



Fábio Anderson Fonteles Teófilo

**Modelagem e Análise Numérica do Estado de
Tensões Induzido por Estruturas Salinas**

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 do Centro Técnico Científico da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Luiz Fernando Campos Ramos Martha
Co-orientadora: Prof^a. Deane de Mesquita Roehl

Rio de Janeiro
Junho de 2016



Fabio Anderson Fonteles Teófilo

**Modelagem e Análise Numérica do Estado de
Tensões Induzido por Estruturas Salinas**

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. Luiz Fernando Campos Ramos Martha

Orientador

Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

Prof^a. Deane de Mesquita Roehl

Co-Orientadora

Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

Prof. Eurípedes do Amaral Vargas Júnior

Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

Prof. Raul Rosas e Silva

Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

Prof. André Maués Brabo Pereira

Universidade Federal Fluminense

Prof. Edgard Poiate Júnior

Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Prof. José Luis Drummond Alves

Universidade Federal do Rio de Janeiro

Prof. Marcio da Silveira Carvalho

Coordenador Setorial do Centro Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 22 de junho de 2016.

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

Fábio Anderson Fonteles Teófilo

Gradou-se em Engenharia Civil com ênfase em estruturas pela Universidade Federal do Ceará (UFC) em 2007. Mestre em Engenharia Civil na área engenharia estrutural pela UFC, onde concluiu o Programa Institucional de Formação de Recursos Humanos em Engenharia de Petróleo e Gás Natural (PRH/ANP-31), desenvolvendo a dissertação na área de Engenharia de Petróleo, defendida em 2010. Participou até 2010 do grupo de pesquisa do Laboratório de Mecânica Computacional e Visualização (LMCV) da UFC. Pesquisador do Instituto Tecgraf/PUC-Rio. Experiência em modelagem computacional, métodos numéricos, análise não-linear, estabilidade estrutural, otimização estrutural, materiais compósitos, risers e mecânica das rochas aplicada a domos salinos.

Ficha Catalográfica

Téofilo, Fábio Anderson Fonteles

Modelagem e Análise Numérica do Estado de Tensões Induzido por Estruturas Salinas / Fábio Anderson Fonteles Téofilo; orientador: Luiz Fernando Campos Ramos Martha; co-orientadora: Deane de Mesquita Roehl – 2016.

277 f. : il. (col.); 30cm

Tese (doutorado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil, 2016.

Inclui bibliografia.

1. Engenharia Civil – Teses. 2. Mecânica das Rochas. 3. Estruturas salinas. 4. Estado de tensões. 5. Geomecânica. 6. Mecânica Computacional. 7. Template parametrizado. 8. Análise numérica. I. Martha, Luiz Fernando Campos Ramos. II. Roehl, Deane de Mesquita. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Civil. IV. Título.

CDD: 624

Aos meus pais,

Geraldo Magela Teófilo e Maria Eliane Fonteles Teófilo

Por tudo que realizaram por mim.

Agradecimentos

A DEUS por guiar, proteger e iluminar todos os meus passos.

Aos meus familiares, que sempre me ajudaram e acreditaram em mim. Em especial, às minhas tias Maria Socorro Teófilo, Tereza de Jesus Teófilo, Maria Conceição Teófilo Rocha e Margarida Teófilo Freitas, pela grande ajuda ainda no início desta caminhada e aos meus primos Maria Glauênia Teófilo Rocha, Antônio Galvani Teófilo Rocha, Antônio Glauber Teófilo Rocha e Antônio Glauter Teófilo Rocha, pelo apoio e incentivo durante todos destes anos, principalmente pelos seus conselhos, que tanto contribuíram para minha formação pessoal e profissional. Muito obrigado!

A minha irmãzinha chata e ranzinza Cynara Maria Fonteles Teófilo, pelas brigas, estresses, companheirismo, apoio e ajuda durante todos destes anos. Sempre estarei ao seu lado.

À Maria Auxiliadora Aragão (Mary) pela ajuda, companheirismos, apoio, conselhos e as conversas noites adentro com taças de vinho, cerveja, whisky, etc (risos). Além de me aturar durante todos estes anos. Muito obrigado!

Ao professor Luiz Fernando Martha e à professora Deane Mesquita Roehl, ambos da PUC-Rio, pelos ensinamentos acadêmicos, pessoais e a amizade desenvolvida ao longo de todos destes anos.

Aos engenheiros da Petrobras, Dr. Álvaro Maia da Costa e Dr. Edgard Poiate Junior pelas contribuições e ajuda para o desenvolvimento deste trabalho.

A todos os meus amigos, de Fortaleza e do Rio do Janeiro, pelos momentos de desconcentração e superação e que sempre me apoiaram e incentivaram.

A todos os meus amigos do Instituto Tecgraf, em especial a Walter Habitzreuter e Antonio Sergio, pela convivência, companheirismo, almoços no Braseiro e auxílio ao longo dos anos de 2011 a 2016. A todos do Grupo de MVGEO com quem compartilhei maior parte dos momentos de estresses, sufoco e desconcentração.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), o Instituto Tecgraf e a Petróleo Brasileiro S. A. (Petrobras) pelo suporte financeiro durante o doutorado.

Resumo

Teófilo, Fábio Anderson Fonteles; Martha, Luiz Fernando Campos Ramos (Orientador); Roehl, Deane de Mesquita (Coorientador). **Modelagem e Análise Numérica do Estado de Tensões Induzido por Estruturas Salinas**. Rio de Janeiro, 2016. 277p. Tese de Doutorado – Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

As principais reservas mundiais de petróleo se encontram em regiões que contêm evaporitos, que fornecem condições favoráveis para o aprisionamento e geração de hidrocarbonetos devido à sua baixa porosidade e permeabilidade, aumentando a probabilidade de sucesso de prospecção de óleo e gás. As rochas salinas exibem deformação dependente do tempo quando submetidas a qualquer nível de tensão desviadora. Devido ao comportamento de fluência do sal, o estado de tensões na formação adjacente ao sal é altamente perturbado. Portanto, o presente trabalho apresenta uma metodologia de simulação geomecânica para avaliar o estado de tensões induzido por estruturas salinas. O objetivo principal é obter uma melhor estimativa do estado de tensões nessas regiões, o que permitirá um melhor planejamento da locação e trajetória de poços. A análise de fluência do domo salino é baseada na lei constitutiva de Duplo Mecanismo de Deformação e as simulações são realizadas para um período de 2 milhões de anos, tempo suficiente para que a redistribuição de tensões dentro do domo salino atinja o estado de tensões isotrópico. A simulação numérica do comportamento de fluência do sal e elasto-plástico da formação adjacente é realizado no programa de análise ANVEC, que utiliza o método de Newton-Raphson para resolver de forma incremental-iterativa o sistema de equações não-linear de equilíbrio. O estado inicial de tensões é calculado considerando o equilíbrio geostático do maciço em repouso. A metodologia proposta foi aplicada em um estudo de caso e os resultados obtidos mostraram um estado de tensões mais realista e menos conservador do que o obtido com as metodologias correntes. Além disso, foram desenvolvidos *templates* parametrizados de estruturas salinas idealizadas no pré-processador SIGMA2D, permitindo uma modelagem fácil e rápida de modelos idealizados. Os resultados do modelo paramétrico apresentam boa concordância com os resultados do modelo sintético de um domo salino.

Palavra-chave

Estruturas salinas; Estado de tensões; Geomecânica; Template parametrizado; Análise numérica.

