



Carlos Emmanuel Ribeiro Lautenschläger

**Efeitos do Desenvolvimento de Reservatórios Sobre a
Integridade de Poços de Petróleo: Uma Análise
Parcialmente Acoplada e Multi-Escala**

Tese de Doutorado

Tese apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Doutor pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil do Departamento de Engenharia Civil da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Sergio Augusto Barreto da Fontoura
Co-orientador: Dr. Nelson Inoue

Rio de Janeiro
Setembro de 2014



Carlos Emmanuel Ribeiro Lautenschläger

**Efeitos do Desenvolvimento de Reservatórios sobre a
Integridade de Poços de Petróleo: Uma Análise
Parcialmente Acoplada e Multi-Escala**

Tese apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Doutor pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil do Departamento de Engenharia Civil do Centro Técnico Científico da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Sergio Augusto Barreto da Fontoura

Orientador

Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

Dr. Nelson Inoue

Co-orientador

Grupo de Tecnologia e Engenharia de Petróleo – PUC-Rio

Dr. Antônio Luiz Serra de Souza

CENPES / PETROBRAS

Prof. Celso Romanel

Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

Dr. Márcio Arab Murad

Laboratório Nacional de Computação Científica

Prof. Raul Rosas e Silva

Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

Prof. José Eugênio Leal

Coordenador Setorial do Centro Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 01 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.

Carlos Emmanuel Ribeiro Lautenschläger

Graduou-se em Engenharia Civil na Universidade Federal do Rio Grande do Sul, tendo desenvolvido trabalho científico na área de comportamento de materiais geotécnicos. cursou mestrado no Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal do Rio Grande do sul, tendo desenvolvido dissertação na área de modelagem numérica de fundações profundas. Foi professor de nível superior na Universidade Gama Filho, ministrando disciplinas nas áreas de Geotecnia e Hidráulica. Durante o período de doutorado, trabalhou junto ao Grupo de Tecnologia e Engenharia de Petróleo da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, onde atualmente se enquadra como pesquisador na área de modelagem numérica de reservatórios de petróleo.

Ficha Catalográfica

Lautenschläger, Carlos Emmanuel Ribeiro

Efeitos do Desenvolvimento de Reservatórios sobre a Integridade de Poços de Petróleo: Uma Análise Parcialmente Acoplada e Multi-Escala / Carlos Emmanuel Ribeiro Lautenschläger; orientador: Sergio Augusto Barreto da Fontoura; co-orientador: Nelson Inoue. – 2014.

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

Tese (doutorado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil, 2014.
Inclui bibliografia

1. Engenharia civil – Teses. 2. Geomecânica de reservatórios. 3. Integridade de poços. 4. Efeitos geomecânicos. 5. Acoplamento fluido-mecânico parcial. 6. Análise multi-escala. 7. Modelagem numérica. I. Fontoura, Sergio Augusto Barreto da. II. Inoue, Nelson. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Civil. IV. Título.

CDD: 624

Para Heloísa, minha amada mãe,
meu maior exemplo.

Agradecimentos

O doutorado é uma grande jornada, composta de muitas histórias, sentimentos, desejos e expectativas. O doutorado é uma trilha de intenso aprendizado técnico e pessoal. Nas muitas esquinas desta complexa trajetória encontrei grandes desafios, e superando cada um deles fui aprendendo um pouco mais sobre a ciência do meu estudo, e sobre a ciência de mim mesmo. Jamais estive sozinho nesta estrada, e a todos que me apoiaram neste caminho, presto hoje a minha sincera e emocionada homenagem, compartilhando um pouco das minhas melhores lembranças.

Não esqueço da manhã do dia 07 de março de 2010, no aeroporto Salgado Filho, quando deixei para trás minha querida Porto Alegre. Neste dia tive aquela estranha sensação da “viagem só de ida”, misturada ao sentimento gerado pela expectativa de uma nova vida no Rio de Janeiro. Lembro do abraço da minha mãe antes de embarcar, me dizendo sem uma única palavra todas as coisas boas que me desejava e, mesmo com o coração apertado pelo distanciamento eminente, ela permaneceu ali, firme como sempre. Minha mãe, Heloísa Ribeiro, é o meu maior exemplo de moral e bondade, e graças a esta mulher guerreira e incansável, posso hoje escrever estas palavras. Mãe querida, tenha certeza de que todos os momentos em que estivemos juntos nestes quase 5 anos foram essenciais para a renovação das minhas energias. Agradeço a Deus pela pessoa linda que és, e te agradeço por emprestar um pouco da tua luz para iluminar o meu caminho. Te amo muito, esta grande conquista é nossa.

Após entrar no avião, percebe-se que “não tem mais volta”, e a mente só tem dois caminhos a tomar: da euforia ou do medo. Eu tive o privilégio de tomar o caminho da euforia, da conquista e das possibilidades, mas devo assumir que este mérito não foi meu: eu tive a sorte e o prazer de ter um grande companheiro de viagem, um amigo do peito que está neste avião comigo até hoje. Guilherme Righetto, você é como um irmão para mim, e aprender o Rio de Janeiro com você foi realmente fantástico. Vivemos tantas coisas juntos que eu precisaria de uma tese só para descrevê-las! Te agradeço, grande amigo, por tudo o que você representa moral e profissionalmente na minha vida. Esta Tese não seria a mesma sem a sua grande contribuição.

A chegada na cidade maravilhosa não foi em um dia ensolarado nem quente, mas por estas terras já havia o sol e o calor que precisava para iniciar uma nova vida: uma jovem mãe, com um bebê nos braços, representava a beleza e a força de todas as coisas que esta cidade me reservava. Minha grande amiga Carla Carrapatoso, tenho muito a te agradecer, pois fostes meu guia não somente no aspecto profissional, mas nas muitas vezes em que as tuas palavras falaram diretamente ao meu coração. Tenho muito orgulho de ser teu amigo, e fico muito feliz de dividir contigo esta conquista.

