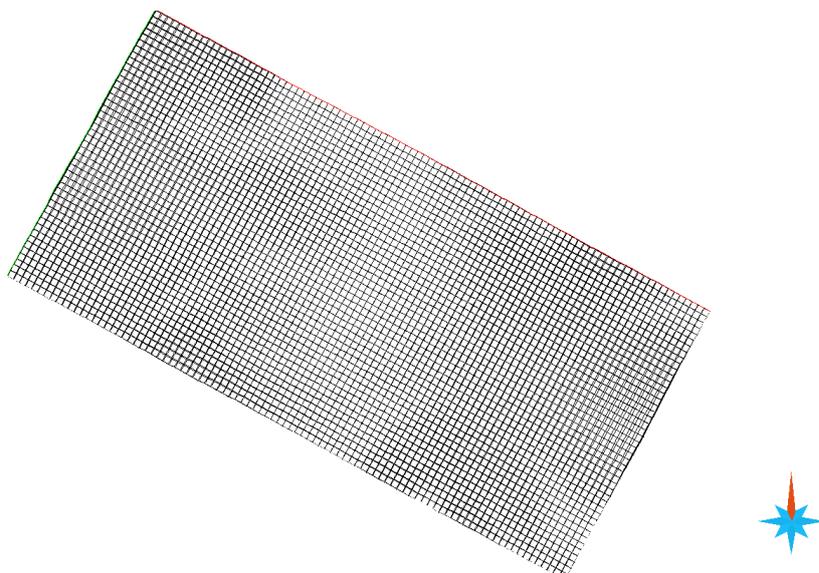


Figura 6.4: Malha obtida no 4º passo do *workflow* para o campo de Namorado).

6.4

Resultados obtidos

Os resultados da análise foram carregados no Gocad para validação do processo. A figura 6.8 apresenta a variação de pressão que ocorreu no reservatório durante a produção até a data final da simulação. Estes dados foram carregados a partir dos arquivos de resultados do simulador de fluxo.

A variação da saturação de óleo é apresentada na figura 6.9 e pode ser também comparada com a simulação ordinária.

Outro grande diferencial da análise acoplada dentro da metodologia

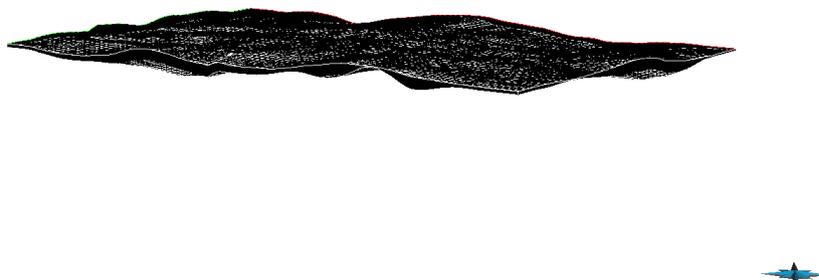


Figura 6.5: Malha obtida no 5° passo do *workflow* para o campo de Namorado).

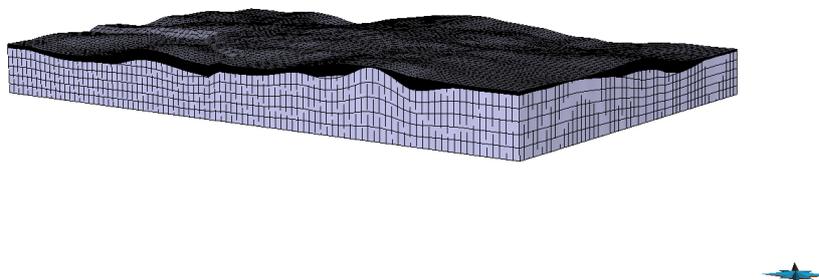


Figura 6.6: Malha obtida no 6° passo do *workflow* para o campo de Namorado).

descrita é a obtenção das estimativas de deslocamento, deformação e tensões no campo ao longo da produção. Tais dados podem ser utilizados para verificar os fenômenos de compactação do reservatório, subsidência do leito marinho e, futuramente, utilizar os dados de tensões para verificar as estanqueidade do selo do reservatório e das falhas presentes no modelo. As figuras 6.10 e 6.11 apresentam respectivamente os resultados de tensão e deslocamento carregados no Gocad a partir dos arquivos de saída do programa de elementos finitos.

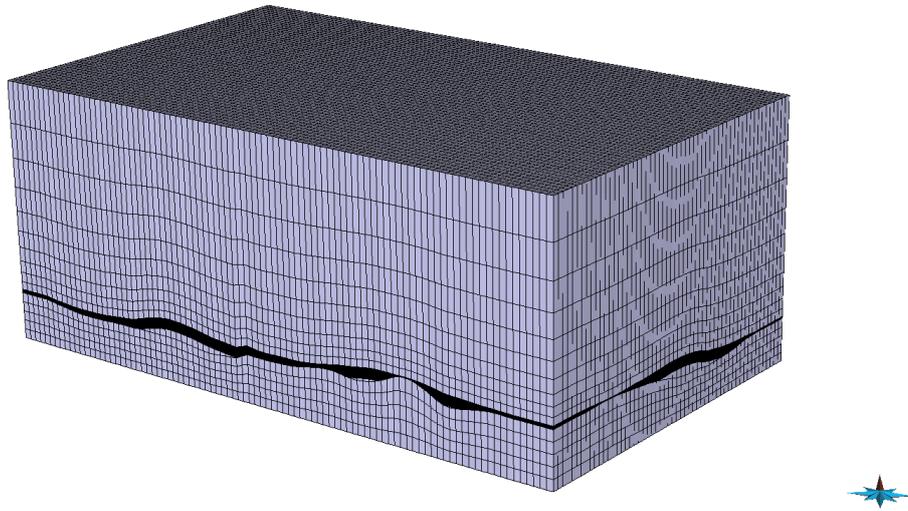


Figura 6.7: Malha obtida no 7º passo do *workflow* para o campo de Namorado).

