

Fabício Vieira Cunha Botelho

**Análise Numérica do Comportamento
Mecânico do Sal em Poços
de Petróleo**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL
Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil**

Rio de Janeiro, março de 2008

Fabrício Vieira Cunha Botelho

**Análise Numérica do Comportamento Mecânico
do Sal em Poços de Petróleo**

Dissertação de Mestrado

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

Orientador: Prof. Sérgio Augusto Barreto da Fontoura

Rio de Janeiro
Março de 2008

Fabício Vieira Cunha Botelho

**Análise Numérica do Comportamento Mecânico
do Sal em Poços de Petróleo**

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

Prof. Sérgio Augusto Barreto da Fontoura

Orientador

Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

Dr. Nelson Inoue

Grupo de Tecnologia e Engenharia
de Petróleo (GTEP) – PUC-Rio

Prof. Aldo Durand Farfán

Laboratório de Engenharia Civil – UENF

Prof. José Eugênio Leal

Coordenador Setorial do Centro
Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 14 de março de 2008

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

Fabício Vieira Cunha Botelho

Graduou-se em Engenharia Civil na UnB (Universidade de Brasília), em 2002, onde realizou pesquisas científicas em solos não saturados e em asfalto drenante vinculado ao programa de pós-graduação em Geotecnia. Ingressou na Petrobras (Petróleo Brasileiro S. A.), em 2004, no cargo de Engenheiro Civil e hoje está na função de Gerente de Obras Cíveis de Macaé. Além disso, desenvolve pesquisas em parceria com o GTEP/PUC-Rio (Grupo de Tecnologia e Engenharia de Petróleo) sobre estabilidade de poços de petróleo em camadas salinas.

Ficha Catalográfica

Botelho, Fabício Vieira Cunha

Análise Numérica do Comportamento Mecânico do Sal em Poços de Petróleo / Fabício Vieira Cunha Botelho; orientador: Sérgio Augusto Barreto da Fontoura. – Rio de Janeiro: PUC, Departamento de Engenharia Civil, 2008.

211 f. : il. ; 30 cm

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

Inclui referências bibliográficas.

1. Engenharia Civil – Teses. 2. Fluência. 3. Sal. 4. Abaqus. I. Fontoura, Sérgio Augusto Barreto da. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Civil. III. Título.

Aos meus pais, Anísio e Marinez,
exemplo de amor e sinceridade.

Agradecimentos

Ao professor Prof. Sérgio Fontoura, não só pela orientação, mas pela amizade e confiança conquistada.

Aos meus pais, Anísio e Marinez, por me proporcionar tudo o que tenho e o que sou, pelo amor incondicional, carinho e total apoio durante toda a minha vida. Ao meu irmão Leandro, meu eterno ídolo. A minha cunhada Raquel pelo incentivo. Ao sobrinho Henrique pelas risadas. A toda família, pela bondade. À Cris, pela paciência e amor.

A todos os meus amigos, de infância, da UnB (Universidade de Brasília), do mestrado e aos colegas da Petrobras que de uma forma ou de outra me estimularam ou me ajudaram.

Aos amigos do GTEP, especialmente o Freddy, pela amizade criada e pela troca de conhecimentos, e o Bruno, pela presteza e agilidade no apoio em TI.

À Petrobras (Petróleo Brasileiro S. A.) por todo apoio e pelos auxílios concedidos.

Ao Departamento de Engenharia Civil da PUC-Rio, em especial a Rita, pelo excelente atendimento aos professores e aos alunos.

Ao GTEP (Grupo de Tecnologia e Engenharia de Petróleo) pelo apoio técnico durante a dissertação e pela utilização do Abaqus.

Aos professores que participaram da Comissão examinadora.

À Deus, criador de todas as coisas e fonte de fé e esperança. Sem Ele nada disso seria possível.