Abstract

Teófilo, Fábio Anderson Fonteles; Martha, Luiz Fernando Campos Ramos (Advisor); Roehl, Deane de Mesquita (Co-advisor). **Modeling and Numerical Analysis of State Stress Induced by Salt Structures**. Rio de Janeiro, 2016. 277p. DSc. Thesis – Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The main oil and gas reserves around the world are found in regions containing evaporitic rocks that due to the rock properties of low porosity and low permeability provide favorable conditions for trapping hydrocarbons, increasing the probability of success in oil and gas exploration. The salt rock exhibits strain time-dependent behavior when submitted to deviatoric stresses. Due to this behavior the stresses adjacent to salt bodies are highly perturbed. Therefore, a more accurate estimate of the stress state in salt zones is required in order to allow for a more rigorous planning of well paths and location. The main objective of the present work is to obtain a better estimate of stress states in the vicinity of salt structures. In addition, a second objective is the development of a geo-mechanical modeling tool based on two-dimensional parameterized templates allows a fast modeling. The creep behavior of salt bodies is studied using the Finite Element Method. Numerical analysis is performed considering of the plane strain state of stress. In the creep analysis of the salt body, the constitutive equation based on the Double-mechanism-Deformation model is used. The simulation period of 2 million years is used, so that the stress redistribution reaches the steady state condition. The numerical simulation of creep behavior of the salt body is carried out through the finite element system ANVEC. This system uses the Newton-Raphson Method for the solution of the incremental equilibrium equations considering the nonlinear creep behaviour of the salt rock and plastic behavior of the surrounding formation. In addition, the initial stress state of the surrounding formation is also calculated considering the geostatic equilibrium condition at rest. The methodology presented in this work obtained a more realistic and less conservative stress state, resulting in a better estimate of stress states in a sedimentary basin with the presence of salt. The two-dimensional parameterized templates are implemented in the SIGMA2D system and the results presented good agreement compared with real model results.

Keyword

Salt structures; State stress; Geo-mechanical simulation; Parameterized templates, Numerical analysis.

Sumário

1. Introdução	41
1.1. Definição do Problema	41
1.2. Objetivos	44
1.3. Organização da Tese	45
2. Evaporitos: gênese e problemas de perfuração	47
2.1. Introdução	47
2.2. Ocorrência	51
2.2.1. Ocorrência no Brasil	52
2.2.2. Processo de Formação das Estruturas Salinas (Halocinese)	55
2.2.3. Flutuabilidade	60
2.2.4. Sobrecarga Diferencial	63
2.2.5. Espalhamento Lateral	64
2.2.6. Convecção Térmica	65
2.3. Perfuração em Regiões de Sal	66
3. Mecanismos de deformação do sal	73
3.1. Introdução	73
3.2. Comportamento de Fluência do Sal	75
3.3. Mecanismos de Deformação por Fluência do Sal	77
3.3.1. Mecanismo de Deslizamento de Discordâncias (<i>Dislocation Glide</i>)	78
3.3.2. Mecanismo de Fissuração na Condição Estacionária (<i>Steady State Cracking</i>)	80
3.3.3. Mecanismo de Escalonamento de Discordâncias (<i>Dislocation Climb</i>)	80
3.3.4. Mecanismo de Recristalização Dinâmica (<i>Dynamic Recrystallization</i>)	81

3.3.5. Mecanismo de Fluência por Difusão (<i>Diffusional Creep</i>)	81
3.3.6. Mecanismo de Deslizamento de Contato dos Grãos (<i>Grain Boundary Glide</i>)	82
3.3.7. Mecanismo Indefinido (<i>Undefined Mechanism</i>)	82
4. Modelos constitutivos de fluência do sal	84
4.1. Modelos Reológicos de Fluência	84
4.2. Modelos Empíricos de Fluência	86
4.3. Modelos Físicos de Fluência	87
4.3.1. Lei Visco-Plástica de Múltiplos Mecanismos de Deformação	88
4.3.2. Modelo de Múltiplos Mecanismos de Deformação	89
4.3.3. Modelo de Duplo Mecanismo de Deformação	90
5. Estado de tensões induzido por estruturas salinas	93
5.1. Influência do Estado de Tensões na Perfuração de Poços	94
5.2. Estado da Arte da Modelagem do Estado de Tensões	97
5.2.1. Comentários.	117
6. Metodologia de análise do estado de tensões induzido por estruturas salinas	120
6.1. Modelo Geomecânico (Pré-processamento)	120
6.2. Processamento	126
6.2.1. Atributo <i>DENSITY SURFACE</i>	127
6.2.2. Atributo <i>BOUNDARY PRESSURE CONTOUR SALT</i>	135
6.3. Propriedades dos Materiais	137
6.3.1. Critério de Mohr-Coulomb	140
6.3.2. Critério de Dilatância do Sal	142
6.3.3. Índice de Plastificação (RATIO)	143
6.4. Estado Inicial de Tensões	145
7. Análise do estado de tensões em domos salinos	148
7.1. Introdução.	148

7.2. Modelagem Via <i>Template</i> de Domos Salinos Conectados ou Não a uma Fonte de Sal.	149
7.3. Análise da Trajetória de Poços Fictícios Próximos ou Atravessando Zonas de Sal (ou Influência do Estado de Tensões na Perfuração de Poços).	171
7.3.1. Poço Fictício 1.	173
7.3.2. Poço Fictício 2.	176
7.3.3. Poço Fictício 3.	178
7.3.4. Comentários.	179
7.4. Análise da Influência do Estado Inicial de Tensões.	180
7.5. Influência da Pressão no Contorno do Domo Salino sobre o Modelo do Estudo de Caso.	191
7.6. Análise do Estado Final de Tensões para o Estudo de Caso Apresentado na Seção 7.4.	196
7.7. Análise da Influência de um Único Peso Específico sobre o Estudo de Caso Apresentado na Seção 7.4.	202
7.8. Análise da Influência da Densidade das Camadas que Circundam o Domo Salino.	206
7.9. Comparação entre a Modelagem via <i>Template</i> Parametrizado e a Seção Transversal de um Domo Salino.	210
8. Análise paramétrica	218
8.1. Domo Salino Idealizado SEM estar conectado a uma Fonte de Sal.	220
8.1.1. Regime de Tensões (k_0) igual a 0.70.	221
8.1.2. Regime de Tensões (k_0) igual a 0.80.	233
8.1.3. Regime de Tensões (k_0) igual a 1.00.	235
8.1.4. Variando o Regime de Tensões (k_0) para a relação L/H igual a 1.	239
8.1.5. Variando o Regime de Tensões (k_0) para a relação L/H igual a 2.	243
8.1.6. Variando o Regime de Tensões (k_0) para a relação L/H igual a 4.	246
8.1.7. Variando o Regime de Tensões (k_0) para o Parâmetro λ igual a 0.30.	249

8.2. Domo Salino Idealizado Conectado a uma Fonte de Sal.	253
8.2.1. Variando o Regime de Tensões (k_0) para a relação L/H igual a 1.	253
8.2.2. Variando o Regime de Tensões (k_0) para a relação L/H igual a 2.	258
8.2.3. Variando o Regime de Tensões (k_0) para a relação L/H igual a 4.	260
9. Conclusões e recomendações	263
9.1. Sugestões de Trabalhos Futuros.	266
10. Referências bibliográficas	268

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Geometrias assumidas por estruturas salinas (adaptado de CRAMEZ, 2006).	41
Figura 2.1 – Resultado do ensaio de fluência de rochas salinas submetidas a tensão de 10 MPa e temperatura 86°C. (POIATE <i>et. al.</i> , 2006; POIATE, 2012).	49
Figura 2.2 – Fluxo de Calor e distribuição de temperatura na vizinhança de um domo de sal (adaptado de VIZGIRDA <i>et. al.</i> , 1985).	50
Figura 2.3 – Maiores acumulações salinas em regiões de exploração de petróleo ao redor no mundo (MUELLER, 2015).	51
Figura 2.4 – Bacias produtoras marítimas e terrestres do Brasil (PETROBRAS, 2015a).	53
Figura 2.5 – Seção geológica típica da Bacia de Taquari/Vassouras no estado de Sergipe (adaptado de COSTA <i>et. al.</i> , 2010).	53
Figura 2.6 – Polígono do Pré-sal: Bacias de Santos e Bacia de Campos (PETROBRAS, 2015c).	54
Figura 2.7 – Seção Sísmica do Pré-sal da Bacia de Santos (FORMIGLI, 2007).	55
Figura 2.8 – Principais tipos de estruturas salinas (JACKSON & TALBOT, 1986).	56
Figura 2.9 – Seção sísmica de um diápiro de sal (WILLSON & FREDRICH, 2005).	57
Figura 2.10 – Sal Autóctone e Sal Alóctone (Adaptado de CRAMEZ, 2014).	58
Figura 2.11 – Regime de falhas ao redor de um domo salino (DUSSEAULT <i>et. al.</i> , 2004b).	59
Figura 2.12 – Mecanismo de diapirismo (JACKSON & TALBOT, 1986).	60
Figura 2.13 – Inversão de densidade e fluxo do sal.	61
Figura 2.14 – Forças de resistência ao fluxo do sal (adaptado de HUDEC & JACKSON, 2007).	61