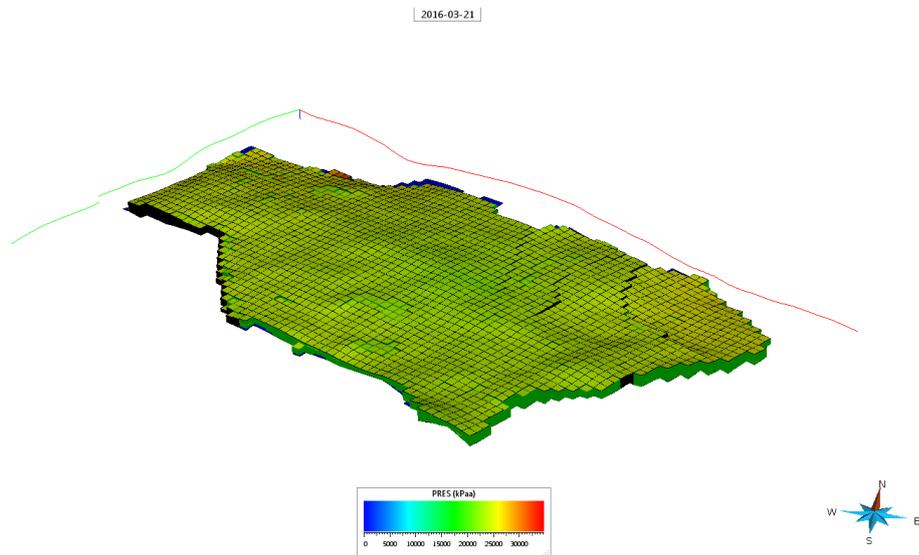


Figura 6.8: Evolução da pressão para o estudo de caso (tempo 1200 dias).

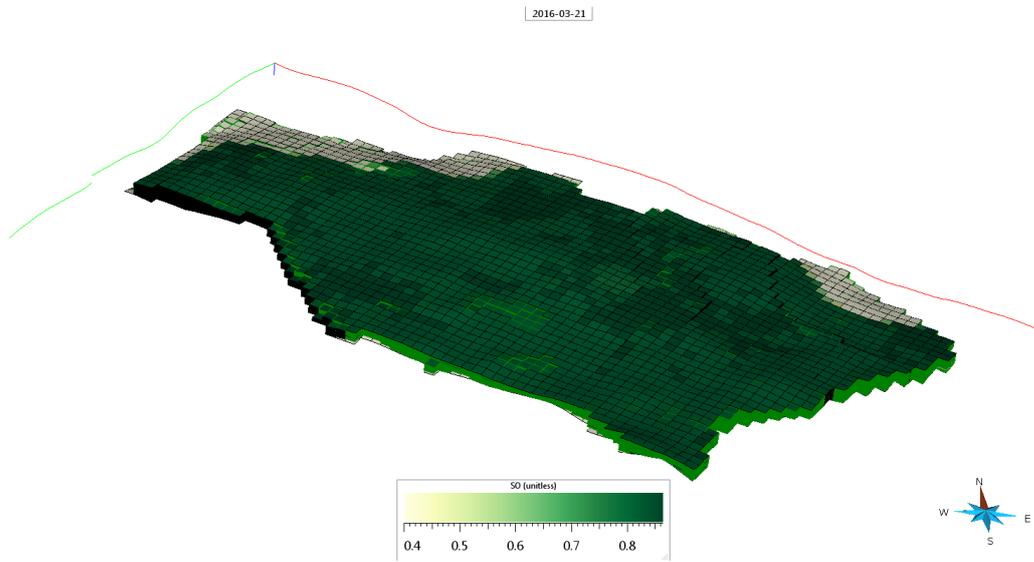


Figura 6.9: Evolução da saturação para o estudo de caso (tempo 1200 dias).

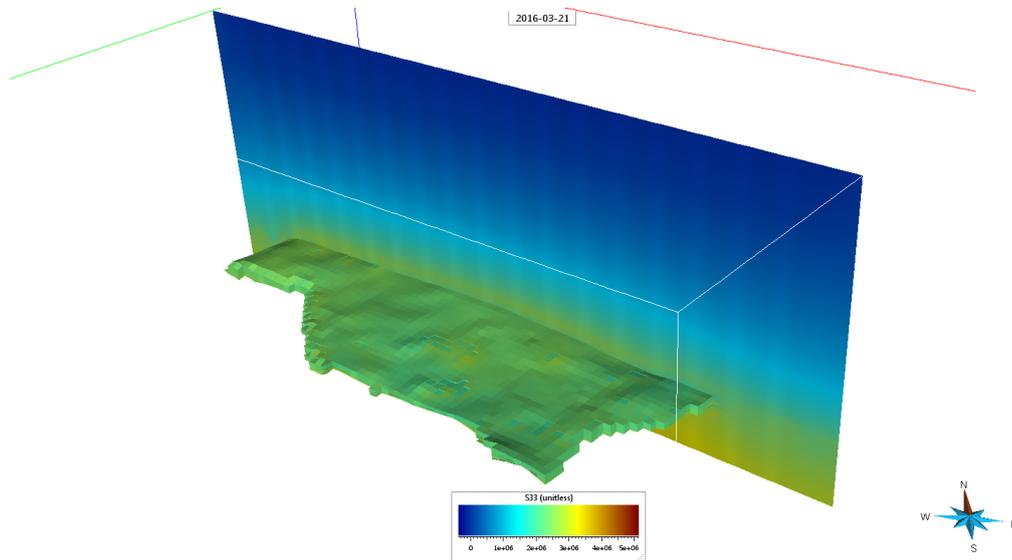


Figura 6.10: Evolução da tensão vertical para o estudo de caso (tempo 1200 dias).