Resumo

Botelho, Fabrício Vieira Cunha; Fontoura, Sérgio Augusto Barreto da. (Orientador) **Análise Numérica do Comportamento Mecânico do Sal em Poços de Petróleo**. Rio de Janeiro, 2008. 211p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A presença de estruturas salinas ao redor do mundo em águas profundas do golfo do México, do Brasil, de Angola, do norte e do oeste da África forma condições favoráveis para o aprisionamento dos hidrocarbonetos e aumenta a probabilidade de sucesso na prospecção de óleo e gás. Na Bacia de Santos, por exemplo, foram divulgadas recentemente novas descobertas de óleo abaixo de uma espessa camada salina. Por outro lado, muitos problemas operacionais, como o aprisionamento de coluna de perfuração e o colapso do poço, têm sido registrados pela indústria do petróleo quando se está perfurando através de espessas camadas de sal. Estes contratempos criam grandes desafios e geram oportunidade de evolução da Indústria do Petróleo. Desta forma, esta dissertação propõe um estudo do comportamento mecânico do sal em poços de petróleo. Analisaram-se os deslocamentos, deformações e tensões na parede do poço e em sua vizinhança para diversos pesos de fluido de perfuração com a utilização do método dos elementos finitos. Foram realizadas modelagens computacionais mediante o uso de um programa comercial de elementos finitos: o Abaqus. Através de análises de deformação plana e análises axissimétricas, estas simulações numéricas puderam prever o comportamento elástico e, principalmente, o de fluência (“creep”) do sal. Sendo assim, como contribuição técnica, este estudo auxilia o controle e o monitoramento do fechamento de poços de petróleo em estratos salinos, evitando deste modo, diversos problemas causados pelo comportamento de fluência do sal, como o colapso do poço. Com isso, é fundamental a inclusão das análises das seções salinas nos projetos de perfuração de poços de petróleo. No que diz respeito ao quesito econômico, a principal contribuição deste trabalho é a redução do tempo de intervenções do poço provocadas por problemas ocorridos em camadas de sal e, conseqüentemente, a redução do tempo necessário para perfuração do poço e a diminuição do tempo de aluguel da sonda.

Palavras-chave

Fluência, Sal, Abaqus

Abstract

Botelho, Fabrício Vieira Cunha; Fontoura, Sérgio Augusto Barreto da. (Advisor) **Numerical Analysis of Mechanical Behavior of the Salt in Oil Wells.** Rio de Janeiro, 2008. 211p. MSc. Thesis - Department of Civil Engineering, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The presence of saline structures around the world, in deepwater like the ones of the Mexican Gulf, Brazil, Angola, North and West Africa, provides favorable conditions for hydrocarbons imprisonment. It increases the probability of success in oil and gas exploration. In the Santos Basin, for example, it was recently noticed that a light crude oil located below a thick salt layer was discovered. On the other hand many operational problems in salt drilling like the imprisonment of the drillstring and closing of the well have been registered in the industry. These types of problems create big challenges in the oil industry and at the same time opportunities for the evolution of the drilling technology. This work proposes the study of the mechanical behavior of salt in oil wells. Dislocations, strains and stresses were analyzed in the face of the wellbore and into the salt formation by finite element analysis. Several finite element analyses were developed to represent the possible scenarios in salt drilling using a program denominated Abaqus. These numerical simulations were analyzed through plane strain and axisymmetric techniques, could predict elastic and specially creep behavior. As a technical contribution, this study helps to avoid wellbore closure and casing collapse of salt sections, adding to the wellbore and drilling project an accurate salt section analysis and preventing workover operations due to salt mass deformation. Finally the economical contribution of this study is the reduction of workover time and of expenses in salt sections drilling. By reducing workover time, there is a notorious decrease in rig time use.

Keywords

Creep, Salt, Abaqus.

Sumário

1 INTRODUÇÃO	25
1.1. Motivação	25
1.2. Objetivo	28
1.3. Escopo	28
2 EVAPORITOS	30
2.1. Definição	30
2.2. Ocorrência	31
2.2.1. Mundo	31
2.2.2. Brasil	32
2.3. Geologia	33
2.3.1. Mundo	33
2.3.2. Brasil	33
2.4. Gênese	34
2.4.1. Mundo	35
2.4.2. Sergipe	36
2.4.3. Bacia de Campos	36
2.5. Estratigrafia e Litologia	37
2.5.1. Estados Unidos	37
2.5.2. Sergipe	38
2.5.3. Bacia de Santos e de Campos	38
2.6. Geologia Estrutural	39
2.6.1. Falha	39
2.6.2. Dobras	40
2.6.3. Diapirismo	40
2.7. Problemas de perfuração em evaporitos	43
2.7.1. Mundo	44
2.7.2. Brasil (Bacia de Campos)	45
3 FLUÊNCIA NOS EVAPORITOS	48
3.1. Conceituação de Fluência aplicada ao Evaporito	48
3.2. Estágios de Comportamento de Fluência	50