Figura 2.15 – Nível de fluabilidade neutra e formação de estruturas do tipo bulbo de sal. (JACKSON & TALBOT, 1986).	64
Figura 2.16 – Diapirismo do sal (baseada em BOTELHO, 2008).	66
Figura 2.17 – Região do poço arrobada com má cimentação. (STASH & JONES, 1989 <i>apud</i> POIATE, 2012).	67
Figura 2.18 – Problema de integridade na coluna de revestimento devido a movimentação do sal (adaptado de SIMÕES, 2013).	68
Figura 2.19 – Alteração do Gradiente de pressões acima e abaixo do sal de um poço no Golfo do México (adaptado de WILLSON & FREDRICH, 2005).	69
Figura 2.20 – Gradiente de Fratura e Pressão de Poros do poço <i>Spa Propect, Walker Ridge 285 #1</i> , no Golfo do México (ROHLER <i>et. al.</i> , 2003).	70
Figura 2.21 – Aumento da tensão circunferencial devido à perda de circulação. (DUSSEAULT <i>et. al.</i> , 2004).	71
Figura 2.22 – Perda de correlação geológica de um poço próximo a um diápiro de sal no Mar do Norte. (adaptado de SEYMOUR <i>et. al.</i> , 1993).	71
Figura 2.23 – Porcentagem de tempo não produtivo de 5 poços próximos a um diápiro de sal no Mar do Norte. (Adaptado de SEYMOUR <i>et. al.</i> , 1993).	72
Figura 3.1 – Deformação de fluência versus tempo (adaptada de SHAMES & COZZARELLI, 1992).	73
Figura 3.2 – Curva típica de fluência (adaptada de SHAMES & COZZARELLI, 1992).	74
Figura 3.3 – Curva de fluência do sal halita (POIATE, 2012).	75
Figura 3.4 – Mapa dos mecanismos de deformação de rochas salinas. (adaptado de Fossum & Fredrich, 2002).	78
Figura 4.1 – Modelos reológicos básicos.	85
Figura 4.2 – Lei Visco-plástico de Múltiplos Mecanismos de Deformação (baseado em Dusseault <i>et. al.</i> (1987)).	88

Figura 4.3 – Modelo de Duplo Mecanismo de Deformação (baseado em Costa <i>et. al.</i> (2010)).	91
Figura 5.1 – Estado de tensões para diferentes trajetórias de poços próximos (A) ou através (B) de estruturas de sal (Adaptado de DUSSEAULT <i>et. al.</i> , 2004b).	95
Figura 5.2 – Áreas de potenciais riscos geomecânicos ao se perfurar próximo ou através de estruturas de sal (WILLSON & FREDRICH, 2005).	96
Figura 5.3 – Modelos idealizados de estruturas salinas (FREDRICH <i>et. al.</i> , 2003).	99
Figura 5.4 – Tensão Vertical, Horizontal e de von Mises ($k_0 = 0,70$) ao longo da profundidade para três seções verticais distintas (Adaptada de FREDRICH <i>et. al.</i> , 2003).	100
Figura 5.5 – Tensão de von Mises (σ_{vm}) normalizada com o valor distante do sal para esferas de sal de 2000m, 1000m e 500m de diâmetro (Adaptada de FREDRICH <i>et. al.</i> , 2003).	101
Figura 5.6 – Tensão de von Mises para as duas seções transversais do poço <i>Spa Prospect</i> , no Golfo do México. (Adaptada de FREDRICH <i>et. al.</i> , 2007).	102
Figura 5.7 – Tensão de média para as duas seções transversais do poço <i>Spa Prospect</i> , no Golfo do México. (Adaptada de FREDRICH <i>et. al.</i> , 2007).	103
Figura 5.8 – Interpretação sísmica do diápiro Munta na Bacia Officer, sul da Austrália (KROUPRIANTCHICK <i>et. al.</i> , 2005a).	104
Figura 5.9 – Tensão de von Mises na profundidade 1300m do diápiro de sal Munta na Bacia Officer, sul da Austrália (KROUPRIANTCHICK <i>et. al.</i> , 2005a).	105
Figura 5.10 – Tensões normalizadas ($k_0 = 0,70$) (SANZ & DASARI, 2010).	107
Figura 5.11 – Tensão de Vertical normalizada ($k_0 = 0,70$) versus a Relação entre os raios da elipse (SANZ & DASARI, 2010).	107
Figura 5.12 – Orientação das tensões principais para um corpo elíptico com relação entre os raios (r_y/r_x) igual a 0.5 e $k_0 = 0.70$. (SANZ & DASARI, 2010).	108

Figura 5.13 – Modelos de domo salino idealizado. (SANZ & DASARI, 2010).	108
Figura 5.14 – Tensão vertical normalizada para os domos conectados e desconectados ($k_0 = 0,70$) (SANZ & DASARI, 2010).	109
Figura 5.15 – Tensões totais para o modelo elástico e elasto-plástico considerando o critério de Drucker-Prager para o círculo interno. (LUO <i>et. al.</i> , 2011).	110
Figura 5.16 – Tensão vertical total (A) e efetiva (B). (LUO <i>et. al.</i> , 2011).	110
Figura 5.17 – Magnitude das deformações plásticas para o critério de Drucker-Prager (A) circo interno e (B) circo externo e (C) para o critério de Mohr-Coulomb. (LUO <i>et. al.</i> , 2011).	111
Figura 5.18 – Tensão efetiva no flanco da esfera de sal para os modelos poro-elástico e poro-elasto-plástico sobre a condição drenada. (NIKOLINAKOU <i>et. al.</i> , 2011a).	113
Figura 5.19 – Pressão de poros (u_e) e Tensão total média ($\Delta\sigma$) para sobre a condição não-drenada. (NIKOLINAKOU <i>et. al.</i> , 2011a).	113
Figura 5.20 – Modelos de elementos finitos axissimétricos. (ORLIC & WASSING, 2012).	114
Figura 5.21 – Tensão efetiva horizontal e Tensões efetivas no flanco da estrutura de sal para o modelo (b) da Figura 5.20. (Adaptado de ORLIC & WASSING, 2012).	115
Figura 5.22 – Variação das tensões efetivas devido à depleção passando pelo centro do reservatório (ORLIC & WASSING, 2012).	116
Figura 5.23 – Subsidência máxima com o tempo (ORLIC & WASSING, 2012).	117
Figura 6.1 – Modelo geométrico de uma almofada de sal.	120
Figura 6.2 – Diálogo do modulo de <i>template</i> parametrizado para domos salinos implementado no sistema SIGMA2D.	121
Figura 6.3 – Arquitetura do SIGMA2D (baseado em LIRA, 1998).	122
Figura 6.4 – Criação da geometria do domo a partir de uma curva Bèzier.	123