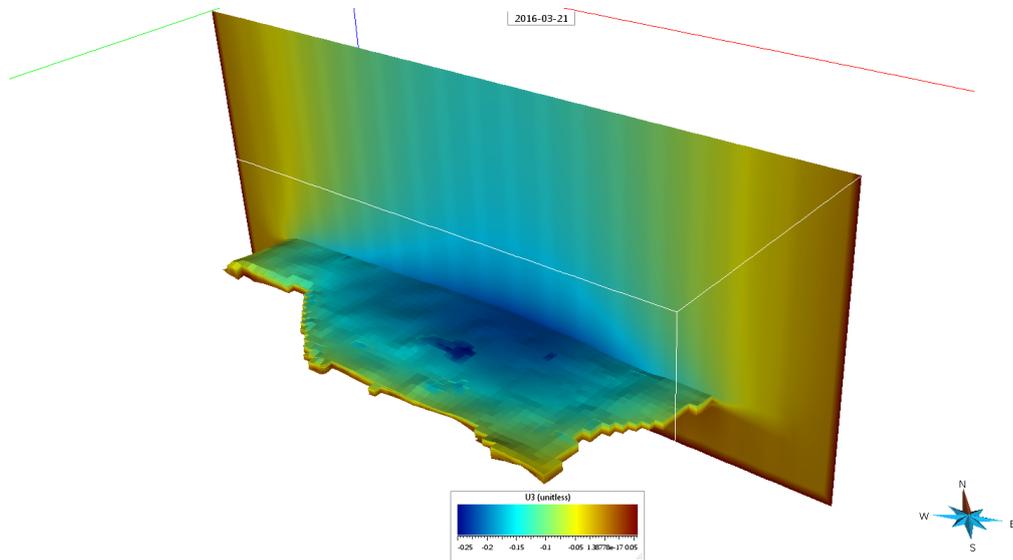


Figura 6.11: Evolução do deslocamento vertical para o estudo de caso (tempo 1200 dias).

7

Conclusões e Recomendações

7.1

Conclusões

- O principal objetivo alcançado pela presente dissertação é adequar os passos necessários para a realização da análise acoplada a um fluxo intuitivo que possa fazer parte da rotina da engenharia de reservatório.
- A escolha do modelador geológico Gocad adicionando funcionalidades através do desenvolvimento de um *plugin* mostrou-se uma excelente abordagem para a metodologia.
- A organização dos passos a serem realizados em fluxo de trabalho (*workflow*) tornou a aplicação ainda mais simples e direta. Este fluxo de trabalho permite popular a malha com as propriedades mecânicas e possibilita a escolha das principais opções para a execução do acoplamento.
- A geração de malha a partir do *grid* de fluxo tornou-se extremamente prática e adequada às propostas assumidas para a metodologia de simulação. Esta tarefa que tomava horas utilizando ferramentas comerciais disponíveis, agora pode ser realizada em questão de minutos.
- A ferramenta para monitorar a execução da análise foi modelada de forma a apresentar todas as informações necessárias para acompanhar a execução do programa de acoplamento (Hermes). Eventuais problemas podem ser observados no painel de *log* e os resultados são enumerados a medida em que as iterações sobre os passos de tempo da análise são concluídos. Outro importante recurso da ferramenta é a capacidade de preparar a inicialização de tensões do modelo antes da sua execução propriamente dita.

- A apresentação dos resultados de fluxo e tensões no ambiente integrado (Gocad) é consideravelmente prático. A versatilidade de visualização e as diversas ferramentas disponíveis no modelador facilitam a análise dos dados e tomada de decisão por parte do analista.

7.2

Recomendações Finais para Trabalhos Futuros

Existe um vasto campo para aplicações mais avançadas de simulações geomecânicas acopladas. Assim pode-se enumerar algumas sugestões para trabalhos futuros:

- Melhoria na geração de malha de elementos finitos tais como:
 - Criação de malhas mais complexas (não-estruturadas/tetraedros).
 - Alternativas à suavização de falhas.
 - Ferramentas para análise dos aspectos dos elementos para evitar distorções jacobianas.
 - Opções ao tratamento de *pinch-out*.
 - Ferramentas para utilização de técnicas de submodelagem ([30]).
- Desenvolvimento de soluções numéricas para consideração de falhas.
- Adequação aos problemas de fraturamento hidráulico dado o grande interesse recente da indústria para estas aplicações.

Referências Bibliográficas

- [1] SETTARI, A.; WALTERS, D. A. et al. Advances in coupled geomechanical and reservoir modeling with applications to reservoir compaction. *Spe Journal*, Society of Petroleum Engineers, v. 6, n. 03, p. 334–342, 2001.
- [2] DEAN, R. H. et al. A comparison of techniques for coupling porous flow and geomechanics. *SPE JOURNAL-RICHARDSON-*, SPE INC., v. 11, n. 1, p. 132, 2006.
- [3] SAMIER, P.; GENNARO, S. D. et al. Practical iterative coupling of geomechanics with reservoir simulation. In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *SPE Reservoir Simulation Symposium*. [S.l.], 2007.
- [4] INOUE, N.; FONTOURA, S. A. da. Answers to some questions about the coupling between fluid flow and rock deformation in oil reservoirs. In: *SPE/EAGE Reservoir Characterization & Simulation Conference*. [S.l.: s.n.], 2009.
- [5] ROSA, A. J.; CARVALHO, R. de S.; XAVIER, J. A. D. *Engenharia de reservatórios de petróleo*. [S.l.]: Interciência, 2006.
- [6] ERTEKIN, T.; ABOU-KASSEM, J. H.; KING, G. R. *Basic applied reservoir simulation*. [S.l.]: Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2001.
- [7] HERWANGER, J. V.; HORNE, S. A. Linking reservoir geomechanics and time-lapse seismics: Predicting anisotropic velocity changes and seismic attributes. *Geophysics*, Society of Exploration Geophysicists, v. 74, n. 4, p. W13–W33, 2009.
- [8] SULAK, R. et al. 3d reservoir simulation of ekofisk compaction drive (includes associated papers 24317 and 24400). *Journal of Petroleum Technology*, Society of Petroleum Engineers, v. 43, n. 10, p. 1–272, 1991.
- [9] RIGHETTO, G. L. *Simulação Hidromecânica de Reativação de Falhas em Reservatórios de Petróleo: Abordagens por Interações de Contato e Plasticidade*. Dissertação (Mestrado) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2012.
- [10] ZOBACK, M. D.; ZINKE, J. C. Production-induced normal faulting in the valhall and ekofisk oil fields. In: *The Mechanism of Induced Seismicity*. [S.l.]: Springer, 2002. p. 403–420.