3.3. Modelos Constitutivos de Fluência da Literatura	52
3.3.1. Leis Empíricas de Fluência	53
3.3.1.1. Lei Potencial	53
3.3.1.2. Lei Logarítmica	54
3.3.1.3. Lei Exponencial	55
3.3.2. Leis Físicas de Fluência	56
3.3.2.1. Mecanismo “ <i>dislocation climb</i> ”	56
3.3.2.2. Mecanismo “ <i>dislocation glide</i> ”	57
3.3.2.3. Mecanismo Indefinido	58
3.3.2.4. Equação Constitutiva	58
3.3.3. Modelos Reológicos	59
3.3.3.1. Modelos básicos	60
3.3.3.2. Modelo de Maxwell	61
3.3.3.3. Modelo de Kelvin	63
3.3.3.4. Modelo de Burgers	65
3.4. Fluência sob Tensão Variável com o Tempo	68
3.4.1. Teoria do endurecimento por Tempo Transcorrido (“Time Hardening Theory”)	68
3.4.2. Teoria do endurecimento por Deformação (“Strain Hardening Theory”)	69
3.4.3. Representação gráfica das teorias de endurecimento	69
3.5. Equações Constitutivas de Fluência do Abaqus	70
3.5.1. Teoria do endurecimento por Tempo Transcorrido (“Time Hardening Theory”)	71
3.5.2. Teoria do endurecimento por Deformação (“Strain Hardening Theory”)	72
3.6. Generalização da lei constitutiva de fluência do Abaqus para o estado multiaxial de tensões	72
 4 MODELAGEM DA FLUÊNCIA EM EVAPORITOS UTILIZANDO A ANÁLISE DE DEFORMAÇÃO PLANA	 77
4.1. Estudo de Caso	77
4.2. Dados da Malha	78
4.3. Tensões de Sobrecarga	82
4.4. Parâmetros utilizados	83
4.4.1. Parâmetros elásticos	83
4.4.2. Constantes empíricas	83
4.5. Etapas	85

4.6. Validação do uso do Programa Abaqus	86
4.6.1. Solução proposta por Kirsch e resultados obtidos do Abaqus	86
4.6.2. Solução proposta por Bradley e resultados obtidos do Abaqus	87
4.7. Resultados e Análises das simulações numéricas utilizando a Teoria de endurecimento por Tempo Transcorrido	89
4.7.1. Deslocamentos	89
4.7.2. Deformações	98
4.7.3. Tensões	102
4.8. Resultados e análises da comparação entre a Teoria de endurecimento por Tempo Transcorrido e a Teoria de endurecimento por Deformação	109
4.8.1. Deslocamentos	110
4.8.2. Deformações	112
4.8.3. Tensões	115
 5 MODELAGEM DA FLUÊNCIA EM EVAPORITOS UTILIZANDO A ANÁLISE AXISSIMÉTRICA	 117
5.1. Estudo de Caso	117
5.2. Dados da Malha	118
5.3. Tensões de Sobrecarga	121
5.4. Parâmetros utilizados	121
5.5. Etapas	122
5.6. Resultados e Análises das simulações numéricas utilizando a Teoria de endurecimento por Tempo Transcorrido	124
5.6.1. Deslocamentos	125
5.6.2. Deformações	132
5.6.3. Tensões	136
5.7. Resultados e Análises da comparação entre a Teoria de endurecimento por Tempo Transcorrido e a Teoria de endurecimento por Deformação	142
5.7.1. Deslocamentos	143
5.7.2. Deformações	144
5.7.3. Tensões	147
 6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	 151
6.1. Conclusões	151
6.2. Sugestões para trabalhos futuros	155

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	156
----------------------------	-----

APÊNDICE	159
----------	-----

A. Mapa dos mecanismos de deformação do sal (Munson, 1984; Fossum, A. F. & Fredrich, 2002)	159
--	-----

B. Resultados obtidos da análise de deformação plana do Abaqus para o estudo de caso do Capítulo 4, considerando a teoria de endurecimento por tempo transcorrido e um peso de fluido de perfuração de 11ppg.	160
---	-----

B.1. Deslocamento Sentido 1	160
-----------------------------	-----

B.2. Deslocamento Máximo (magnitude)	164
--------------------------------------	-----

B.3. Deformações Sentido 1	168
----------------------------	-----

B.4. Deformações Máximas	172
--------------------------	-----

B.5. Taxas de Deformações Sentido 1	176
-------------------------------------	-----

B.6. Taxas de Deformações Máximas	181
-----------------------------------	-----

B.7. Tensão Sentido 1	186
-----------------------	-----

B.8. Tensão Máxima Principal	191
------------------------------	-----

C. Resultados obtidos na análise axissimétrica do Abaqus para o estudo de caso do Capítulo 5, considerando a teoria de endurecimento por tempo transcorrido e um peso de fluido de perfuração de 11ppg.	196
---	-----