Quando se parte para uma empreitada desta natureza, o empenho e a disciplina consistem, sem sombra de dúvida, da parte mais importante do processo. No entanto, somente é possível ter a tranquilidade necessária para empregar tais características ao trabalho quando existe um elo de confiança entre os envolvidos. Por isso, agradeço imensamente o voto de confiança dado a mim pelo meu orientador, Prof. Sergio

Fontoura, cujos ensinamentos ao longo da orientação certamente extrapolam os limites desta Tese. Seu exemplo de liderança e profissionalismo me fizeram amadurecer técnica e pessoalmente, me inspirando e respaldando no desenvolvimento de todos os trabalhos realizados junto ao GTEP. Agradeço igualmente ao meu co-orientador, Nelson Inoue, pelos inúmeros ensinamentos na senda da geomecânica de reservatórios, pelo exemplo de dedicação e profissionalismo como professor da PUC-Rio e pesquisador do GTEP, e pela importante participação em todas as etapas desta Tese.

Na fase inicial do doutorado, as jornadas de estudo na PUC-Rio eram exaustivas. No entanto, mais uma vez tive sorte, pois ao meu lado tive grandes companheiros de estudo. Gostaria de agradecer a todos os colegas de pós-graduação que compartilharam comigo desta etapa, especialmente à minha querida amiga Ingrid Reyes, que além de ser uma grande parceira de estudo, sempre foi um ombro amigo nas horas difíceis, e uma fonte de alegria para todos os momentos.

Ao ingressar no GTEP, logo percebi o quanto poderia aprender naquele ambiente. O contato direto com os pesquisadores do grupo foi de fundamental importância para o estabelecimento do meu caráter de pesquisa na área de petróleo. Muitos foram os profissionais do GTEP que me auxiliaram ao longo do processo, porém gostaria de registrar meu agradecimento especial à Vivian Marchesi e Talita Miranda, grandes profissionais e amigas, cujos conselhos e palavras de estímulo sempre me impulsionaram enquanto aluno de doutorado e pesquisador. Agradeço também aos integrantes do Grupo de Geomecânica Computacional ATHENA, em especial aos amigos da equipe de reservatórios: Sergio Fontoura, Nelson Inoue, Guilherme Righetto e Rafael Albuquerque, fundamentais no desfecho deste trabalho.

Esta caminhada foi permeada de momentos especiais não somente no âmbito da PUC-Rio. Um desses grandes momentos foi o meu período como professor na Universidade Gama Filho. É engraçado a certo ponto viver o paradoxo de ser aluno e professor ao mesmo tempo, e isso certamente tornou esta experiência de um ano e meio muitíssimo proveitosa. Agradeço imensamente aos professores Sergio Gavazza, Maria Smith e Pedro Akil por terem oportunizado este período belíssimo em minha vida, onde aprendi que ensinar nada mais é que aprender de novo, todos os dias.

Na longa jornada, além do apoio dos novos amigos, aqueles de longa data foram essenciais para a manutenção do meu vigor físico e espiritual. Receber tantos velhos amigos por aqui, ou visita-los de volta em casa, me trouxe alegrias imensas, e este aconchego certamente tornou meu trajeto muito mais vibrante. Agradeço a minha amada amiga Débora Vanin, que nas vezes que veio ao Rio trouxe sempre muita chuva, mas para o meu coração trouxe sempre a mesma energia alegre e contagiante, o mesmo sorriso carinhoso e afetuoso, símbolo da nossa grande amizade. Agradeço ao meu amado amigo Léo Piletti, que ao me tornar um turista em pleno carnaval do Rio, me fez lembrar e reviver os momentos felizes e gloriosos que vivemos juntos na velha Porto Alegre. Agradeço à minha querida amiga Rosemar Lemos, a quem eu devo muitíssimo esta conquista, não somente pela torcida e pelo apoio permanentes, mas por ter sido a pessoa que me introduziu no universo da pesquisa há exatos 10 anos. Agradeço às minhas amadas amigas Camila Rabassa e Marta Obelheiro, com as quais passei

momentos de extrema alegria e emoção pelos recantos dessa cidade, refletindo sobre os rumos das nossas vidas e sobre o poder de mudança que temos em nós mesmos. Agradeço ao querido Douglas Marques pelo grande carinho de sempre, e por tornar qualquer música dos Beatles um excelente motivo para sorrir. Agradeço aos meus queridos amigos Akane Wada, Camila Zeni, Joel Santos e João Francisco pela amizade e compreensão: fosse no jazz da praça Tiradentes ou em algum quiosque da praia de Ipanema, bastava estar perto desta turma para subir meu astral.

Assim como meus amigos, minha família foi extremamente importante em todas as etapas desta jornada, independentemente da distância física. Quero agradecer muito ao meu irmão amado William Lautenschläger, que sempre torceu por mim e confiou nesta conquista, que por muitas vezes supriu a minha falta ao lado daqueles que tanto amo. Agradeço também aos meus amados irmãos Fabiano Stéphan e Maureen Lautenschläger, pelo carinho de sempre, por serem jovens tão responsáveis e conscientes, por me apoiarem apesar de todo o afastamento. Eu amo muito vocês três, e tenho muito orgulho de ser irmão de vocês! Agradeço também ao meu tio Fernando Ribeiro, inspiração de vida e luta, exemplo de superação e força de vontade. Presto minha homenagem também àqueles que sempre me apoiaram, mas que não vivem mais neste plano: minha avó Tereza Ribeiro, meu pai Volnei Carlos e meu tio Hernani Ribeiro. Estou certo de que este trio também está muito feliz com esta conquista.

Inevitavelmente, houve momentos tristes e angustiantes ao longo da caminhada, e a praia sempre foi meu local de reflexão nestas ocasiões. Contudo, em uma fria noite de julho de 2012, a tristeza deu lugar a um belíssimo sentimento. Neste dia, pensando sobre as coisas da vida, conheci de repente aqueles que se tornariam a minha família no Rio: Christiano, Pipo e Tito. Quero agradecer imensamente ao meu companheiro Christiano Nascimento, por estes mais de dois anos de convívio, pelo seu enorme coração e bondade. Agradeço a paciência comigo, principalmente nestes últimos meses, e o apoio incondicional à conclusão do meu trabalho. Agradeço por dividir comigo os seus bens mais preciosos: os amados Pipo e Tito. Obrigado Chris, você é um grande companheiro.