- [11] ODEH, A. S. An overview of mathematical modeling of the behavior of hydrocarbon reservoirs. *SIAM Review*, SIAM, v. 24, n. 3, p. 263–273, 1982.
- [12] HUBBERT, M. K. et al. Darcy's law and the field equations of the flow of underground fluids. Society of Petroleum Engineers, 1956.
- [13] GROUP, C. M. et al. *IMEX User's Manual*. [S.l.]: Alberta, Canada, Calgary, 2005.
- [14] INOUE, N. et al. Assessment of different numerical methodologies applied to reservoir geomechanics. In: *XXXII CILAMCE-Iberian Latin American Congress on Computational Methods in Engineering. Ouro Preto, Brazil*. [S.l.: s.n.], 2011.
- [15] BIOT, M. A. General theory of three-dimensional consolidation. *Journal of applied physics*, v. 12, n. 2, p. 155–164, 1941.
- [16] GUTIERREZ, M.; LEWIS, R. The role of geomechanics in reservoir simulation. In: *EUROCK 98. Symposium*. [S.l.: s.n.], 1998.
- [17] MAINGUY, M.; LONGUEMARE, P. Coupling fluid flow and rock mechanics: formulations of the partial coupling between reservoir and geomechanical simulators. *Oil & Gas Science and Technology*, IFP, v. 57, n. 4, p. 355–367, 2002.
- [18] TERZAGHI, K. *Erdbaumechanik auf bodenphysikalischer grundlage*. 1925.
- [19] INOUE, N.; FONTOURA, S. Explicit coupling between flow and geomechanical simulators. In: *International Conference on Computational Methods for Coupled Problems in Science and Engineering proceedings. Ischia Island, Italy*. [S.l.: s.n.], 2009.
- [20] PEREIRA, L. C. *SIMULAÇÃO DE FLUXO EM RESERVATÓRIOS SOB EFEITO DA COMPACTAÇÃO*. Dissertação (Mestrado) — UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, 2007.
- [21] ITO, Y. et al. Development and application of pseudo-functions for reservoir simulation to represent shear failure during the cyclic steam process. In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *SPE International Thermal Operations Symposium*. [S.l.], 1993.
- [22] FALCÃO, F. d. O. L. *SIMULAÇÃO HIDROMECAÂNICA RESERVATÓRIO CARBONÁTICO DE PETRÓLEO ATRAVÉS DE*

- PSEUDOACOPLAMENTO*. Tese (Doutorado) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2013.
- [23] THOMAS, L. et al. Coupled geomechanics and reservoir simulation. *SPE Journal*, Society of Petroleum Engineers, v. 8, n. 04, p. 350–358, 2003.
- [24] LISEIKIN, V. D. *Grid generation methods*. [S.l.]: Springer, 2009.
- [25] BATISTA, V. H. F. *Geração de Malhas Não-Estruturadas Tetraédricas Utilizando um Método de Avanço de Fronteira*. Dissertação (Mestrado) — UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, 2005.
- [26] LÖHNER, R.; CAMBEROS, J.; MERRIAM, M. Parallel unstructured grid generation. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, Elsevier, v. 95, n. 3, p. 343–357, 1992.
- [27] INOUE, N.; FONTOURA, S. Finite element methods on gpu. 2011.
- [28] FONTOURA, S. et al. Workflow for wellbore integrity analysis during reservoir development. *OTC Brasil*, Offshore Technology Conference, 2013.
- [29] RIGHETTO, G. et al. A smart way to build geomechanical models and analyze casing collapse during the petroleum field development. 2014.
- [30] LAUTENSCHLAGER, C. E. R. et al. Advances on partial coupling in reservoir simulation: A new scheme of hydromechanical coupling. In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *North Africa Technical Conference and Exhibition*. [S.l.], 2013.


```

**RESTART 1
**DIM *MDCHYT 1500
**-----

**
**-----
** Parte 2: Descrição do Reservatório
**-----

**
**GRID *CORNER 83 45 23
**KDIR *DOWN
**NOLIST
**INCLUDE 'IMEXcoord.inc'
**INCLUDE 'IMEXzcorn.inc'
**INCLUDE 'IMEXnull.inc'
**INCLUDE 'IMEXpor.inc'
**INCLUDE 'IMEXnetgross.inc'
**INCLUDE 'IMEXpermi.inc'
**INCLUDE 'IMEXpermj.inc'
**INCLUDE 'IMEXpermk.inc'
**LIST
**PRPOR 322
**CPOR 5e-5
**NOLIST
**INCLUDE 'IMEXcrock.inc'
**INCLUDE 'IMEXctype.inc'
**LIST
**
**CORNER-TOL 0.050 ** DEFAULT = 0.050 M
**PINCHOUT-TOL 0.050 ** DEFAULT = CORNER-TOL = 0.050 M
**
** Number of compressibilities
**NCOMP 1000

** Change permeabilities (NO)
**PERM 0
**
** Maximum Number of iteration at time step
**MAXIT 2
**
** If convergence is not reached, reduce time step (YES)
**CORRT 0
**
** Tolerance for convergence of the stress flow coupling analysis
**TOLSTRFLOW 5

** Abaqus restart (No)
**ABAQREST 0

**
**-----
** Parte 3: Propriedades dos Componentes
**-----

**
**MODEL *BLACKOIL

** Temperatura do Reservatório (C)

```

*TRES 90.000

**

** Regiao 1

**

*PVT *BG 1

** P	Rs	Bo	Bg	Vis0	VisG	co
** (kg/cm2)	(sm3/sm3)	(rm3/sm3)	(rm3/sm3)	(cP)	(cP)	(cm2/kg)
1.030	0.000000	1.06000000	0.63700000	5.38000000	0.01030000	0.000181021
41.030	30.740000	1.19700000	0.03185000	3.18000000	0.01700000	0.000161395
81.030	48.930000	1.24500000	0.01554000	2.65000000	0.02050000	0.000155744
121.030	65.980000	1.28800000	0.01013000	2.29000000	0.02400000	0.000150249
161.030	83.840000	1.33100000	0.00745000	2.00000000	0.02430000	0.000143348
201.100	102.500000	1.37800000	0.00602000	1.77000000	0.02450000	0.000141559
248.030	126.500000	1.43900000	0.00504000	1.57000000	0.02500000	0.00013442
261.030	133.000000	1.44800000	0.00400000	1.45000000	0.02510000	0.000130947
301.030	153.030000	1.49400000	0.00350000	1.32000000	0.02520000	0.000128829
341.030	174.060000	1.55600000	0.00310000	1.22000000	0.02530000	0.000126055
361.030	184.090000	1.58200000	0.00290000	1.16000000	0.02540000	0.000123094
500.030	270.290000	1.76300000	0.00210000	0.80000000	0.02580000	0.000111577