C.1. Deslocamentos Radiais	197
----------------------------	-----

C.2. Deformações Radiais	202
--------------------------	-----

C.3. Tensões Radiais	207
----------------------	-----

Lista de figuras

Figura 1-1: Localização das Bacias de Campos e Santos e das novas descobertas (http://g1.globo.com/Noticias/Economia_Negocios/0,,MUL176231-9356,00.html - modificado)	26
Figura 2-1: (a) Camada evaporítica. (b) Bacia de acumulação evaporítica (Earth Science World Image Bank AGI, http://www.earthscienceworld.org/imagebank).30	
Figura 2-2: Maiores depósitos Globais de Sais estão indicados pelas áreas brancas (modificado – Farmer et al, 1996)	31
Figura 2-3: Estágios do Diapirismo do Sal (modificado - Dusseault, M. B., 2005)41	
Figura 2-4: Estruturas selantes de hidrocarbonetos em estratos salinas (modificado -Dusseault, M. B., 2005).	42
Figura 2-5: Seção sísmica que demonstra o diapirismo do sal (Willson & Fredrich, 2005).	42
Figura 2-6: Regiões de influência do domo salino (modificado - Dusseault, M. B., 2005)	43
Figura 3-1: Curvas de Fluência para variações de tensão a temperatura constante.	49
Figura 3-2: Curvas de Fluência para variações de temperatura a uma tensão constante.	50
Figura 3-3: Os três estágios da fluência analisados pela deformação e taxa de deformação (Findley et al, 1976; Oliveira, 2004 ; Costi, 2006).	51
Figura 3-4: Comportamento típico de um material sob regime de fluência (Costa , 1984; Gravina, 1997; Medeiros, 1999).	52
Figura 3-5: Modelo de Mola	60
Figura 3-6: Modelo Amortecedor	61
Figura 3-7: Modelo de Maxwell	63
Figura 3-8: Modelo de Kelvin	64
Figura 3-9: Representação esquemáticas do Modelo de Burgers	66
Figura 3-10: Ensaio de Fluência representado pelo Modelo de Burgers	66
Figura 3-11: Descarregamento pelo Modelo de Burgers (modificado – Gravina, 1997)	67

Figura 3-12: Representação esquemática das teorias de endurecimento por tempo transcorrido e por deformação (Oliveira, 2004).	70
Figura 4-1: Representação esquemática da seção analisada em vermelho (sem escala).	79
Figura 4-2: Malha de Elementos Finitos utilizada na simulação numérica (a) vista geral de toda a malha (b) “zoom” da malha na região do poço.	80
Figura 4-3: (a) elemento de 3 nós. (b) elemento de 4 nós.	81
Figura 4-4: Representação esquemática das condições de contorno (sem escala).	82
Figura 4-5: Kirsch (1898) vs. Abaqus – Solução Elástica da análise.	87
Figura 4-6: Bradley (1979) versus Abaqus – Solução Elástica de análise.	88
Figura 4-7: Fechamento do poço ao longo do tempo (30 dias) para diferentes fluidos de perfuração.	90
Figura 4-8: Fechamento do poço ao longo do tempo (1º dia) para diferentes fluidos de perfuração.	91
Figura 4-9: Fechamento do poço considerando a solução elástica e a fluência em 1 dia e em 30 dias para diversos pesos de fluido de perfuração.	92
Figura 4-10: Representação esquemática do afastamento em relação ao eixo do poço (r).	93
Figura 4-11: Deslocamento radial ao redor do poço para um peso de fluido de 9 ppg.	93
Figura 4-12: Deslocamento radial ao redor do poço para um peso de fluido de 11 ppg.	94
Figura 4-13: Deslocamento radial ao redor do poço para um peso de fluido de 13 ppg.	94
Figura 4-14: Deslocamento radial ao redor do poço considerando somente a solução elástica.	96
Figura 4-15: Deslocamento radial ao redor do poço considerando a solução elástica mais a fluência em uma hora.	96
Figura 4-16: Deslocamento radial ao redor do poço considerando a solução elástica mais a fluência em um dia.	97
Figura 4-17: Deslocamento radial ao redor do poço considerando a solução elástica mais a fluência em um mês.	97
Figura 4-18: Deformações horizontais na parede de poço para diversos fluidos de perfuração em um mês.	98