Figura 6.5 – Modelo geométrico idealizado de um domo salino sem conexão a uma fonte de sal com restrição lateral na direção X e livre na direção Y.	124
Figura 6.6 – Modelo geométrico idealizado de dois domos salinos conectados a uma fonte de sal com fronteiras laterais infinitas.	124
Figura 6.7 – Elemento Infinito de <i>Serendipity</i> com 5 nós.	125
Figura 6.8 – Geometria do domo salino definida através do parâmetro λ , mantendo a relação L/H constante.	126
Figura 6.9 – Ilustração da nuvem de pontos (<i>scanlines</i>) criada pelo atributo <i>DENSITY SURFACE</i> .	128
Figura 6.10 – Dialogo do atributo <i>DENSITY SURFACE</i> .	128
Figura 6.11 – Cálculo do litostático para cada ponto de uma <i>scanline</i> vertical.	130
Figura 6.12 – Peso específico equivalente calculado para cada ponto de cada <i>scanline</i> vertical ao longo de todo o modelo.	131
Figura 6.13 – Dialogo do atributo <i>BP CONTOUR SALT</i> .	136
Figura 6.14 – Modelo de Duplo Mecanismo de Deformação para a halita brasileira submetida a uma temperatura de 86°C (adaptado de POIATE, 2012).	137
Figura 6.15 – Variação de temperatura devido o gradiente geotérmico do sal.	139
Figura 6.16 – Critério de Mohr-Coulomb.	140
Figura 6.17 – (A) Superfície de escoamento e (B) Plano octaédrico para o Critério de Mohr-Coulomb.	142
Figura 6.18 – Índice plastificação para o critério de Mohr-Coulomb.	144
Figura 6.19 – Intervalos de profundidade para o cálculo da tensão vertical (σ_v).	145
Figura 7.1 – Modelo de Elementos Finitos dos domos salinos.	149
Figura 7.2 – Isomapa da Tensão horizontal (kPa) para 2.000.000 anos para o modelo conectado a fonte de sal.	151

Figura 7.3 – Isomapa da Tensão vertical (kPa) para 2.000.000 anos para o modelo conectado a fonte de sal.	151
Figura 7.4 – Isomapa da Tensão de von Mises (kPa) para 2.000.000 anos para o modelo conectado a fonte de sal.	154
Figura 7.5 – Isomapa da Tensão de cisalhamento (kPa) para 2.000.000 anos para o modelo conectado a fonte de sal.	155
Figura 7.6 – Isomapa da Tensão média (kPa) para 2.000.000 anos para o modelo conectado a fonte de sal.	155
Figura 7.7 – Linha ABCDEFG ao longo da interface sal/formação para o modelo conectado a fonte de sal.	157
Figura 7.8 – Isomapa do Índice de plastificação (RATIO) para 2.000.000 anos para o modelo conectado a fonte de sal.	158
Figura 7.9 – Isomapa do Índice de plastificação (RATIO) para 2.000.000 anos para o domo salino não conectado a fonte de sal.	161
Figura 7.10 – Linha ABCFG ao longo da interface sal/formação.	161
Figura 7.11 – Seções longitudinais a serem avaliadas.	162
Figura 7.12 – Tendência natural de deslocamento do domo salino.	167
Figura 7.13 – Isomapa dos Deslocamentos de verticais do domo salino (fator de deformação = 100).	169
Figura 7.14 – Três possíveis trajetórias de poços fictícios atingindo o mesmo alvo.	172
Figura 7.15 – Convenção do Círculo de Mohr.	174
Figura 7.16 – Imagem Sísmica de dois domos adjacentes (COSTA <i>et. al.</i> , 2005a; BORGES, 2008).	181
Figura 7.17 – Modelo topológico.	181
Figura 7.18 – Gráfico de velocidade de onda compressional (V_p) e onda cisalhante (V_s) em função do soterramento (BORGES, 2008).	182
Figura 7.19 – Gráfico da densidade em função do soterramento (BORGES, 2008).	183
Figura 7.20 – Peso específico equivalente calculado para o EIT 1.	185

Figura 7.21 – Dialogo do atributo DENSITY SURFACE preenchido com os dados do modelo do Estudo de Caso.	185
Figura 7.22 – Seções transversais a serem analisadas.	187
Figura 7.23 – Peso específico equivalente para Seção BB.	190
Figura 7.24 – Peso específico equivalente para a Seção GG.	190
Figura 7.25 – Exemplo 1 – Seção DD: Mecanismo de fluatibilidade do sal (<i>BOUNDARY PRESSURE CONTOUR SALT</i>).	192
Figura 7.26 – Isomapa das Tensão horizontal (kPa) para 2.000.000 anos.	197
Figura 7.27 – Isomapa das Tensão verticais (kPa) para 2.000.000 anos.	197
Figura 7.28 – Isomapa das Tensão de cisalhamento (kPa) para 2.000.000 anos.	198
Figura 7.29 – Isomapa da Tensão Média (kPa) para 2.000.000 anos.	199
Figura 7.30 – Isomapa do Índice de Plastificação (RATIO) para 2.000.000 anos.	200
Figura 7.31 – Peso específico equivalente para profundidade de -7000m.	203
Figura 7.32 – Isomapa do Índice de Plastificação (RATIO) para 2.000.000 anos.	205
Figura 7.33 – Isomapa do Índice de Plastificação (RATIO) para 2.000.000 anos.	208
Figura 7.34 – Curva da seção transversal de um modelo salino.	210
Figura 7.35 – Modelo topológico do domo salino.	210
Figura 7.36 – Modelo topológico do domo salino via <i>template</i> parametrizado.	212
Figura 7.37 – Isomapa das Tensão horizontal (kPa) para 2.000.000 anos.	213
Figura 7.38 – Isomapa das Tensão vertical (kPa) para 2.000.000 anos.	213
Figura 7.39 – Isomapa da Tensão desviadora (kPa) para 2.000.000 anos.	215

Figura 7.40 – Isomapa do Índice de Plastificação (RATIO) para 2.000.000 anos.	216
Figura 8.1 – Seções transversais avaliadas para o Modelo 1.	219
Figura 8.2 – Geometria do domo salino para diferentes relações L/H para o parâmetro $\lambda = 0.45$.	220

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Classe e composição química dos principais minerais evaporíticos (adaptada de POIATE, 2012).	48
Tabela 2.2 – Percentagem de Sal obtida através da difração de raios-X das amostras do Golfo do México (WILLSON & FREDRICH, 2005).	48
Tabela 2.3 – Densidade média de algumas rochas salinas (SIMÕES, 2013).	50
Tabela 2.4 – Propriedades de resistência de algumas rochas (adaptada de CRAMEZ, 2014).	62
Tabela 5.1 – Quadro resumo dos trabalhos relacionados.	119
Tabela 6.1 – Valores de tempo de trânsito da onda compressional (ROCHA & AZEVEDO, 2009).	130
Tabela 6.2 – Propriedades Mecânica dos Materiais.	138
Tabela 6.3 – Propriedades de algumas rochas salinas (POIATE, 2012).	139
Tabela 7.1 – Parâmetros geométricos do domo salino.	150
Tabela 7.2 – Taxa de deformação corrigida pela temperatura para a profundidade da base de cada camada de halita do modelo.	150
Tabela 7.3 – Valores das tensão horizontal e tensão vertical normalizados com relação ao <i>farfield</i> ao longo da linha ABCDEFG, ver a Figura 7.7	160
Tabela 7.4 – Comparação da magnitude e extensão da perturbação das tensões horizontais e verticais normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal entre os modelos com e sem fonte de sal.	165
Tabela 7.5 – Propriedades mecânica da formação.	183
Tabela 7.6 – Taxa de deformação corrigida pela temperatura para a profundidade da base de cada camada de sal do modelo.	184
Tabela 7.7 – Tabela com os coeficientes da superfície de peso específico equivalente, Eq. (6.5).	186
Tabela 7.8 – Tabela com os coeficientes da superfície de peso específico equivalente, Eq. (6.5).	203
Tabela 7.9 – Novas densidades das formações.	206