**

**

** Regiao 2

**

*PVT *BG 2

** P	Rs	Bo	Bg	Vis0	VisG	co
** (kg/cm2)	(sm3/sm3)	(rm3/sm3)	(rm3/sm3)	(cP)	(cP)	(cm2/kg)
1.030	0.000000	1.06000000	0.63700000	5.38000000	0.01030000	0.000181021
41.030	30.740000	1.19700000	0.03185000	3.18000000	0.01700000	0.000161395
81.030	48.930000	1.24500000	0.01554000	2.65000000	0.02050000	0.000155744
121.030	65.980000	1.28800000	0.01013000	2.29000000	0.02400000	0.000150249
161.030	83.840000	1.33100000	0.00745000	2.00000000	0.02430000	0.000143348
201.100	102.500000	1.37800000	0.00602000	1.77000000	0.02450000	0.000141559
248.030	126.500000	1.43900000	0.00504000	1.57000000	0.02500000	0.00013442
261.030	133.000000	1.44800000	0.00400000	1.45000000	0.02510000	0.000130947
301.030	153.030000	1.49400000	0.00350000	1.32000000	0.02520000	0.000128829
341.030	174.060000	1.55600000	0.00310000	1.22000000	0.02530000	0.000126055
361.030	184.090000	1.58200000	0.00290000	1.16000000	0.02540000	0.000123094
500.030	270.290000	1.76300000	0.00210000	0.80000000	0.02580000	0.000111577

**

**

** Regiao 3

**

*PVT *BG 3

** P	Rs	Bo	Bg	Vis0	VisG	co
** (kg/cm2)	(sm3/sm3)	(rm3/sm3)	(rm3/sm3)	(cP)	(cP)	(cm2/kg)
1.030	0.000000	1.06000000	0.63700000	5.38000000	0.01030000	0.000181021
41.030	30.740000	1.19700000	0.03185000	3.18000000	0.01700000	0.000161395
81.030	48.930000	1.24500000	0.01554000	2.65000000	0.02050000	0.000155744
121.030	65.980000	1.28800000	0.01013000	2.29000000	0.02400000	0.000150249
161.030	83.840000	1.33100000	0.00745000	2.00000000	0.02430000	0.000143348
201.100	102.500000	1.37800000	0.00602000	1.77000000	0.02450000	0.000141559
248.030	126.500000	1.43900000	0.00504000	1.57000000	0.02500000	0.00013442
261.030	133.000000	1.44800000	0.00400000	1.45000000	0.02510000	0.000130947
301.030	153.030000	1.49400000	0.00350000	1.32000000	0.02520000	0.000128829
341.030	174.060000	1.55600000	0.00310000	1.22000000	0.02530000	0.000126055
361.030	184.090000	1.58200000	0.00290000	1.16000000	0.02540000	0.000123094

```

500.030 270.290000 1.76300000 0.00210000 0.80000000 0.02580000 0.000111577
**
**
** Regiao 4
**
** *PVT *BG 4
**   P           Rs           Bo           Bg           Vis0           VisG           co
**   (kg/cm2)   (sm3/sm3)   (rm3/sm3)   (rm3/sm3)   (cP)           (cP)           (cm2/kg)
1.030 0.000000 1.06000000 0.63700000 5.38000000 0.01030000 0.000181021
41.030 30.740000 1.19700000 0.03185000 3.18000000 0.01700000 0.000161395
81.030 48.930000 1.24500000 0.01554000 2.65000000 0.02050000 0.000155744
121.030 65.980000 1.28800000 0.01013000 2.29000000 0.02400000 0.000150249
161.030 83.840000 1.33100000 0.00745000 2.00000000 0.02430000 0.000143348
201.100 102.500000 1.37800000 0.00602000 1.77000000 0.02450000 0.000141559
248.030 126.500000 1.43900000 0.00504000 1.57000000 0.02500000 0.00013442
261.030 133.000000 1.44800000 0.00400000 1.45000000 0.02510000 0.000130947
301.030 153.030000 1.49400000 0.00350000 1.32000000 0.02520000 0.000128829
341.030 174.060000 1.55600000 0.00310000 1.22000000 0.02530000 0.000126055
361.030 184.090000 1.58200000 0.00290000 1.16000000 0.02540000 0.000123094
500.030 270.290000 1.76300000 0.00210000 0.80000000 0.02580000 0.000111577

```

```

**
**
** Regiao 5
**
** *PVT *BG 5
**   P           Rs           Bo           Bg           Vis0           VisG           co
**   (kg/cm2)   (sm3/sm3)   (rm3/sm3)   (rm3/sm3)   (cP)           (cP)           (cm2/kg)
1.030 0.000000 1.06000000 0.63700000 5.38000000 0.01030000 0.000181021
41.030 30.740000 1.19700000 0.03185000 3.18000000 0.01700000 0.000161395
81.030 48.930000 1.24500000 0.01554000 2.65000000 0.02050000 0.000155744
121.030 65.980000 1.28800000 0.01013000 2.29000000 0.02400000 0.000150249
161.030 83.840000 1.33100000 0.00745000 2.00000000 0.02430000 0.000143348
201.100 102.500000 1.37800000 0.00602000 1.77000000 0.02450000 0.000141559
248.030 126.500000 1.43900000 0.00504000 1.57000000 0.02500000 0.00013442
261.030 133.000000 1.44800000 0.00400000 1.45000000 0.02510000 0.000130947
301.030 153.030000 1.49400000 0.00350000 1.32000000 0.02520000 0.000128829
341.030 174.060000 1.55600000 0.00310000 1.22000000 0.02530000 0.000126055
361.030 184.090000 1.58200000 0.00290000 1.16000000 0.02540000 0.000123094
500.030 270.290000 1.76300000 0.00210000 0.80000000 0.02580000 0.000111577