Figura 4-19: Deformações horizontais na parede de poço para diversos fluidos de perfuração no 1º dia.	99
Figura 4-20: Deformação horizontal considerando a solução elástica e a fluência em 1 dia e em 30 dias para diversos pesos de fluido de perfuração.	100
Figura 4-21: Taxa de deformação (0 a $5,00 \text{ E-}07 \text{ s}^{-1}$) ao longo do tempo na parede do poço.	101
Figura 4-22: Taxa de deformação ao longo do tempo na parede do poço, considerando um “zoom” de 0 a $1,0\text{E-}07 \text{ s}^{-1}$.	101
Figura 4-23: Tensões ao redor do poço sem fluido de perfuração.	103
Figura 4-24: Tensões ao redor do poço para um peso de fluido de perfuração de 9 ppg.	104
Figura 4-25: Tensões ao redor do poço para um peso de fluido de perfuração de 11 ppg.	104
Figura 4-26: Tensões ao redor do poço para um peso de fluido de perfuração de 13 ppg.	105
Figura 4-27: Tensões ao redor do poço considerando somente a solução elástica.	106
Figura 4-28: Tensões ao redor do poço considerando a solução elástica mais a fluência em uma hora.	107
Figura 4-29: Tensões ao redor do poço considerando a solução elástica mais a fluência em um dia.	107
Figura 4-30: Tensões ao redor do poço considerando a solução elástica mais a fluência em um mês.	108
Figura 4-31: Variação das tensões com ao tempo na parede do poço.	109
Figura 4-32: Fechamento do poço ao longo do tempo (30 dias) para diferentes Teoria de endurecimento e pesos de fluidos de perfuração.	110
Figura 4-33: Fechamento do poço ao longo do tempo (1º dia) para diferentes Teoria de endurecimento e pesos de fluidos de perfuração.	111
Figura 4-34: Fechamento do poço considerando a solução elástica e a fluência em 1 dia e em 30 dias para diferentes teorias e pesos de fluido de perfuração.	111
Figura 4-35: Deformação radial do poço ao longo do tempo (30 dias) para diferentes Teoria de endurecimento e pesos de fluidos de perfuração.	112
Figura 4-36: Deformação radial do poço ao longo do tempo (1º dia) para diferentes Teoria de endurecimento e pesos de fluidos de perfuração.	113

Figura 4-37: Deformação do poço considerando a solução elástica e a fluência em 1 dia e em 30 dias para diferentes teorias e pesos de fluido de perfuração.	113
Figura 4-38: Taxa de deformação (0 a $5,00 \text{ E-}07 \text{ s}^{-1}$) ao longo do tempo na parede do poço para diferentes teorias e pesos de fluidos de perfuração.	114
Figura 4-39: Taxa de deformação (0 a $1,00 \text{ E-}07 \text{ s}^{-1}$) ao longo do tempo na parede do poço para diferentes teorias e pesos de fluidos de perfuração, “zomm” da Figura 4-38.	115
Figura 4-40: Tensões radiais ao redor do poço para as duas teorias de endurecimento em diversos instantes no tempo.	116
Figura 4-41: Tensões tangenciais ao redor do poço para as duas teorias de endurecimento em diversos instantes no tempo.	116
Figura 5-1: Representação esquemática da análise axissimétrica (sem escala).	118
Figura 5-2: Malha de Elementos Finitos utilizada na simulação numérica (a) vista geral de toda a malha (b, c) “zoom” da malha na região do 1° estágio de escavação (d) “zoom” nos elementos que representam o poço, em branco, e o evaporito, em azul.	120
Figura 5-3: Representação esquemática das condições de contorno (sem escala).	121
Figura 5-4: Fechamento do poço com avanço da escavação.	125
Figura 5-5: Fechamento do poço ao longo do tempo (30 dias) para diferentes fluidos de perfuração.	126
Figura 5-6: Fechamento do poço ao longo do tempo (1° dia) para diferentes fluidos de perfuração.	127
Figura 5-7: Fechamento do poço considerando a solução elástica e a fluência em 1 dia e em 30 dias para diversos pesos de fluido de perfuração.	128
Figura 5-8: Deslocamento radial (0 a $0,8 \text{ cm}$) ao redor do poço para um peso de fluido de 11 ppg.	131
Figura 5-9: Deslocamento radial (“zoom” em $0,1 \text{ cm}$) ao redor do poço para um peso de fluido de 11 ppg.	131
Figura 5-10: Deslocamento horizontal ao redor do poço considerando a solução elástica mais a fluência em um mês.	132
Figura 5-11: Deformações radiais na parede de poço para diversos fluidos de perfuração em um mês.	133