Tabela 7.10 – Tabela com os coeficientes da superfície de peso específico equivalente, Eq. (6.5).	206
Tabela 7.11 – Propriedades mecânica da formação do domo salino.	211
Tabela 7.12 – Parâmetros geométricos do domo salino.	211
Tabela 7.13 – Taxa de deformação corrigida pela temperatura para a profundidade da base de cada camada de sal do domo salino.	212
Tabela 8.1 – Informações numéricas usadas nos exemplos.	218
Tabela 8.2 – Magnitude e extensão da perturbação das tensões horizontais e verticais normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal para o Modelo 1 com relação $L/H = 1$ ($L_1 = 2650\text{m}$) e $k_0 = 0.70$.	222
Tabela 8.3 – Magnitude e extensão da perturbação das tensões horizontais e verticais normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal para o Modelo 2 com relação $L/H = 2$ ($L_2 = 5300\text{m}$) e $k_0 = 0.70$.	223
Tabela 8.4 – Magnitude e extensão da perturbação das tensões horizontais e verticais normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal para o Modelo 3 com relação $L/H = 4$ ($L_3 = 10600\text{m}$) e $k_0 = 0.70$.	224
Tabela 8.5 – Magnitude da perturbação das tensões horizontais normalizados com relação as tensões <i>farfield</i> $k_0 = 0.70$ e parâmetro $\lambda = 0.30$ na Prof. -3345m.	247
Tabela 8.6 – Magnitude e extensão da perturbação das tensões horizontais e verticais normalizados com relação as tensões <i>farfield</i> para o Modelo 1 com relação $L/H = 1$ ($L_1 = 2650\text{m}$) e $\lambda = 0.30$, com a fonte de sal de extensão $2L$.	254
Tabela 8.7 – Magnitude e extensão da perturbação das tensões horizontais e verticais normalizados com relação as tensões <i>farfield</i> para o Modelo 1 com relação $L/H = 1$ ($L_1 = 2650\text{m}$) e $\lambda = 0.30$, com a fonte de sal de extensão $3L$.	256

Lista de Gráficos

Gráfico 7.1 – Gráfico ao longo de uma seção transversal a 832 m do centro do domo salino (Seção AA, ver Figura 7.2 e Figura 7.3) para o modelo conectado a fonte de sal.	152
Gráfico 7.2 – Gráfico ao longo de uma seção longitudinal na profundidade -4405m. (Seção BB, ver Figura 7.2 e Figura 7.3) para o modelo conectado a fonte de sal.	152
Gráfico 7.3 – Gráfico das Tensões Horizontais e Verticais versus Tempo dentro e no topo dos domos salinos.	153
Gráfico 7.4 – Gráfico das Tensões Horizontais e Verticais versus Tempo na formação logo acima dos domos salinos.	154
Gráfico 7.5 – Gráfico da tensão de cisalhamento ao longo da seção longitudinal BB (Profundidade de -4405m).	156
Gráfico 7.6 – Gráfico da tensão Média ao longo da seção longitudinal BB (Profundidade de -4405m).	156
Gráfico 7.7 – Gráfico do RATIO ao longo da linha ABCDEFG para o modelo conectado a fonte de sal, ver a Figura 7.7.	157
Gráfico 7.8 – Gráfico da Tensão de Cisalhamento ao longo da linha ABCDEFG para o modelo conectado a fonte de sal, ver a Figura 7.7.	159
Gráfico 7.9 – Gráfico das tensões normalizados com relação as tensões longe da estrutura de sal ao longo da linha ABCDEFG para o modelo conectado a fonte de sal, ver a Figura 7.7.	159
Gráfico 7.10 – Gráfico do RATIO ao longo da linha ABCFG, ver a Figura 7.10.	162
Gráfico 7.11 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical ao longo da seção longitudinal AA (Profundidade de -2285m) normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal.	163
Gráfico 7.12 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical ao longo da seção longitudinal BB (Profundidade de -3345m) normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal.	163

Gráfico 7.13 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical ao longo da seção longitudinal CC (Profundidade de -4405m) normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal.	164
Gráfico 7.14 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical ao longo da seção longitudinal DD (Profundidade de -5465m) normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal.	164
Gráfico 7.15 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical ao longo da seção longitudinal EE (Profundidade de -5995m) normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal.	165
Gráfico 7.16 – Gráfico do Deslocamento Horizontal X STEP TIME dos pontos A, B, C, D, E, F, G, H, I, J e K, mostrados na Figura 7.12.	168
Gráfico 7.17 – Gráfico do Deslocamento Vertical versus Tempo dos pontos A, B, C, D, E, F, G, H, I, J e K, mostrados na Figura 7.12.	168
Gráfico 7.18 – Deslocamento Vertical versus Tempo do ponto F (Topo do domo salino) mostrados na Figura 7.12.	169
Gráfico 7.19 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical ao longo da seção longitudinal AA (Profundidade de -2285m) normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal para espessuras de fonte sal diferentes.	170
Gráfico 7.20 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical ao longo da seção longitudinal EE (Profundidade de -4405m) normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal para espessuras de fonte sal diferentes.	171
Gráfico 7.21 – Gráfico das Tensões Horizontais, Verticais e Principais ao longo da trajetória no poço fictício 1, ilustrado na Figura 7.14.	173
Gráfico 7.22 – Relação K entre a Tensão Horizontal e da Tensão Vertical ao longo da trajetória no poço fictício 1.	174
Gráfico 7.23 – Gráfico da Tensão de Cisalhamento ao longo da trajetória no poço fictício 1, ilustrado na Figura 7.14.	175
Gráfico 7.24 – Gráfico da Tensões Horizontais e Verticais ao longo da trajetória no poço fictício 2, ilustrado na Figura 7.14.	176
Gráfico 7.25 – Tensão Principais e a Tensão de Cisalhamento ao longo da trajetória no poço fictício 2.	177

Gráfico 7.26 – Relação K entre a Tensão Horizontal e da Tensão Vertical ao longo da trajetória no poço fictício 2.	177
Gráfico 7.27 – Gráfico da Tensões Horizontais e Verticais ao longo da trajetória no poço fictício 3, ilustrado na Figura 7.14.	178
Gráfico 7.28 – Tensão de Cisalhamento e Razão K entre a Tensão Horizontal e da Tensão Vertical ao longo da trajetória no poço fictício 2.	179
Gráfico 7.29 – Tensão vertical na seção transversal do modelo para o cálculo do peso específico equivalente médio do maciço.	184
Gráfico 7.30 – Comparação da Tensão Vertical calculado considerando o EIT 1, o EIT 2 e o resultado teórico para a Seção BB (ver Figura 7.22).	186
Gráfico 7.31 – Tensão litostática (σ_y) nas Seções AA e BB.	187
Gráfico 7.32 – Tensão litostática (σ_y) nas Seções CC e DD.	188
Gráfico 7.33 – Tensão litostática (σ_y) nas Seções EE e FF.	188
Gráfico 7.34 – Tensão Litostática (σ_y) nas Seções GG e HH.	188
Gráfico 7.35 – Tensão Litostática (σ_y) nas Seções II e JJ.	189
Gráfico 7.36 – Tensão Litostática (σ_y) nas Seções KK e LL.	189
Gráfico 7.37 – Tensão Litostática (σ_y) em todas as seções para o EIT 1 (CONSTANTE) e EIT 2.	191
Gráfico 7.38 – Comparação do Estado de Tensões Final, na Seção DD, entre o Modelo 1 e Modelo 2.	194
Gráfico 7.39 – Gráfico das tensões horizontais e verticais ao longo do tempo na formação acima do domo salino na Seção DD.	194
Gráfico 7.40 – Gráfico das tensões horizontais e verticais ao longo do tempo na formação abaixo do domo salino na Seção DD.	195
Gráfico 7.41 – Gráfico do Índice de Plastificação (RATIO) ao longo do tempo na formação acima do domo salino na Seção DD.	195
Gráfico 7.42 – Gráficos da Tensão Horizontal e Vertical ao longo de uma seção longitudinal na profundidade -4300m.	196
Gráfico 7.43 – Gráficos da Tensão de Cisalhamento ao longo de uma seção longitudinal na profundidade -4300m.	199