Ao lado do Chris, tive o privilégio de conhecer pessoas muito especiais. Agradeço de coração a Sra. Rosaclea Nascimento e à Rosemy Nascimento pelo imenso carinho, e por terem me aceitado como um membro de sua família. Agradeço imensamente a duas pessoas de caráter e senso humanitário excepcionais, Cida Nunes e João Carlos, com os quais tenho sempre a oportunidade de aprender através de intensas e revigorantes discussões filosóficas. Este trabalho também é fruto da generosidade deste casal, pois parte importante desta Tese foi escrita em sua casa. Agradeço à querida Maria das Graças, que jamais mediu esforços para dar o melhor de si para nós e nossos cachorros. Agradeço a todo o pessoal do Lar Paulo de Tarso, em especial à querida amiga Maria Eugênia, que já na reta final desta tese apareceu em meu caminho, me auxiliando intensamente no reencontro do equilíbrio espiritual.

Ao final da caminhada, agradeço a todos vocês, queridos amigos, por terem sido o ingrediente que faltava para que eu pudesse estar aqui hoje, realizando este sonho. Sem vocês nada teria sido possível. Sem vocês tudo estaria em branco. Agradeço a Deus pela oportunidade da vida, e por tê-los colocado ao meu lado nesta estrada.

Resumo

Lautenschläger, Carlos Emmanuel Ribeiro; Fontoura, Sergio Augusto Barreto; Inoue, Nelson. **Efeitos do Desenvolvimento de Reservatórios Sobre a Integridade de Poços de Petróleo: Uma Análise Parcialmente Acoplada e Multi-Escala.** Rio de Janeiro, 2014. 241p. Tese de Doutorado – Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O desenvolvimento de campos de petróleo afeta significativamente o meio geológico ao redor do reservatório. Os efeitos geomecânicos decorrentes da exploração podem ser nocivos à integridade de componentes presentes no sistema, notadamente os poços. O objetivo deste estudo foi analisar os efeitos do desenvolvimento do reservatório sobre a integridade de poços, empregando simulações de natureza fluido-mecânica e multi-escala. Para as análises globais, foi implementada e validada uma configuração de acoplamento fluido-mecânico parcial, utilizando o programa de simulação de reservatórios IMEX e o programa de análise de tensões ABAQUS, baseada na metodologia de acoplamento parcial desenvolvida pelo Grupo de Tecnologia e Engenharia de Petróleo da PUC-Rio. A conexão teórica entre modelos de poço e reservatório foi estabelecida através de um *workflow* multi-escala, desenvolvido para nortear a análise de integridade de poços em virtude dos efeitos de produção. Para a otimização da conexão numérica entre os modelos de diferentes escalas, foi desenvolvido um módulo gerenciador de análises locais, denominado Módulo APOLLO, capaz de incluir na simulação local as etapas de perfuração e completção do poço, bem como os efeitos geomecânicos provenientes da simulação global acoplada. Análises acopladas e multi-escala foram realizadas em dois poços hipotéticos, presentes em um modelo de reservatório com a geometria do Campo de Namorado. Através das ferramentas desenvolvidas nesta Tese, foi possível realizar uma previsão detalhada e precisa do mecanismo que levou os poços avaliados ao colapso. Constatou-se que o caráter dos estados limites observados foi essencialmente tridimensional, bem como dependente da abordagem de acoplamento empregada na simulação global.

Palavras-chave

Geomecânica de reservatórios; integridade de poços; efeitos geomecânicos; acoplamento fluido-mecânico parcial; análise multi-escala; modelagem numérica.

Abstract

Lautenschläger, Carlos Emmanuel Ribeiro; Fontoura, Sergio Augusto Barreto; Inoue, Nelson. **Reservoir Development Effects on the Integrity of Oil Wells: A Partially Coupled and Multi-Scale Analysis**. Rio de Janeiro, 2014. 241p. D.Sc. Thesis – Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The development of petroleum fields affects substantially the geological environment around the reservoir. The geomechanical effects arising from hydrocarbon exploration may present harmful effects on the integrity of the system components, particularly the wells. The aim of this work was to analyze the reservoir development effects over the well integrity, employing fluid-mechanical and multi-scale simulations. For the global analyzes, it was implemented and validated a fluid-mechanic partial coupling configuration, using the reservoir simulation software IMEX and the stress analysis software ABAQUS, based on the coupling methodology developed by the Group of Technology and Petroleum Engineering of PUC-Rio. The theoretical connection between the models of reservoir and wells was established by a multi-scale workflow, which was developed to guide the well integrity analysis due to production effects. In order to optimize the numerical connection between distinct scale models, it was developed a local analysis manager, called APOLLO module, which can include the steps of drilling and completion, as well as the geomechanical effects from the global simulation, in the local simulations. Coupled multi-scale analyzes were performed in two hypothetical wells, present in a reservoir model based on the geometry of the Namorado Field. Through the tools developed in this Thesis, it was possible to perform a detailed and accurate prediction of the mechanism that leads the evaluated wells to the collapse. It was found that the character of the observed limit states was essentially three-dimensional, as well as dependent of the coupling approach employed on the global simulation.

Keywords

Reservoir geomechanics; well integrity; geomechanical effects; fluid-mechanical partial coupling; multi-scale analysis; numerical modeling.