```

```

** Massa especifica do óleo
*DENSITY *OIL      866

```

```

** Massa especifica do gás
*DENSITY *GAS      0.910539      ** Regiao 1
*DENSITY *GAS      0.910539      ** Regiao 2
*DENSITY *GAS      0.910539      ** Regiao 3
*DENSITY *GAS      0.910539      ** Regiao 4
*DENSITY *GAS      0.910539      ** Regiao 5

```

```

** Massa especifica da água
*DENSITY *WATER    1010      ** Regiao 1

```

```
*DENSITY *WATER      1010      ** Regiao 2
*DENSITY *WATER      1010      ** Regiao 3
*DENSITY *WATER      1010      ** Regiao 4
*DENSITY *WATER      1010      ** Regiao 5
```

```
*CVO      0.00176
*BWI      1.043
*CW      4.9e-005
*REFPW      1
*VWI      0.6
*CVW      0
*INCLUDE 'IMEXpctype.inc'
```

```
**
**-----
```

** Parte 4: Propriedades Rocha-Fluido

```
**-----
**
```

*ROCKFLUID

*RPT 1

** Tabela de Permeabilidade Relativa Óleo-água

*SWT

** Sw	Krw	Krow	Pcow
** (adm)	(adm)	(adm)	(kg/cm2)
0.18000000	0.00000000	0.78000000	0.000
0.22000000	0.00000000	0.68459000	0.000
0.27000000	0.00000000	0.57381000	0.000
0.30000000	0.00001000	0.51189000	0.000
0.35000000	0.00006000	0.41631000	0.000
0.40000000	0.00031000	0.33031000	0.000
0.43000000	0.00068000	0.28334000	0.000
0.45000000	0.00108000	0.25397000	0.000
0.50000000	0.00303000	0.18735000	0.000
0.55000000	0.00734000	0.13058000	0.000
0.60000000	0.01587000	0.08375000	0.000
0.63000000	0.02415000	0.06049000	0.000
0.65000000	0.03146000	0.04702000	0.000
0.70000000	0.05821000	0.02058000	0.000
0.75000000	0.10177000	0.00473000	0.000
0.80000000	0.16000000	0.00000000	0.000
1.00000000	1.00000000	0.00000000	0.000

** Tabela de Permeabilidade Relativa Gás-Óleo

*SLT

** Sl	Krg	Krog	Pcog
** (adm)	(adm)	(adm)	(kg/cm2)
0.18400000	0.52000000	0.00000000	0.000
0.18500000	0.52000000	0.00000000	0.000
0.20000000	0.51700000	0.00000000	0.000
0.39000000	0.51000000	0.00000000	0.000
0.40000000	0.50500000	0.01000000	0.000
0.43000000	0.47000000	0.05000000	0.000
0.50000000	0.38000000	0.10000000	0.000
0.55000000	0.30000000	0.17000000	0.000
0.60000000	0.11000000	0.31000000	0.000
0.62500000	0.07500000	0.37000000	0.000
0.65000000	0.05000000	0.42000000	0.000

0.67500000	0.03000000	0.46000000	0.000
0.70000000	0.01000000	0.49500000	0.000
0.72500000	0.00900000	0.53500000	0.000
0.75000000	0.00750000	0.56000000	0.000
0.77500000	0.00700000	0.58500000	0.000
0.80000000	0.00600000	0.61000000	0.000
0.82500000	0.00550000	0.63000000	0.000
0.85000000	0.00500000	0.65000000	0.000
0.87500000	0.00300000	0.67000000	0.000
0.90000000	0.00200000	0.68500000	0.000
0.92500000	0.00150000	0.70000000	0.000
0.95000000	0.00110000	0.71500000	0.000
0.97000000	0.00000000	0.72500000	0.000
0.98000000	0.00000000	0.73000000	0.000
0.99000000	0.00000000	0.73500000	0.000
1.00000000	0.00000000	0.78000000	0.000

*RPT 2

** Tabela de Permeabilidade Relativa Óleo-Água

*SWT

** Sw	Krw	Krow	Pcow
** (adm)	(adm)	(adm)	(kg/cm2)
0.14000000	0.00000000	0.71800000	0.000
0.18000000	0.03156000	0.44515000	0.000
0.22000000	0.06888000	0.26601000	0.000
0.27000000	0.11900000	0.13146000	0.000
0.30000000	0.15034000	0.08286000	0.000
0.35000000	0.20420000	0.03549000	0.000
0.40000000	0.25972000	0.01344000	0.000
0.43000000	0.29370000	0.00695000	0.000
0.45000000	0.31660000	0.00431000	0.000
0.50000000	0.37466000	0.00110000	0.000
0.55000000	0.43374000	0.00020000	0.000
0.60000000	0.49375000	0.00002000	0.000
0.63000000	0.53015000	0.00000000	0.000
0.65000000	0.55458000	0.00000000	0.000
0.70000000	0.61617000	0.00000000	0.000
0.75000000	0.64100000	0.00000000	0.000
1.00000000	1.00000000	0.00000000	0.000

** Tabela de Permeabilidade Relativa Gás-Óleo

*SLT

** Sl	Krg	Krog	Pcog
** (adm)	(adm)	(adm)	(kg/cm2)
0.14400000	0.52000000	0.00000000	0.000
0.18500000	0.52000000	0.00000000	0.000
0.20000000	0.51700000	0.00000000	0.000
0.39000000	0.51000000	0.00000000	0.000
0.40000000	0.50500000	0.01000000	0.000
0.43000000	0.47000000	0.05000000	0.000
0.50000000	0.38000000	0.10000000	0.000
0.55000000	0.30000000	0.17000000	0.000
0.60000000	0.11000000	0.31000000	0.000
0.62500000	0.07500000	0.37000000	0.000
0.65000000	0.05000000	0.42000000	0.000
0.67500000	0.03000000	0.46000000	0.000
0.70000000	0.01000000	0.49500000	0.000

```

0.72500000 0.00900000 0.53500000 0.000
0.75000000 0.00750000 0.56000000 0.000
0.77500000 0.00700000 0.58500000 0.000
0.80000000 0.00600000 0.61000000 0.000
0.82500000 0.00550000 0.63000000 0.000
0.85000000 0.00500000 0.65000000 0.000
0.87500000 0.00300000 0.67000000 0.000
0.90000000 0.00200000 0.68500000 0.000
0.92500000 0.00150000 0.70000000 0.000
0.95000000 0.00110000 0.71100000 0.000
0.97000000 0.00000000 0.71300000 0.000
0.98000000 0.00000000 0.71500000 0.000
0.99000000 0.00000000 0.71600000 0.000
1.00000000 0.00000000 0.71800000 0.000