Gráfico 7.44 – Gráficos do Índice de Plastificação (RATIO) ao longo da Seção FF.	201
Gráfico 7.45 – Gráfico das tensões horizontais e verticais ao longo do tempo na formação acima do domo salino na Seção FF.	201
Gráfico 7.46 – Gráfico das tensões horizontais e verticais ao longo do tempo na formação abaixo do domo salino na Seção FF.	202
Gráfico 7.47 – Gráficos da Tensão Horizontal e Vertical ao longo de uma seção longitudinal na profundidade -4300m.	202
Gráfico 7.48 – Tensão Litostática (σ_y) nas Seções AA e CC.	204
Gráfico 7.49 – Tensão Litostática (σ_y) nas Seções EE e HH.	204
Gráfico 7.50 – Comparação do Estado de Tensões Final, na Seção DD, entre o Modelo 1 e Modelo 2.	207
Gráfico 7.51 – Gráficos do Índice de Plastificação (RATIO) ao longo das seções FF e GG.	208
Gráfico 7.52 – Comparação entre o Estado de Tensões Final das duas metodologias na Seção GG.	209
Gráfico 7.53 – Gráfico ao longo de uma Seção AA a 300m da base do domo salino.	214
Gráfico 7.54 – Gráfico ao longo de uma Seção BB a uma profundidade de -4500m.	214
Gráfico 7.55 – Gráfico comparativo das tensões ao longo da Seção BB a profundidade de -4500m em relação a LDA para os dois modelos no tempo de 2.000.000 anos.	216
Gráfico 8.1 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção AA (Profundidade de -2285m).	225
Gráfico 8.2 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção BB (Profundidade de -3345m).	226
Gráfico 8.3 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção CC (Profundidade de -4405m).	227

Gráfico 8.4 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção DD (Profundidade de -5465m).	228
Gráfico 8.5 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal para Seção AA (prof. -2285m) com $\lambda = 0.30$ e $k0 = 0.70$.	229
Gráfico 8.6 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal para Seção BB (prof. -3345m) com $\lambda = 0.30$ e $k0 = 0.70$.	229
Gráfico 8.7 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal para Seção CC (prof. -4405m) com $\lambda = 0.30$ e $k0 = 0.70$.	230
Gráfico 8.8 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal para Seção DD (prof. -5465m) com $\lambda = 0.30$ e $k0 = 0.70$.	230
Gráfico 8.9 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal para Seção AA (prof. -2285m) com $L/H = 1$ e $k0 = 0.70$.	231
Gráfico 8.10 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal para Seção BB (prof. -3345m) com $L/H = 1$ e $k0 = 0.70$.	231
Gráfico 8.11 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal para Seção CC (prof. -4405m) com $L/H = 1$ e $k0 = 0.70$.	232
Gráfico 8.12 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal para Seção DD (prof. -5465m) com $L/H = 1$ e $k0 = 0.70$.	232
Gráfico 8.13 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção AA (Profundidade de -2285m).	233
Gráfico 8.14 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção BB (Profundidade de -3345m).	234

Gráfico 8.15 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção CC (Profundidade de -4405m).	234
Gráfico 8.16 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção DD (Profundidade de -5465m).	235
Gráfico 8.17 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção AA (Profundidade de -2285m).	236
Gráfico 8.18 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção BB (Profundidade de -3345m).	237
Gráfico 8.19 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção CC (Profundidade de -4405m).	238
Gráfico 8.20 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção DD (Profundidade de -5465m).	238
Gráfico 8.21 – Gráfico da tensões normalizadas com relação as tensões longe da estrutural de sal para Seção AA (prof. -2285m) com $\lambda = 0.60$ e $L/H = 1.0$.	239
Gráfico 8.22 – Gráfico da tensões normalizadas com relação as tensões longe da estrutural de sal para Seção BB (prof. -3345m) com $\lambda = 0.60$ e $L/H = 1.0$.	240
Gráfico 8.23 – Gráfico da tensões normalizadas com relação as tensões longe da estrutural de sal para Seção CC (prof. -4405m) com $\lambda = 0.60$ e $L/H = 1.0$.	240
Gráfico 8.24 – Gráfico da tensões normalizadas com relação as tensões longe da estrutural de sal para Seção DD (prof. -5465m) com $\lambda = 0.60$ e $L/H = 1.0$.	241
Gráfico 8.25 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção AA (Profundidade de -2285m).	241

Gráfico 8.26 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção BB (Profundidade de -3345m).	242
Gráfico 8.27 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção CC (Profundidade de -4405m).	242
Gráfico 8.28 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção DD (Profundidade de -5465m).	243
Gráfico 8.29 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção AA (Profundidade de -2285m).	244
Gráfico 8.30 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção BB (Profundidade de -3345m).	245
Gráfico 8.31 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção CC (Profundidade de -4405m).	245
Gráfico 8.32 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção DD (Profundidade de -5465m).	246
Gráfico 8.33 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção AA (Profundidade de -2285m).	247
Gráfico 8.34 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção BB (Profundidade de -3345m).	248
Gráfico 8.35 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção CC (Profundidade de -4405m).	248
Gráfico 8.36 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção DD (Profundidade de -5465m).	249

Gráfico 8.37 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção AA (Profundidade de -2285m).	250
Gráfico 8.38 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção BB (Profundidade de -3345m).	251
Gráfico 8.39 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção CC (Profundidade de -4405m).	252
Gráfico 8.40 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção DD (Profundidade de -5465m).	252
Gráfico 8.41 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção AA (Profundidade de -2285m).	255
Gráfico 8.42 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção BB (Profundidade de -3345m).	256
Gráfico 8.43 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção CC (Profundidade de -4405m).	257
Gráfico 8.44 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção DD (Profundidade de -5465m).	257
Gráfico 8.45 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção AA (Profundidade de -2285m).	258
Gráfico 8.46 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção BB (Profundidade de -3345m).	259
Gráfico 8.47 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção CC (Profundidade de -4405m).	259

Gráfico 8.48 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção DD (Profundidade de -5465m).	260
Gráfico 8.49 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção AA (Profundidade de -2285m).	261
Gráfico 8.50 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção BB (Profundidade de -3345m).	261
Gráfico 8.51 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção CC (Profundidade de -4405m).	262
Gráfico 8.52 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao <i>farfield</i> para a Seção DD (Profundidade de -5465m).	262

Lista de Abreviaturas e Siglas

API – American Petroleum Institute.

BHA – Bottom Hole Assembly.

CENPES – Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo A. M. de Mello.

DD – Mecanismos de Discordância por Deslizamento.

SP – Mecanismos de Solubilização e Precipitação.

FCE – Mecanismo de Fissuramento na Condição Estacionária.

FIT – Formation Integrity Test.

IPT – Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo.

LDA – Lamina d'água.

LMHR – Laboratório de Mecânica e Hidráulica de Rochas.

LOT – LeakOff Test.

MCC – *Modified Cam Clay*.

MDMD – Modelo de Duplo Mecanismo de Deformação.

MEF – Método dos Elementos Finitos.

MMMD – Modelo de Múltiplos Mecanismos de Deformação.

MTOOL – Bidimensional Mesh Tool.

MVIEW – Bidimensional Mesh View.

PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.

PETROMISA – PETROBRAS Mineração S.A.

PTV – Princípio dos Trabalhos Virtuais.

PUC-Rio – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

ROP – Rate of Penetration (Taxa de penetração).

SIGMA – Sistema Integrado de Geotecnia para Multiplas Análises.

WIPP – Waste Isolation Pilot Plant.

WSMP – World Stress Map Project.

Lista de Símbolos

A, A_i – Área ou Constante empírica.