Sumário

1	Introdução	27
1.1	Justificativa	30
1.2	Objetivos	30
1.3	Organização da tese	31
2	Revisão bibliográfica	33
2.1	Panorama sobre construção e modelagem de estados de tensões	38
2.1.1	Estados iniciais de tensão	40
2.1.2	Efeitos da depleção sobre os estados de tensões	53
2.1.3	Discussão	72
2.2	Simulação geomecânica de reservatórios	73
2.2.1	Panorama sobre acoplamento hidromecânico	75
2.2.2	Metodologia de acoplamento GTEP – PUC-Rio	80
2.2.3	Discussão	88
2.3	Integração entre modelos de diferentes escalas	89
2.3.1	Técnica de submodelagem	90
2.3.2	Submodelagem aplicada a engenharia de poços e reservatórios	94
2.3.3	Discussão	101
3	Metodologia de pesquisa	103
3.1	Cenário relacionado ao acoplamento fluido-mecânico	103
3.2	Cenário relacionado à simulação multi-escala	106
4	Abordagem parcialmente acoplada e multi-escala em modelos simplificados	113
4.1	Acoplamento parcial ABAQUS-IMEX	113
4.1.1	Idealização do acoplamento ABAQUS-IMEX	114
4.1.2	Validação da implementação ABAQUS-IMEX	131
4.2	Gerenciador de análises locais	156
4.2.1	Idealização do gerenciador de análises locais	156
4.2.2	Validação da implementação do gerenciador	167

5 Aplicação da abordagem parcialmente acoplada e multi-escala ao Campo de Namorado – Bacia de Campos	182
5.1 Modelagem Global empregando o acoplamento ABAQUS-IMEX	182
5.1.1 Apresentação do caso	183
5.1.2 Resultados das simulações globais	189
5.1.3 Discussão	197
5.2 Modelagem Local empregando a técnica de submodelagem	198
5.2.1 Análise de integridade em poço vertical	198
5.2.2 Análise de integridade em poço sub-horizontal	211
5.2.3 Discussão	225
6 Considerações finais	227
6.1 Conclusões	227
6.2 Sugestões para sequenciamento da pesquisa	233
7 Referências Bibliográficas	235

Lista de Figuras

Figura 2.1. Fluxograma idealizado de um modelo mecânico terrestre – adaptado de Herwanger e Koutsabeloulis (2011)	34
Figura 2.2. Modelo mecânico terrestre idealizado - adaptado de Ali et al. (2003)	35
Figura 2.3. Classificação dos estados de tensão em rochas – adaptado de Amadei e Stephansson (1997).	38
Figura 2.4. Esquema da movimentação de placas tectônicas – adaptado de Fjær et al. (2008)	40
Figura 2.5. Regimes de falha segundo a classificação de Anderson de acordo com as diferenças relativas entre as magnitudes das tensões principais – adaptado de Zang <i>et al.</i> (2010)	43
Figura 2.6. Perfil de densidade e gradiente de tensão ao longo da profundidade – adaptado de Zoback (2007)	45
Figura 2.7. Tensões e seus efeitos ao redor do poço. (a) trajetórias de tensão principal ao redor de um poço vertical sem pressão interna – adaptado de Zoback (2007); (b) detalhamento das formas de ruptura possíveis em poços – adaptado de Fjær <i>et al.</i> (2008)	46
Figura 2.8. Resultados de imageamento indicando <i>breakout</i> na parede do poço, seguido de reconstrução de seção a partir de tratamento de imagem – adaptado de Zoback <i>et al.</i> (2003)	47
Figura 2.9. Resultados de imageamento indicando fraturas por tração na parede do poço, seguido de mapa de orientação de tensões em profundidade – adaptado de Zoback <i>et al.</i> (2003)	48
Figura 2.10. Avaliação espacial da estabilidade de um poço. (a) configuração estudada; (b) tendência à instabilidade por compressão; (c) tendência à instabilidade por tração – adaptado de Zoback <i>et al.</i> (2003)	49
Figura 2.11. Panorama sobre o resultado típico de um ensaio de <i>leak-off</i> - adaptado de Zoback <i>et al.</i> (2003)	50
Figura 2.12. Panorama de um ensaio de <i>Leakoff</i> estendido – adaptado de Addis <i>et al.</i> (1998)	51
Figura 2.13. Mapa regional de tensões no Campo <i>Central California</i> construído a partir de informações filtradas pela classificação de qualidade de dados (ZOBACK <i>et al.</i> , 2003).	52

Figura 2.14. Modelo em elementos finitos para análise geomecânica (a) plano vertical central ao modelo de reservatório e adjacências com representação das unidades geológicas e (b) panorama tridimensional do modelo – adaptado de Herwanger e Horne (2009)	54
Figura 2.15. Diagrama com alterações nos estados de tensão e deslocamentos decorrentes de atividade de produção em reservatório – adaptado de Herwanger e Horne (2009)	56
Figura 2.16: Diagrama com alterações nas orientações de tensões e vetores de deslocamento decorrentes de atividade de produção em reservatório – adaptado de Herwanger e Horne (2009)	58
Figura 2.17. Geometria do modelo analítico contendo as indicações das variáveis utilizadas - adaptado de Day-Lewis (2007)	61
Figura 2.18. Dois cenários ($A = 0,67$ e $A = 1,0$) de previsão de rotação de tensões nas proximidades de barreira impermeável em reservatório com um lado à depleção – adaptado de Day-Lewis (2007)	62
Figura 2.19. Comparação entre as orientações de tensão S_{Hmax} no campo de Scott (a) mapeamento das tensões horizontais após intensa depleção e (b) estimativa de reorientação de tensões baseada no modelo analítico desenvolvido – adaptado de Day-Lewis (2007)	63
Figura 2.20. Geometria do modelo de inclusão utilizado na simulação numérica tridimensional de um reservatório de pequena espessura – adaptado de Day-Lewis (2007)	64
Figura 2.21. Variações da orientação das tensões ao redor do reservatório em modelo – adaptado de Day-Lewis (2007)	65
Figura 2.22. Magnitude das tensões induzidas em função da distância ao centro do reservatório circular achatado – adaptado de Day-Lewis (2007)	67
Figura 2.23. Alterações de magnitude e orientação das tensões S_{Hmax} segundo modelo numérico de reservatório circular achatado – adaptado de Day-Lewis (2007)	68
Figura 2.24. Mudanças na tensão principal máxima atuante na parede do poço em depleção, para poços inclinados – adaptado de Addis (1997)	70
Figura 2.25. Inclinação do poço <i>versus</i> estabilidade relativa – cenários antes e após produção – adaptado de Addis (1997)	70
Figura 2.26. Infográficos ilustrando um ambiente de extração (a) antes da produção, na condição original e (b) durante ou após produção, sofrendo efeitos geomecânicos – adaptado de Herwanger e Horne(2009)	74