Figura 5-12: Deformações radiais horizontais na parede de poço para diversos fluidos de perfuração no 1º dia.	134
Figura 5-13: Deformação horizontal considerando a solução elástica e a fluência em 1 dia e em 30 dias para diversos pesos de fluido de perfuração.	135
Figura 5-14: Redistribuição das tensões radiais ao redor do poço ($r/R = 50$).	138
Figura 5-15: Redistribuição das tensões radiais ao redor do poço (“zoom” em $r/R = 8$).	138
Figura 5-16: Tensões radiais ao redor do poço para diferentes fluidos de perfuração.	139
Figura 5-17: Redistribuição das tensões tangenciais ao redor do poço ($r/R = 30$).	141
Figura 5-18: Redistribuição das tensões tangenciais ao redor do poço (“zoom” em $r/R=8$).	141
Figura 5-19: Tensões tangenciais ao redor do poço para diferentes fluidos de perfuração.	142
Figura 5-20: Fechamento do poço ao longo do tempo (30 dias) para as duas teorias de endurecimento.	143
Figura 5-21: Fechamento do poço ao longo do tempo (1º dia) para as duas teorias de endurecimento.	144
Figura 5-22: Deformação radial do poço ao longo do tempo (30 dias) para as duas teorias de endurecimento.	145
Figura 5-23: Deformação radial do poço ao longo do tempo (1º dia) para diferentes Teoria de endurecimento e pesos de fluidos de perfuração.	145
Figura 5-24: Taxa de deformação (0 a $1,00 \text{ E-}07 \text{ s}^{-1}$) ao longo de 30 dias na parede do poço para as duas teorias de endurecimento.	146
Figura 5-25: Taxa de deformação (0 a $1,00 \text{ E-}06 \text{ s}^{-1}$) ao longo de 12 horas na parede do poço para as duas teorias de endurecimento.	147
Figura 5-26: Tensões radiais ao redor do poço para as duas teorias.	149
Figura 5-27: Tensões radiais ao redor do poço para as duas teorias (“zoom” em $r/R=8$).	149
Figura 5-28: Tensões tangenciais ao redor do poço para as duas teorias.	150
Figura 5-29: Tensões tangenciais ao redor do poço para as duas teorias (“zoom” em $r/R=8$).	150

Figura A-1: Mapa dos mecanismos de deformação do sal (Munson, 1984; Fossum, A. F. & Fredrich, 2002)	159
Figura B-2: Deslocamento (sentido1 ou 'x ') na etapa 1, que corresponde ao equilíbrio do estado de tensão com a força externa (Figura 4-4).	160
Figura B-3: Deslocamento, em metros, (sentido 1) na etapa 2, que corresponde a desativação dos elementos triangulares (em branco) que compõem o poço para simular a perfuração do poço. Nesta mesma etapa são simuladas a resposta elástica e a introdução das pressões provocadas pelo peso do fluido de perfuração de 11ppg.	161
Figura B-4: Deslocamento, em metros, (sentido 1) na etapa 3 devido a fluência em um período de 900 segundos. O sinal negativo da legenda significa que o deslocamento acontece para a esquerda.	162
Figura B-5: Deslocamento, em metros, (sentido 1) na etapa 3 devido a fluência em um período de 30 dias. O sinal negativo significa que o deslocamento acontece para a esquerda.	163
Figura B-6: Magnitude do deslocamento máximo na etapa 1, que corresponde ao equilíbrio do estado de tensão com a força externa (Figura 4-4).	164
Figura B-7: Magnitude do deslocamento máximo, em metros, na etapa 2, que corresponde a desativação dos elementos triangulares que compõem o poço para simular justamente a perfuração do poço, representados em branco. Nesta mesma etapa são simuladas a resposta elástica e a introdução das pressões provocadas pelo peso do fluido de perfuração de 11ppg na parede do poço.	165
Figura B-8: Magnitude do deslocamento máximo, em metros na etapa 3, devido a fluência em um período de 900 segundos.	166
Figura B-9: Magnitude do deslocamento máximo, em metros correspondente a etapa 3, devido a fluência em um período de 30 dias.	167
Figura B-10: Deformações (sentido1) na etapa 1, que corresponde ao equilíbrio do estado de tensão com a força externa (Figura 4-4).	168
Figura B-11: Deformações (sentido 1) na etapa 2, que corresponde a desativação dos elementos triangulares que compõem o poço para simular a perfuração do poço, representados em branco. Nesta mesma etapa são simuladas a resposta elástica e a introdução das pressões provocadas pelo peso do fluido de perfuração de 11ppg na parede do poço.	169
Figura B-12: Deformações (sentido 1) na etapa 3 devido a fluência em um período de 900 segundos. No caso das deformações, o sinal positivo significa extensão e o negativo compressão.	170