```

*NOLIST

*INCLUDE 'IMEXrtype.inc'

*LIST

**

**-----

** Parte 5: Condições Iniciais

**-----

**

*INITIAL

*VERTICAL *DEPTH_AVE *WATER_OIL_GAS

**

** Regiao 1

** Regiao 1

** Regiao 1

** Regiao 1

** DATUM para gravacao

REFDEPTH 3000.000

REFPRES 321.9214

DWOC 3100.000

DGOC 1000.000

DATUMDEPTH 3000.000 INITIAL

** Regiao 2

** Regiao 2

** Regiao 2

** Regiao 2

** DATUM para gravacao

REFDEPTH 3000.000

REFPRES 321.9214

DWOC 3121.000

DGOC 1000.000

DATUMDEPTH 3000.000 INITIAL

** Regiao 3

** Regiao 3

** Regiao 3

** Regiao 3

** DATUM para gravacao

REFDEPTH 3000.000
 REFPRES 321.9214
 DWOC 3152.000
 DGOC 1000.000

DATUMDEPTH 3000.000 INITIAL

** Regiao 4
 ** Regiao 4
 ** Regiao 4
 ** Regiao 4
 ** DATUM para gravacao
 REFDEPTH 3000.000
 REFPRES 321.9214
 DWOC 3174.000
 DGOC 1000.000

DATUMDEPTH 3000.000 INITIAL

** Regiao 5
 ** Regiao 5
 ** Regiao 5
 ** Regiao 5
 ** DATUM para gravação
 REFDEPTH 3000.000
 REFPRES 321.9214
 DWOC 3192.000
 DGOC 1000.000

DATUMDEPTH 3000.000 INITIAL

** Pressão de bolha (todas as células)
 *PB *CON 248.03

**
 **-----

** Parte 6: Métodos Numéricos

**-----
 **

**
 *NUMERICAL
 *MAXSTEPS 1200
 *DTMAX 365
 *DTMIN 0.1

**

***MAXSTEPS 20000000 ** MAXIMUM NUMBER OF TIME STEPS
 ***DTMAX 365. ** MAXIMUM TIME STEP SIZE
 ***DTMIN 0.5 ** MINIMUM TIME STEP SIZE
 *NORM *PRESS 50.0 ** NORMAL MAXIMUM CHANGES PER TIME STEP
 *NORM *SATUR 0.25
 *NCUTS 6
 *AIM *THRESH 0.25 0.25

**
 **-----

** Parte 7: Poços e Dados Recorrentes

**-----

**

*RUN

*DATE 2013 01 01

*DTWELL 1.0 ** TAMANHO DO PRIMEIRO TS

**-----

*PTUBE LIQ 1

*DEPTH 3050.000000

*GOR

80.000 100.000 150.000 250.000 400.000

*QLIQ

100.000 200.000 300.000 500.000 800.000 1200.000

*WCUT

0.000 0.250 0.500 0.750 0.950

*WHP

15.000 20.000 35.000

*BHPTO

1	1	1	172.100	188.700	230.200
1	1	2	180.900	194.900	232.000
1	1	3	189.300	201.900	235.900
1	1	4	180.700	195.100	233.000
1	1	5	193.600	205.900	239.500
1	1	6	213.200	223.300	252.300
1	2	1	170.500	188.200	232.200
1	2	2	179.600	194.600	233.900
1	2	3	188.800	202.000	237.600
1	2	4	179.700	194.900	235.000
1	2	5	193.700	206.500	241.800
1	2	6	214.900	225.300	255.400
1	3	1	169.200	186.000	231.200
1	3	2	178.600	193.400	233.200
1	3	3	188.300	201.500	237.400
1	3	4	179.000	194.000	234.500
1	3	5	193.900	206.600	241.700
1	3	6	216.200	226.600	256.500
1	4	1	166.000	182.700	226.000
1	4	2	175.500	189.900	228.900
1	4	3	185.700	198.500	233.600
1	4	4	176.200	190.800	230.500
1	4	5	191.700	204.000	238.600
1	4	6	215.200	225.200	254.500
1	5	1	159.900	175.500	217.400
1	5	2	170.400	183.800	220.600
1	5	3	181.200	193.200	226.300
1	5	4	170.800	184.500	222.300
1	5	5	187.200	198.800	231.400
1	5	6	211.800	221.300	248.900
2	1	1	146.000	162.700	208.200
2	1	2	157.200	171.800	211.300
2	1	3	167.900	180.900	216.500
2	1	4	157.300	172.100	212.300
2	1	5	173.600	186.100	221.000
2	1	6	197.300	207.600	237.200
2	2	1	145.800	162.300	208.300