Figura 2.27. Representação simplificada dos fenômenos que regem o acoplamento hidromecânico	76
Figura 2.28. Variação da pressão média no reservatório ao longo do tempo para diferentes simuladores - adaptado de Inoue <i>et al.</i> (2011b).	79
Figura 2.29. Esquema de acoplamento parcial Iterativo – adaptado de GTEP (2010)	81
Figura 2.30. Esquema de acoplamento parcial Explícito – adaptado de GTEP (2010)	82
Figura 2.31. Montagem das equações governantes do esquema de acoplamento parcial – adaptado de GTEP (2010)	84
Figura 2.32. Permutação de termos entre as equações de fluxo do acoplamento total e simulação convencional de reservatórios	84
Figura 2.33. Aproximação da equação de fluxo do simulador convencional de reservatórios através da pseudo-compressibilidade da rocha e da porosidade (INOUE e FONTOURA, 2009b)	86
Figura 2.34. Fluxograma detalhado do acoplamento parcial iterativo entre os simuladores de fluxo e tensões – adaptado de Inoue e Fontoura (2009b)	87
Figura 2.35. Modelo numérico para encaixe em turbina (a) malha do modelo global; (b) aproximação da região de contato no modelo global; (c) malha do submodelo da região de contato – adaptado de Cormier <i>et al.</i> (1999)	91
Figura 2.36. Comparação entre o campo de tensão dos elementos no modelo global e o campo suavizado baseado na interpolação dos diferentes valores nodais – adaptado de ABAQUS (2010)	92
Figura 2.37. Submodelagem aplicada ao estudo de corpos de sal em formações rochosas (a) geometria do modelo global; (b) malha do modelo local – adaptado de Orozco (2012)	94
Figura 2.38. (a) Panorama da compactação na região do poço avaliado; (b) Variação da tensão de plastificação do revestimento do poço durante produção; (c) diagrama da curvatura simulada considerando os efeitos de produção – adaptado de da Silva <i>et al.</i> (1990)	95
Figura 2.39. Geometria e resultados obtidos para os modelos global e local de reservatório e poço, respectivamente, na Bacia de Campos – adaptado de Shen (2010)	97
Figura 2.40. Mecanismos de colapso no poço provocado por cisalhamento na formação rochosa em função da magnitude da zona de plastificação – adaptado de Dussealt <i>et al.</i> (2001)	99

Figura 2.41. Localização das regiões de potencial colapso de poços devido à depleção do reservatório – adaptado de Bruno (1992)	100
Figura 2.42. (a) Tensão cisalhante <i>versus</i> profundidade no modelo de reservatório; (b) Tensão cisalhante <i>versus</i> distanciamento lateral ao centro do reservatório – adaptado de Bruno (1992)	100
Figura 3.1. Diagrama ilustrativo dos pontos-chave ao estudo dos efeitos geomecânicos	104
Figura 3.2. Fluxo de trabalho desenvolvido para a avaliação numérica da integridade de poços em virtude dos efeitos geomecânicos devidos à depleção de um reservatório	107
Figura 4.1. Organização dos arquivos principais de entrada do IMEX e ECLIPSE	116
Figura 4.2. Modelo global simplificado utilizado para validações da implementação ABAQUS-IMEX – baseado em Dean <i>et al.</i> (2006)	118
Figura 4.3. Vista tridimensional do modelo completo de elementos finitos (reservatório + adjacências) utilizado nas validações da implementação ABAQUS-IMEX	119
Figura 4.4. Panorama do modelo de validação (11 x 11 x 5) construído no IMEX	119
Figura 4.5. Distribuição de pressões de poros inicial e final em ECLIPSE e IMEX	121
Figura 4.6. Comparações entre pressões para os modelos A e B (linha central aos modelos)	124
Figura 4.7. Comparações entre porosidades para os modelos A e B (linha central aos modelos)	124
Figura 4.8. Fluxograma detalhado de inclusão do IMEX no fluxo de trabalho do código de acoplamento	129
Figura 4.9. Interface do código de acoplamento ABAQUS-IMEX	132
Figura 4.10. Regiões de coleta de dados para as comparações da validação (a) Quatro nós no topo do <i>overburden</i> para coleta da subsidência; (b) Uma faixa central ao reservatório para a coleta da trajetória de pressões e (c) quatro nós no topo do reservatório para a coleta da compactação	133
Figura 4.11. Pressão média no reservatório ao longo do tempo – acoplamento em uma via ABAQUS-IMEX	134

Figura 4.12. Pressão nas células ao longo da trajetória [I , 6 , 3] – acoplamento em uma via ABAQUS-IMEX	135
Figura 4.13. Compactação no topo do reservatório – acoplamento em uma via ABAQUS-IMEX	136
Figura 4.14. Subsidência no topo do overburden – acoplamento em uma via ABAQUS-IMEX	137
Figura 4.15. Pressão média no reservatório ao longo do tempo – acoplamento em duas vias ABAQUS-IMEX	137
Figura 4.16. Pressão nas células ao longo da trajetória [I , 6 , 3] – acoplamento em duas vias ABAQUS-IMEX	138
Figura 4.17. Compactação no topo do reservatório – acoplamento em duas vias ABAQUS-IMEX	139
Figura 4.18. Subsidência no topo do overburden – acoplamento em duas vias ABAQUS-IMEX	140
Figura 4.19. Pressão média no reservatório ao longo do tempo – acoplamentos uma e duas vias ABAQUS-IMEX	141
Figura 4.20. Panorama da distribuição de pressão de poros no topo do reservatório para (a) acoplamento total; (b) acoplamento parcial em duas vias e (c) acoplamento parcial em uma via	142
Figura 4.21. Porosidade nas células ao longo da trajetória [I , 6 , 3] ao final de 1200 dias – simulação de reservatório e acoplamento em duas vias ABAQUS-IMEX	143
Figura 4.22. Pressão nas células ao longo da trajetória [I , 6 , 3] – acoplamentos uma e duas vias ABAQUS-IMEX	145
Figura 4.23. Compactação no topo do reservatório – acoplamentos uma e duas vias ABAQUS-IMEX	146
Figura 4.24. Panorama da distribuição de deslocamentos verticais no topo do reservatório para (a) acoplamento total; (b) acoplamento parcial em duas vias e (c) acoplamento parcial em uma via	147
Figura 4.25. Subsidência no topo do overburden – acoplamento em duas vias ABAQUS-IMEX	148
Figura 4.26. Panorama da distribuição de deslocamentos verticais no topo do <i>overburden</i> para (a) acoplamento total; (b) acoplamento parcial em duas vias e (c) acoplamento parcial em uma via	149
Figura 4.27. Pressão média no reservatório ao longo do tempo sob diferentes vazões – Acoplamentos Total e ABAQUS-ECLIPSE	150