Figura B-13: Deformações (sentido 1) na etapa 3 devido a fluência em um período de 30 dias.	171
Figura B-14: Deformações máximas na etapa 1, que corresponde ao equilíbrio do estado de tensão com a força externa (Figura 4-4).	172
Figura B-15: Deformações máximas na etapa 2, que corresponde a desativação dos elementos triangulares que compõem o poço para simular justamente a perfuração do poço, representados em branco. Nesta mesma etapa são simuladas a resposta elástica e a introdução das pressões provocadas pelo peso do fluido de perfuração de 11ppg na parede do poço.	173
Figura B-16: Deformações máximas na etapa 3 devido a fluência em um período de 900 segundos.	174
Figura B-17: Deformações máximas na etapa 3 devido a fluência em um período de 30 dias.	175
Figura B-18: Taxas de deformações (sentido1) na etapa 1, que corresponde ao equilíbrio do estado de tensão com a força externa (Figura 4-4).	176
Figura B-19: Taxas de deformações (sentido 1) na etapa 2 (1º parte), que corresponde a desativação dos elementos triangulares que compõem o poço para simular justamente a perfuração do poço, representados em branco.	177
Figura B-20: Na etapa 2 (2º parte) são simuladas a resposta elástica e a introdução das pressões provocadas pelo peso do fluido de perfuração de 11ppg na parede do poço.	178
Figura B-21: Taxas de deformações (sentido 1) na etapa 3 devido a fluência em um período de 900 segundos.	179
Figura B-22: Taxas de deformações (sentido 1) na etapa 3 devido a fluência em um período de 30 dias.	180
Figura B-23: Taxas de deformações máximas na etapa 1, que corresponde ao equilíbrio do estado de tensão com a força externa (Figura 4-4).	181
Figura B-24: Taxas de deformações máximas na etapa 2 (1º parte), que corresponde a desativação dos elementos triangulares que compõem o poço para simular justamente a perfuração do poço, representados em branco.	182
Figura B-25: Na etapa2 (2º parte) são simuladas a resposta elástica e a introdução das pressões provocadas pelo peso do fluido de perfuração de 11ppg na parede do poço.	183
Figura B-26: Taxas de deformações máximas na etapa 3 devido a fluência em um período de 900 segundos.	184

Figura B-27: Taxas de deformações máximas na etapa 3 devido a fluência em um período de 30 dias.	185
Figura B-28: Tensão (sentido1) na etapa 1, que corresponde ao equilíbrio do estado de tensão com a força externa (Figura 4-4).	186
Figura B-29: Tensão (sentido 1) na etapa 2 (1° parte), que corresponde a desativação dos elementos triangulares que compõem o poço para simular justamente a perfuração do poço, representados em branco.	187
Figura B-30: Na etapa 2 (2° parte) são simuladas a resposta elástica e a introdução das pressões provocadas pelo peso do fluido de perfuração de 11ppg na parede do poço.	188
Figura B-31: Tensão (sentido 1) na etapa 3 devido a fluência em um período de 900 segundos.	189
Figura B-32: Tensão (sentido 1) na etapa 3 devido a fluência em um período de 30 dias.	190
Figura B-33: Tensão máxima principal no Abaqus, ou tensão radial, na etapa 1, que corresponde ao equilíbrio do estado de tensão com a força externa (Figura 4-4).	191
Figura B-34: Tensão máxima principal, ou tensão radial, na etapa 2 (1° parte), que corresponde a desativação dos elementos triangulares que compõem o poço para simular justamente a perfuração do poço, representados em branco.	191
Figura B-35: Na etapa 2 (2° parte) são simuladas a resposta elástica e a introdução das pressões provocadas pelo peso do fluido de perfuração de 11ppg na parede do poço.	193
Figura B-36: Tensão máxima principal, ou tensão radial, (sentido 1) na etapa 3 devido a fluência em um período de 900 segundos.	194
Figura B-37: Tensão máxima principal, ou tensão radial, na etapa 3 devido a fluência em um período de 30 dias.	195
Figura C-38: Deslocamentos Radiais. Etapa1, que se refere ao equilíbrio do estado de tensão com a força externa (Figura 5-3).	197
Figura C-39: Simulação da resposta elástica e a introdução das pressões provocadas pelo peso do fluido de perfuração na parede do poço.	197
Figura C-40: Deslocamentos radiais, em metros referente a etapa 3. Ativação da fase do “creep” da primeira escavação. Nesta etapa, foi considerando um tempo de 900s.	198
Figura C-41: Etapa 4, que se refere a fase elástica da segunda escavação.	198
Figura C-42: Etapa 5, fluência por mais 900 segundos.	199