B_1 e B_2 – Constantes empíricas.

BASE – Profundidade da base da camada de sal.

c – Constante ou Coesão da rocha.

C – Constante empírica.

C_j – Coeficientes da equação de 4ºOrdem.

D_{as} – Coeficiente de autodifusão.

D_{MR} – Distância da mesa rotativa ao nível do mar.

D_s – Coeficiente de difusão.

D_w – Lâmina d'água.

E, E_1, E_2 – Modulo de Elasticidade.

EIT – Estado Inicial de Tensões.

F – Função que representa a fluência na fase transiente.

FIT – *Formation Integrity Test*.

g - Aceleração gravitacional ou Gravidade.

G_F – Gradiente de fratura.

G_{ov} – Gradiente de Soterramento de um poço.

G_{mac} – Gradiente Térmico do maciço rochoso.

G_{sal} – Gradiente Térmico da rocha salina.

G_P – Gradiente de pressão de poros.

G – Módulo de cisalhamento.

H – Altura do domo salino.

L – Comprimento da base do domo salino ou Largura do domo salino.

L_{BASE} – Comprimento da fonte sal conectada ao domo salino.

LOT – *LeakOff Tests*.

L_{base} – Largura da fonte de sal conectada ao domo salino.

L_k – Diâmetro do grão.

k – Constante de Boltzman.

K – Limite de Prandtl ou Razão entre a Tensão efetiva horizontal e Tensão efetiva vertical.

K_{den} – Contraste de densidade entre o sal e a formação, relação entre os pesos específicos do sedimento e do sal.

K_0 – Constante.

k_0 – Coeficiente de empuxo no repouso.

K, a, b, c – Constantes empíricas determinadas a partir de resultados.

q – Volume de ativação.

n, n_i – Expoente da tensão.

n_p – Número total pontos da *scanline*.

PROF – Profundidade vertical em relação ao piso marinho.

Q, Q_1 , Q_2 , Q_i – Energia de ativação.

R – Constante universal dos gases.

R_{p0} – Relação entre a tensão inicial prescrita no sal e a tensão inicial prescrita no sedimento.

SOTER – Distância do topo do domo salino ao peso marinho.

T – Temperatura absoluta ou Temperatura da rocha na profundidade analisada.

TOPO – Profundidade do topo da camada de sal.

T_{ref} – Temperatura de referência (em Kelvin).

T_{mar} – Temperatura do fundo do mar.

t – Tempo.

th – Espessura da fonte de sal conectada ao domo salino.

V – Velocidade do som.

Y – Limite Visco-plástico.

$f(\sigma_m)$ – Função que avalia o efeito da tensão média sobre a taxa de deformação.

$|H(\sigma - \sigma_0)|$ – Função degrau com argumento $(\sigma - \sigma_0)$.

z – Profundidade.

α , α_e , α_r – Constantes.

β_e e β_r – Constantes.

δ – Parâmetro de recuperação.

ΔD_i – Intervalos de profundidade.

Δt – Tempo de Trânsito.

Δt_m – Tempo de Trânsito da matriz.

ε – Deformação total.

ε_0 – Deformação inicial.

$\varepsilon(t)$ – Deformação de fluência.

ε_a – Deformação no amortecedor.

$\dot{\varepsilon}_{corrigida}$ – Taxa de deformação corrigida para a profundidade de análise.

ε_p – Deformação plástica.

ε_{pc} – Deformação residual permanente.

ε_{rc} – Deformação elástica recuperada.

$\dot{\varepsilon}$ – Taxa de deformação por fluência ou Taxa de deformação por fluência transiente e estacionária de rochas salina para o MMMD.

$\dot{\varepsilon}_f$ – Taxa de deformação de fluência na fase estacionária.

$\dot{\varepsilon}_F$ – Taxa de fluência na fase estacionaria, soma da taxa de fluência de cada mecanismo ($\dot{\varepsilon}_f$).

$\dot{\varepsilon}_i$ – Taxa de deformação por fluência do mecanismo correspondente.

$\dot{\varepsilon}_{ref}$ – Taxa de deformação de referência na fase estacionária.

ε_i^* – Limite de deformação transiente.

$\dot{\varepsilon}_i$ – Taxa de deformação de fluência na fase primária.

ϕ – Ângulo de atrito da rocha.

λ – Parâmetro geométrico.

γ – Peso específico.

γ_{sal} – Peso específico do sal.

γ_{sed} , $\gamma_{formação}$ – Peso específico da formação.

γ_{eq} – Peso específico equivalente.

η, η_1, η_2 – Viscosidade.

ν - Coeficiente de poisson.

ρ, ρ_m - Densidade da formação.

ρ_{bi} – Densidade de cada camada da formação.

ρ_w – Densidade da água do mar.

σ – Tensão total ou Tensão generalizada.

σ_0 – Tensão limite para atuação mecanismo.

$\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ – Tensões principais.

$\sigma(t)$ – Tensão de relaxação.

σ_d – Tensão desviadora ou Tensão diferencial.

σ_{ef} – Tensão efetiva de fluência na fase estacionária.

σ_h – Tensão horizontal.

σ_{Hmax} – Tensão horizontal máxima.

σ_{hmin} – Tensão horizontal mínima.

σ_v – Tensão vertical.

σ_{vm} – Tensão de von Mises.

σ_{MEDIA} – Tensão média.

σ_{ref} – Tensão normal de referência ou Tensão efetiva de referência na fase estacionária.

ζ – Variável interna de endurecimento isotrópico.

$\dot{\zeta}$ – Taxa de variação da variável interna de endurecimento isotrópico (ζ).

Δ – Parâmetro de endurecimento.

ρ_w – Densidade da água.

Ω – Volume atômico.

Tenha em mente que tudo que você aprende na escola é trabalho de muitas gerações. Receba essa herança, honre-a, acrescente a ela e, um dia, fielmente, deposite-a nas mãos de seus filhos.

Albert Einstein

1. Introdução

1.1.

Definição do Problema

As principais reservas mundiais de petróleo, como Ghawar na Arábia Saudita, Zagros Range no Irã, Mar do Norte, Canadá, as águas profundas do Golfo do México e as regiões *offshore* de Angola, Nigéria e Brasil, dentre outras, se encontram em regiões que contém evaporitos.

Evaporitos são rochas sedimentares formadas por camadas de minerais salinos oriundos do processo de evaporação e precipitação de bacias restritas sujeitas ao clima árido, podendo ser de origem continental ou marinha em que haja influxos periódicos de água salgada. Dentre as rochas evaporíticas, a halita (NaCl), popularmente conhecida com sal de cozinha, é a predominante nas bacias evaporíticas. Por exemplo, no Golfo do México cerca de 97% do sal perfurado é halita (FALCÃO *et. al.*, 2007). Sendo que as estruturas de sal podem assumir diversas formas e a maioria delas bastante complexas, como ilustra Figura 1.1.

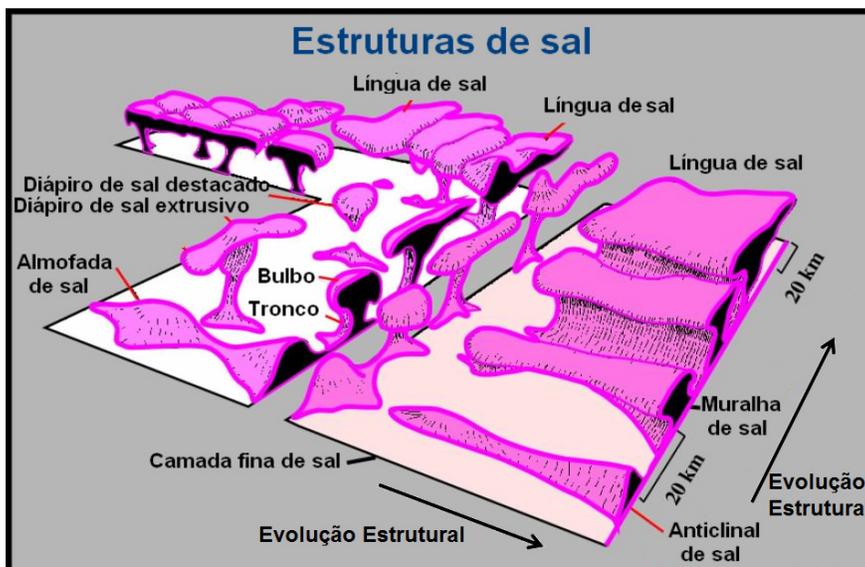


Figura 1.1 – Geometrias assumidas por estruturas salinas (adaptado de CRAMEZ, 2006).