Figura 4.28. Compactação do reservatório sob diferentes vazões – Acoplamentos Total e ABAQUS-ECLIPSE	150
Figura 4.29. Pressão média no reservatório ao longo do tempo sob diferentes vazões – Acoplamentos Total e ABAQUS-IMEX	151
Figura 4.30. Compactação do reservatório sob diferentes vazões – Acoplamentos Total e ABAQUS-IMEX	151
Figura 4.31. (a) Razão entre a compactação do reservatório e as diferentes vazões produzidas versus tempo de simulação e (b) Razão entre queda de pressão média e as diferentes vazões produzidas versus tempo de simulação	152
Figura 4.32. Variação da pressão de poros e geração de gás ao longo do tempo de produção em um reservatório <i>blackoil</i> considerando simulação convencional e parcialmente acoplada	154
Figura 4.33. Variação da taxa de queda de pressão de poros ao longo do tempo de produção em um reservatório <i>blackoil</i> considerando simulação convencional e parcialmente acoplada	155
Figura 4.34. Sequência de modelagem local: do estado <i>in situ</i> aos efeitos geomecânicos	157
Figura 4.35. Representação esquemática dos núcleos que compõem o programa APOLLO.	161
Figura 4.36. Janela de apresentação do Módulo APOLLO.	164
Figura 4.37. Trajetória multi-escala para construção do submodelo (a) efeitos do desenvolvimento do reservatório observados ao redor do poço no modelo global, (b) seção vertical da região do poço no reservatório indicando posição do submodelo e (c) modelo construído para análise local do poço	168
Figura 4.38. Detalhamento da malha para o modelo local (a) Vista frontal, superior e lateral do submodelo, (b) detalhamento tridimensional da zona do poço, indicando cimento e revestimento e (c) vista superior detalhada da zona do poço	169
Figura 4.39. Processo de aquisição das pressões de fluido no interior do poço durante o desenvolvimento do reservatório para aplicação na etapa de submodelagem	172
Figura 4.40. Inicialização de tensões no modelo local (a) deslocamentos nulos e (b) tensões geostáticas inicializadas	173
Figura 4.41. Comparação entre os estados de tensões iniciais do modelo global e modelo local	174

Figura 4.42. Campos de deslocamento ao final da perfuração da rocha – Caso de Validação (a) corte horizontal central e (b) corte vertical central	175
Figura 4.43. Campos de deslocamento ao final da aplicação da pressão de fluido na escavação – Caso de Validação (a) corte horizontal central e (b) corte vertical central	175
Figura 4.44. Campos de deslocamento ao final da colocação da malha referente ao revestimento – Caso de Validação (a) corte horizontal central e (b) corte vertical central	176
Figura 4.45. Campos de deslocamento ao final da aplicação da pressão de cimento em estado líquido – Caso de Validação (a) corte horizontal central e (b) corte vertical central	176
Figura 4.46. Campos de deslocamento ao final da colocação da malha referente ao cimento em estado sólido – Caso de Validação (a) vista superior e (b) corte vertical central	176
Figura 4.47. Campos de tensão ao redor da região de interesse nas fases de (a) colocação do revestimento, (b) aplicação da pressão de cimento no estado líquido e (c) aplicação da malha do cimento no estado sólido	177
Figura 4.48. Comparação entre os campos de deslocamentos obtidos nos modelos global e local ao final de 1200 dias de simulação (a) plano médio horizontal (X-Y) e (b) plano médio vertical (X-Z)	178
Figura 4.49. Comparação entre os campos de tensão obtidos nos modelos global e local ao final de 1200 dias de simulação (a) plano médio horizontal (X-Y) e (b) plano médio vertical (X-Z)	178
Figura 4.50. Deslocamentos no revestimento decorrentes dos efeitos de produção do reservatório simplificado após 1200 dias de simulação (a) magnitude dos deslocamentos e (b) deslocamentos nas direções x, y e z, respectivamente	179
Figura 4.51. Tensões no revestimento decorrentes dos efeitos de produção do reservatório simplificado após 1200 dias de simulação (a) tensões pelo critério de von Mises e (b) tensões normais nas direções x, y e z, respectivamente	180
Figura 4.52. Compartimentação do tempo de simulação total do programa APOLLO.	181
Figura 5.1. Localização do Campo de Namorado na Bacia de Campos – Rio de Janeiro / Brasil - adaptado de Leite et al. (2008).	183