2	2	2	157.200	171.500	211.500
2	2	3	168.300	181.000	217.100
2	2	4	157.500	172.000	212.800
2	2	5	174.400	186.800	221.900
2	2	6	199.400	209.500	239.000
2	3	1	145.900	162.100	206.500
2	3	2	157.500	171.600	210.200
2	3	3	169.100	181.600	216.400
2	3	4	157.900	172.100	211.700
2	3	5	175.500	187.500	221.600
2	3	6	201.200	211.000	239.900
2	4	1	143.600	159.300	203.200
2	4	2	155.600	169.200	207.200
2	4	3	167.700	179.800	213.900
2	4	4	156.100	169.900	208.800
2	4	5	174.500	186.100	219.500
2	4	6	201.500	210.900	238.800
2	5	1	139.400	153.900	194.900
2	5	2	152.100	164.800	200.200
2	5	3	164.700	176.000	208.000
2	5	4	152.400	165.200	201.500
2	5	5	171.400	182.300	213.600
2	5	6	199.300	208.200	234.500
3	1	1	107.600	121.600	163.200
3	1	2	121.400	134.000	170.500
3	1	3	135.100	146.500	179.500
3	1	4	122.100	134.700	171.800
3	1	5	143.100	153.900	185.800
3	1	6	173.300	182.100	208.800
3	2	1	109.600	123.300	164.000
3	2	2	123.900	136.200	171.900
3	2	3	138.000	149.100	181.300
3	2	4	124.500	136.800	173.000
3	2	5	146.000	156.500	187.800
3	2	6	177.000	185.600	211.600
3	3	1	110.300	123.800	163.700
3	3	2	124.900	137.000	172.100
3	3	3	139.500	150.400	182.000
3	3	4	125.700	137.700	173.200
3	3	5	147.900	158.200	188.700
3	3	6	179.900	188.200	213.700
3	4	1	110.700	123.500	161.500
3	4	2	125.800	137.300	170.800
3	4	3	140.700	151.200	181.500
3	4	4	126.400	137.900	171.800
3	4	5	149.100	159.000	188.300
3	4	6	182.000	190.000	214.500
3	5	1	109.800	121.600	156.700
3	5	2	125.600	136.200	167.300
3	5	3	140.700	150.500	178.700
3	5	4	125.800	136.400	167.900
3	5	5	148.800	158.000	185.500
3	5	6	182.100	189.700	212.800
4	1	1	80.200	89.800	120.500
4	1	2	95.400	104.500	132.600
4	1	3	111.500	120.000	146.000
4	1	4	97.300	106.200	134.300

4	1	5	122.600	130.400	155.200
4	1	6	160.400	166.800	187.600
4	2	1	82.600	92.200	122.400
4	2	2	98.400	107.500	135.300
4	2	3	115.000	123.400	149.100
4	2	4	100.100	109.000	136.700
4	2	5	126.000	133.800	158.300
4	2	6	164.600	170.900	191.400
4	3	1	84.200	93.500	123.100
4	3	2	100.500	109.300	136.500
4	3	3	117.500	125.700	150.900
4	3	4	102.100	110.800	137.900
4	3	5	128.700	136.300	160.300
4	3	6	168.300	174.400	194.500
4	4	1	87.300	96.400	124.400
4	4	2	104.500	113.000	138.900
4	4	3	121.700	129.600	153.700
4	4	4	105.500	113.900	139.800
4	4	5	132.300	139.700	162.700
4	4	6	172.100	178.100	197.600
4	5	1	89.400	97.900	124.100
4	5	2	107.000	115.200	139.600
4	5	3	124.400	132.100	154.800
4	5	4	107.700	115.600	140.000
4	5	5	134.500	141.500	163.500
4	5	6	174.500	180.200	198.900
5	1	1	69.700	77.300	100.000
5	1	2	86.300	93.500	115.200
5	1	3	105.300	111.900	132.300
5	1	4	90.000	96.800	118.100
5	1	5	120.500	126.300	145.400
5	1	6	167.700	172.200	188.000
5	2	1	71.600	79.300	102.100
5	2	2	88.700	96.100	118.000
5	2	3	108.400	115.100	135.500
5	2	4	92.600	99.400	120.600
5	2	5	123.800	129.600	148.600
5	2	6	171.800	176.300	191.900
5	3	1	74.400	82.100	104.700
5	3	2	92.100	99.500	121.400
5	3	3	112.100	118.800	139.100
5	3	4	95.800	102.600	123.500
5	3	5	127.500	133.200	151.800
5	3	6	176.000	180.300	195.800
5	4	1	77.300	85.000	107.700
5	4	2	95.500	103.000	125.000
5	4	3	115.900	122.600	143.000
5	4	4	99.000	105.900	126.900
5	4	5	131.300	137.000	155.400
5	4	6	180.200	184.400	199.700
5	5	1	79.100	86.900	109.500
5	5	2	97.700	105.200	127.100
5	5	3	118.400	125.100	145.400
5	5	4	101.200	108.100	129.000
5	5	5	133.900	139.600	157.900
5	5	6	183.600	187.700	202.700

**-----

```

GROUP 'PLAT1' ATTACHTO 'FIELD'
GROUP 'PLAT2' ATTACHTO 'FIELD'
** -----
**\ $
** -----
**\ $
WELL 'P8' ATTACHTO 'PLAT2'
                ** WELL no.1
PRODUCER 'P8'
**\ $                depth ibhp
PWELLBORE TABLE 3050. 1
OPERATE MAX STL 5000. CONT
OPERATE MIN WHP 15. CONT
MONITOR WCUT 0.8 SHUTIN
MONITOR GOR 1250. SHUTIN
**\ $                rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.0762 0.37 1. 0.
PERF GEO 'P8'
**\ $ UBA                ff Status Connection
    51 21 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
    50 21 1 1. OPEN FLOW-TO 1
    49 21 1 1. OPEN FLOW-TO 2
    48 21 1 1. OPEN FLOW-TO 3
    47 21 1 1. OPEN FLOW-TO 4
    46 21 1 1. OPEN FLOW-TO 5
    45 21 1 1. OPEN FLOW-TO 6
OPEN 'P8'
** -----
GCONP 'PLAT2'
    MAX STL 5800. CONT
GCONP 'PLAT1'
    MAX STL 5800. CONT
GCONI 'FIELD'
    VREP WATER 1.
GCONI 'PLAT2'
    MAX STW 8000. CONT
GCONI 'PLAT1'
    MAX STW 8000. CONT
** -----
**TIME
*TIME 1
*TIME 1.5
*TIME 2
*TIME 3
*TIME 4
*TIME 5
*TIME 10
*TIME 20
*TIME 32
*TIME 45
*TIME 61
*TIME 81
*TIME 100
*TIME 120
*TIME 144
*TIME 167
*TIME 189

```

*TIME 210
*TIME 234
*TIME 262
*TIME 286
*TIME 308
*TIME 335
*TIME 360
*TIME 388
*TIME 416
*TIME 446
*TIME 474
*TIME 501
*TIME 532
*TIME 564
*TIME 590
*TIME 609
*TIME 638
*TIME 671
*TIME 696
*TIME 721
*TIME 754
*TIME 783
*TIME 812
*TIME 853
*TIME 893
*TIME 934
*TIME 975
*TIME 1012
*TIME 1048
*TIME 1091
*TIME 1121
*TIME 1150
*TIME 1175
*TIME 1200
*STOP