Figura C-43: Etapa 6, que se refere a fase elástica da terceira escavação.	199
Figura C-44: Etapa 7, fluência por mais 900 segundos.	200
Figura C-45: Etapa 21. Deslocamentos radiais ao redor do poço, em metros, depois de 30 dias após a última escavação.	201
Figura C-46: Deformação no sentido 1 ou em 'x'. Etapa1, que se refere ao equilíbrio do estado de tensão com a força externa (Figura 5-3).	202
Figura C-47: Simulação da resposta elástica e a introdução das pressões provocadas pelo peso do fluido de perfuração na parede do poço	202
Figura C-48: Deformação no sentido 1 ou em 'x'. Etapa 3. Ativação da fase do "creep" da primeira escavação. Nesta etapa, foi considerando um tempo de 900s	203
Figura C-49: Etapa 4, que se refere a fase elástica da segunda escavação.	203
Figura C-50: Etapa 5, fluência por mais 900 segundos.	204
Figura C-51: Etapa 6, que se refere a fase elástica da terceira escavação	204
Figura C-52: Etapa 7, fluência por mais 900 segundos	205
Figura C-53: Etapa 21. Deformações radiais ao redor do poço depois de 30 dias após a última escavação.	206
Figura C-54: Tensões radiais	207
(a) Etapa1, que se refere ao equilíbrio do estado de tensão com a força externa (Figura 5-3), em que foi utilizado o valor de 107,58MP	207
(b) Etapa 2 (1º parte), desativação dos elementos que compõem a primeira escavação para simular a perfuração do poço,	207
Figura C-55: Etapa 2 (2º parte): simulação da resposta elástica e a introdução das pressões provocadas pelo peso do fluido de perfuração na parede do poço.	208
Figura C-56: Etapa 3. Ativação da fase do "creep" da primeira escavação. Nesta etapa, foi considerando um tempo de 900s.	208
Figura C-57: Etapa 4, que se refere a fase elástica da segunda escavação.	209
Figura C-58: Etapa 5, fluência por mais 900 segundos.	209
Figura C-59: Etapa 6, que se refere a fase elástica da terceira escavação.	210
Figura C-60: Etapa 7, fluência por mais 900 segundos.	210
Figura C-61: Tensões radiais ao redor do poço depois de 30 dias após a última Escavação	211

Lista de tabelas

Tabela 2-1: Principais constituintes da água do mar (Andrade, 1980). 34

Tabela 2-2: Percentagens de constituintes de sal em amostras de águas profundas no Golfo do México (Modificado - Willson & Fredrich 2005). 36

Tabela 4-1: Estratigrafia do estudo de caso. 78

Tabela 4-2: Tensão de sobrecarga (σ_z) na direção 3. 82

Tabela 4-3: Pressões provocadas pelo fluido de perfuração para a profundidade de estudo de 6000 m (19685 ft). 85

Tabela 5-1: Estratigrafia do estudo de caso. 118

Tabela 5-2: Resumo dos parâmetros elásticos e constantes empíricas adotados.11

Tabela 5-3: Resumo das 21 etapas utilizadas na simulação numérica. 123

Lista de símbolos

$A, a, A_1, A_2, b, B_1, B_2, c, j, m, n$ = constantes

cm = centímetros

cos = cosseno

e = neperiano

E = módulo de elasticidade do material

F = força

ft = feet

G = módulo de cisalhamento

H = *“heaviside step function”*

h = hora

I = invariante do tensor taxa de deformação

J = invariante do tensor das tensões

k = constante da mola

K = kelvin

kg/m³ = quilograma por metro cúbico

Km = quilômetro

lb/gal = libra por galão

ln = logaritmo neperiano

m = metro

m/h = metro por hora

MPa = megaPascal

pol/h = polegada por hora

ppg = *“pounds per gallon”*

psi/ft = *“psi per feet”*

p_w = pressão provocada pelo peso do fluido de perfuração (em ppg)

Q = energia de ativação

q = tensão equivalente

r = distância em relação ao eixo do poço

R = raio do poço

s_{ij} = tensor desviador de tensões

sinh = seno hiperbólico

t = tempo

T = temperatura

U = deslocamento

\dot{U} = taxa de deslocamento

% = porcentagem

$^{\circ}$ = grau

$^{\circ}\text{C}$ = grau celsius

" = polegada

e = deformação

\dot{e} = taxa de deformação ou velocidade de deformação

\ddot{e} = derivada da taxa de deformação

S = tensão

m = viscosidade

ν = coeficiente de Poisson

d_{ij} = delta de Kronecker

z = fator de proporcionalidade

q = ângulo