Figura 5.2. Mapa estrutural do topo do reservatório do Campo de Namorado – Menezes (1990, apud BARBOZA, 2005).	184
Figura 5.3. Geometria do problema analisado: (a) vistas frontal, lateral e superior, (b) indicação das profundidades característica do reservatório: base, topo, pressão de referência e contato óleo-água	186
Figura 5.4. Vista tridimensional do reservatório Namorado: (a) <i>grid</i> de diferenças finitas com o detalhe dos poços no reservatório e (b) malha de elementos finitos do reservatório gerada a partir do plug-in GOCAD	187
Figura 5.5. Vista tridimensional do reservatório Namorado: (a) distribuição de permeabilidades na horizontal, (b) distribuição de permeabilidades na vertical e (c) distribuição de porosidades	188
Figura 5.6. Vista tridimensional do campo de pressões no reservatório Namorado: (a) simulação ABAQUS-IMEX em uma via, (b) simulação ABAQUS-IMEX em duas vias	190
Figura 5.7. Variação da pressão média ao longo da simulação do Campo de Namorado para os acoplamentos em uma e duas vias	191
Figura 5.8. Volume acumulado de óleo produzido e água injetada (em condições de superfície) ao longo do período de simulação do campo de Namorado	192
Figura 5.9. Vista tridimensional do campo de deslocamentos verticais no reservatório Namorado: (a) simulação ABAQUS-IMEX em uma via, (b) simulação ABAQUS-IMEX em duas vias	192
Figura 5.10. Regiões de compactação e expansão do reservatório: (a) simulação ABAQUS-IMEX em uma via, (b) simulação ABAQUS-IMEX em duas vias	193
Figura 5.11. Ilustração do efeito de arqueamento da rocha capeadora em virtude do alívio de tensões efetivas provocado entre o limite do overburden e o reservatório – adaptado de Herwanger & Koutsabeloulis (2011)	194
Figura 5.12. Avaliação comparativa dos mapas de tensão vertical na rocha capeadora – avaliação no início das simulações e ao final de seis meses de produção considerando acoplamento em uma e duas vias	195
Figura 5.13. Diferencial de tensões verticais na rocha capeadora do campo de Namorado ao final de seis meses de produção para os acoplamentos em uma e duas vias	195

Figura 5.14. Isovalores de deslocamento vertical nas rochas adjacentes ao reservatório: (a) simulação ABAQUS-IMEX em uma via, (b) simulação ABAQUS-IMEX em duas vias	196
Figura 5.15. Localização do submodelo em relação ao modelo global (a) efeitos do desenvolvimento do reservatório observados ao redor do poço no modelo global, (b) seção vertical da região do poço no reservatório indicando posição do submodelo e (c) modelo empregado para análise local do poço P-001 no campo de Namorado	200
Figura 5.16. Indicação da trajetória escolhida para avaliação dos deslocamentos do modelo local nas diferentes configurações estudadas (variando de 1R à 5R).	202
Figura 5.17. Comparação gráfica da evolução dos deslocamentos na direção da trajetória definida na região do poço	202
Figura 5.18. Detalhamento dos deslocamentos na região da completação para os vários Fatores n testados (valores de n entre 1 e 460, junto ao poço e no extremo do modelo, respectivamente)	203
Figura 5.19. Comparação gráfica da evolução dos deslocamentos (nas direções U1, U2 e U3, e na trajetória definida ao redor do poço.	204
Figura 5.20. Campos de deslocamento ao final da perfuração da rocha – Poço vertical no campo de Namorado (a) corte horizontal central e (b) corte vertical central	205
Figura 5.21. Campos de deslocamento ao final da aplicação da pressão de fluido na escavação – Poço vertical no campo de Namorado (a) corte horizontal central e (b) corte vertical central	205
Figura 5.22. Campos de deslocamento ao final da colocação da malha referente ao revestimento – Poço vertical no campo de Namorado (a) corte horizontal central e (b) corte vertical central	206
Figura 5.23. Campos de deslocamento ao final da aplicação da pressão de cimento em estado líquido – Poço vertical no campo de Namorado (a) corte horizontal central e (b) corte vertical central	206
Figura 5.24. Campos de deslocamento ao final da colocação da malha referente ao cimento em estado sólido – Poço vertical no campo de Namorado (a) vista superior e (b) corte vertical central	206
Figura 5.25. Campos de tensão ao redor da região de interesse do poço P-001 nas fases de (a) colocação do revestimento, (b) aplicação da pressão de cimento no estado líquido e (c) aplicação da malha do cimento no estado sólido	207

Figura 5.26. Comparação entre os campos de deslocamentos obtidos nos modelos global e local ao final da análise local no poço P-001 para o acoplamento em uma via	208
Figura 5.27. Comparação entre os campos de deslocamentos obtidos nos modelos global e local ao final da análise local no poço P-001 para o acoplamento em duas vias	208
Figura 5.28. Deslocamentos no revestimento do poço P-001 decorrentes dos efeitos de produção do reservatório de Namorado após 6 meses de simulação em uma e duas vias (a) na direção horizontal X (b) na direção horizontal Y e (c) na direção vertical Z	209
Figura 5.29. Tensões no revestimento do poço P-001 decorrentes dos efeitos de produção do reservatório de Namorado após 6 meses de simulação em uma e duas vias (a) na direção horizontal X (b) na direção horizontal Y e (c) na direção vertical Z	210
Figura 5.30. Tensões pelo critério de von Mises no revestimento para os acoplamentos em uma e duas vias – deformada do revestimento do poço P-001 devido ao desenvolvimento com campo	211
Figura 5.31. Campo de pressão de poros inicial ao redor do poço produtor sub-horizontal P3: região do modelo local indicada no detalhe da seção vertical que cruza o poço	212
Figura 5.32. Malha de elementos finitos do modelo local do poço P3: (a) perspectiva do poço produtor sub-horizontal em escala local e (b) detalhe das malhas do cimento e revestimento.	214
Figura 5.33. Campos de deslocamento ao final da perfuração da rocha – Poço sub-horizontal no campo de Namorado (a) corte normal ao poço e (b) corte ao longo ao poço	215
Figura 5.34. Campos de deslocamento ao final da aplicação da pressão de fluido na escavação – Poço sub-horizontal no campo de Namorado (a) corte normal ao poço e (b) corte ao longo ao poço	215
Figura 5.35. Campos de deslocamento ao final da colocação da malha referente ao revestimento – Poço sub-horizontal no campo de Namorado (a) corte normal ao poço e (b) corte ao longo ao poço	216
Figura 5.36. Campos de deslocamento ao final da aplicação da pressão de cimento em estado líquido – Poço sub-horizontal no campo de Namorado (a) corte normal ao poço e (b) corte ao longo ao poço	216

Figura 5.37. Campos de deslocamento ao final da colocação da malha referente ao cimento em estado sólido – Poço sub-horizontal no campo de Namorado (a) corte normal ao poço e (b) corte ao longo ao poço	216
Figura 5.38. Campos de tensão na região do poço P3 nas fases de (a) colocação do revestimento, (b) aplicação da pressão de cimento no estado líquido e (c) aplicação da malha do cimento no estado sólido	217
Figura 5.39. Comparação entre os campos de deslocamentos obtidos nos modelos global e local ao final da análise local no poço P3 para o acoplamento em uma via	219
Figura 5.40. Comparação entre os campos de deslocamentos obtidos nos modelos global e local ao final da análise local no poço P3 para o acoplamento em duas vias	219
Figura 5.41. Deslocamentos no revestimento do poço P3 decorrentes dos efeitos de produção do reservatório de Namorado após 6 meses de simulação em uma e duas vias (a) na direção horizontal X (b) na direção horizontal Y e (c) na direção vertical Z	221
Figura 5.42. Tensões no revestimento do poço P3 decorrentes dos efeitos de produção do reservatório de Namorado após 6 meses de simulação em uma e duas vias (a) na direção horizontal X (b) na direção horizontal Y e (c) na direção vertical Z	222
Figura 5.43. Tensões pelo critério de von Mises no revestimento do poço P3 decorrentes dos efeitos de produção do reservatório de Namorado após 6 meses de simulação (a) acoplamento em uma via e (b) acoplamento em duas vias	222
Figura 5.44. Deformações plásticas equivalentes no revestimento do poço P3 em decorrência dos efeitos de produção do reservatório de Namorado após 6 meses de simulação (a) acoplamento em uma via e (b) acoplamento em duas vias	224
Figura 5.45. Deformações plásticas equivalentes no revestimento do poço P3 para os acoplamentos em uma e duas vias – deformada do revestimento devido ao desenvolvimento com campo	225

Lista de Quadros

Quadro 2.1. Fontes de informação comumente utilizadas na construção de um modelo mecânico terrestre - adaptado de Plumb <i>et al.</i> (2000)	44
Quadro 2.2. Classificação da qualidade de dados de investigação em tensões <i>in situ</i> – adaptado de Zoback (2007).	52
Quadro 2.3. Resumo das propriedades geomecânicas e de fluxo aplicadas a cada unidade geológica descrita no modelo - adaptado de Herwanger e Koutsabeloulis (2011)	55
Quadro 4.1. Propriedades utilizadas nas simulações de fluxo e tensão – baseado em Dean <i>et al.</i> (2006) e GTEP (2010)	120
Quadro 4.2. Grandezas normalizadas pela vazão de produção	152
Quadro 4.3. Dados para simulação do caso <i>blackoil</i>	154
Quadro 4.4. Arquivos necessários à simulação do submodelo empregando o módulo APOLLO	162
Quadro 4.5. Conjunto de dados para alimentação do Módulo APOLLO – Caso de Validação	169
Quadro 5.1. Propriedades dos modelos de fluxo e tensões do modelo global – Campo de Namorado	187
Quadro 5.2. Propriedades empregadas na modelagem local do poço P-001 do campo de Namorado	199
Quadro 5.3. Configurações avaliadas para verificação da influência da região de aplicação dos deslocamentos do modelo global no submodelo	201
Quadro 5.4. Propriedades empregadas na modelagem local do poço P3 do campo de Namorado	213
Quadro 5.5. Identificação dos maiores diferenciais de deslocamentos e tensões no revestimento do poço P3 em relação à metodologia de acoplamento empregada.	223

Lista de Símbolos

A	Resposta das tensões à depleção.
c	Coesão da rocha.
c_f	Compressibilidade do fluido.
c_p	Pseudo-compressibilidade.
c_{por}	Compressibilidade da rocha.
c_r	Compressibilidade da rocha.
c_s	Compressibilidade da matriz sólida.
∂	Operador diferencial parcial.
d	Operador diferencial integral.
E	Módulo de Young.
g	Aceleração da gravidade.
G	Módulo cisalhante.
I, J, K	Direções dos eixos nos modelos de fluxo.
$inicial$	Subscrito indicativo de <i>inicial</i> .
k	Permeabilidade absoluta.
K_0	Coeficiente de empuxo ao repouso.
max	Subscrito indicativo de <i>máximo</i> .
$mín$	Subscrito indicativo de <i>mínimo</i> .
n	Indicativo de tempo no processo iterativo.
p	Pressão de poros instantânea.
p_i^n	Pressão de poros no passo de tempo n .
p_i^{n+1}	Pressão de poros no passo de tempo $n+1$.
p^o	Pressão de poros inicial.
por	Porosidade na célula.
P_P	Pressão de poros.
$prpor$	Pressão de referência para a porosidade.
P_{wc}	Pressão requerida no poço.
q	Razão entre diferenciais de pressão de poros e tensão horizontal.
[Q]	Matriz de acoplamento.
$\{\Delta F\}$	Vetor de carregamentos nodais.
$\{\Delta p\}$	Vetor de pressões de poros.
R	Raio de referência empregado em normalizações.
r	Raio genérico empregado em normalizações.
RCS	Resistência à Compressão Simples.

S	Saturação.
S_1	Tensão principal maior.
S_2	Tensão principal intermediária.
S_3	Tensão principal menor.
S_H	Tensão horizontal maior.
S_h	Tensão horizontal menor.
S_V	Tensão vertical.
t	Tempo.
T	Transmissibilidade.
u	Deslocamentos nodais.
V_P	Velocidade de onda P no perfil sônico.
V_S	Velocidade de onda S no perfil sônico.
z	Profundidade no maciço rochoso.
z_w	Espessura da lâmina de água.
α	Coeficiente de Biot.
ε_v	Deformação volumétrica.
μ	Viscosidade do fluido.
ν	Coeficiente de Poisson.
ρ	Massa específica média da rocha.
ρ_w	Massa específica da água.
θ	Sobrescrito indicativo de inicial.
Δ	Indicador de variação de uma propriedade.
Ψ	Esforço normal na interface entre reservatórios não conectados.
δ	Peso específico da rocha.
ε	Deformação.
ϕ	Ângulo de atrito interno da rocha.
γ	Desvio das tensões horizontais vizinhas à falha.
θ	Orientação da falha em relação ao sistema de referência.
σ	Tensão.

*“Fly away, skyline pigeon, fly
Towards the dreams
You’ve left so very far behind”
(Bernie Taupin & Elton John)*