Nos últimos anos atividades de prospecção de petróleo em águas profundas e ultra-profundas têm avançado, principalmente no Brasil e na África, atingindo profundidades de 2000-3000m de lâmina d'água (LDA) e camadas de 3000-5000m de rochas, das quais 2000-3000m são de rocha salina. Para que este avanço continue, são necessários altos investimentos em perfuração e o desenvolvimento de novas tecnologias. Em 2006, na Bacia de Santos, Brasil, foi confirmada a descoberta de uma reserva de óleo leve (densidade de 30^o API) abaixo de uma espessa camada de sal (2000m de espessura), chamado de Pré-Sal (FORMIGLI, 2007).

As estruturas salinas são excelentes rochas selantes e fornecem condições favoráveis para o aprisionamento e geração de hidrocarbonetos devido à sua baixa porosidade e permeabilidade, aumentando a probabilidade de sucesso em regiões de prospecção de óleo e gás. Por outro lado, é sabido que a sua presença pode causar vários problemas operacionais durante a perfuração de poços em regiões próximas ao sal e/ou através de camadas de sal.

Ao longo dos tempos muitos problemas operacionais foram reportados pela indústria quando se perfurou através de zonas de sal, tais como torque elevado, repasses, perda de circulação, influxo de fluido da formação para dentro do poço (*kick*), prisão de coluna de perfuração e colapso de revestimento (CLEGG, 1971; BRADLEY, 1978; SEYMOUR *et. al.*, 1993; WILLSON *et. al.*, 2003; DUSSEAULT *et. al.*, 2004a; 2004b). Tais problemas estão associados à movimentação do sal e ao comportamento de fluência que os evaporitos apresentam, podendo conduzir ao desvio do poço, pescaria de ferramentas dentro do poço e até abandono do poço, gerando perda de milhões de dólares (WILLSON *et. al.*, 2003).

O comportamento de fluência do sal está associado à sua estrutura cristalina, sendo influenciado pela espessura da camada, pela temperatura da formação, pela composição mineralógica, conteúdo de água, presença de impurezas e tensão desviadora aplicada ao corpo salino. Devido às diferentes composições químicas que caracterizam as rochas salinas, é de se esperar que apresentem diferentes comportamentos de fluência quando submetidas às mesmas condições de tensão e temperatura. A taxa de deformação por fluência dos sais pode variar bastante, desde taxas excessivas que podem levar ao fechamento do poço no curto espaço de tempo, a deformações imperceptíveis. Sendo assim, o tipo de rocha salina presente é um fator importante a ser considerado na estratégia de perfuração do poço, onde várias técnicas são empregadas para tentar evitar os problemas associados à perfuração através de camadas de sal.

As leis constitutivas viscoelásticas baseadas em mecanismos de deformação do sal, tais como Deslizamento por Discondâncias, Escalonamento de Discordâncias e Mecanismo Indefinido (MUNSON *et. al.*, 1989; 1991a; 1991b; 1999) são utilizados para modelar o comportamento de fluência do sal. A vantagem desses mecanismos é que dependem somente das condições de temperatura e tensão diferencial às quais o sal está submetido e os resultados experimentais obtidos para uma determinada condição de temperatura e tensão podem ser extrapolados para outras temperaturas. Costa *et. al.* (2005a; 2005b) utilizam a lei de mecanismo duplo de deformação de fluência para modelar o comportamento elasto/visco-elástico do sal, por melhor representar as rochas salinas encontradas no Brasil.

A movimentação do sal (halocinese) altera o estado de tensões ao redor do sal e é regida por cinco mecanismos: sobrecarga diferencial, fluviabilidade, deslizamento gravitacional, espalhamento horizontal e convecção térmica (JACKSON & TALBOT, 1986). A sobrecarga diferencial pode iniciar a halocinese mesmo quando a camada sobreposta é menos densa do que o sal. Contudo, isso não significa quer dizer que os domos salinos se desenvolvam apenas por sobrecarga diferencial (estado inicial de tensões). Este mecanismo fornece uma pressão inicial no sal, necessária para sua subsequente movimentação, que é continuada através do mecanismo de fluviabilidade (pressão no contorno do sal).

A alteração do estado de tensões no maciço adjacente provocada pela estrutura de sal influencia o gradiente de fratura, de colapso, de pressão de poros e de sobrecarga tanto acima como abaixo da estrutura de sal (WHITSON & McFAYDEN, 2001; ROHLEDER *et. al.*, 2003; WILLSON & FREDRICH, 2005), o que traz incertezas e riscos ao se perfurar através de camadas de sal, uma vez que o regime de tensões, a forma das estruturas salinas e as condições da rocha afetam a estratégia de perfuração e trajetória do poço. A compreensão desses fatores ajuda no planejamento e estratégia de perfuração, uma vez que diminuem os riscos e previne possíveis problemas, além de conduzir para um projeto de poço mais econômico.

O estudo do comportamento de fluência do sal e análise da alteração do estado de tensões em regiões próximas a estruturas salinas considerando a interação geomecânica entre a estrutura salina e a formação adjacente é de extrema importância nos projetos de perfuração de poços de petróleo, uma vez que o estado de tensões não é geostático (WHITSON & McFAYDEN, 2001; ROHLEDER *et. al.*, 2003; DUSSEAUULT *et. al.*, 2004b; COSTA *et. al.*, 2005a; 2010; WILLSON & FREDRICH, 2005; BORGES, 2008).

A revisão bibliográfica mostrou que duas estratégias de modelagem são utilizadas para prever o estado de tensões próximo a estruturas de sal. A primeira estuda como os processos geológicos de sedimentação, erosão, dentre outros processos, influenciam a movimentação do sal. Este tipo de modelo considera a escala de tempo geológica e tem como principal interesse estudar os aspectos geológicos. Geralmente são usados para simular o início e desenvolvimento de falhas e dobras considerando efeitos tectônicos.

A segunda estratégia de modelagem considera uma seção transversal do domo salino em sua configuração atual para estimar o estado de tensões através de modelos numéricos de pequenas deformações, onde a análise é conduzida com base no fato do sal não conseguir manter um estado de tensão desviador. Esta estratégia é a adotada no presente trabalho.

Quanto ao comportamento da formação adjacente ao sal, ainda existem dúvidas quanto ao modelo constitutivo a ser utilizado para modelar a formação. A maioria dos trabalhos utiliza o modelo elástico linear para representar a formação adjacente, o que significa que não há limites impostos para a tensão de cisalhamento, o que leva a uma maior redistribuição de tensões de forma geral. Nos trabalhos que utilizam a primeira estratégia de modelagem, os modelos elasto-plástico são usados para representar a formação adjacente. No presente trabalho, será considerado o modelo elasto-plástico com critério de ruptura de Mohr-Coulomb para representar a formação adjacente.

1.2.

Objetivos

O objetivo principal desta tese é estudar a alteração do estado de tensão em zonas de sal, e apresentar uma metodologia de análise que visa obter uma melhor estimativa do estado de tensões nessas regiões e permitirá um melhor planejamento da locação e trajetória do poço. Esta metodologia deve considerar a variação de densidade das camadas do modelo, e uma melhor estimativa do mecanismo de fluabilidade do sal, usado para inicializar o processo de fluência. Isto auxiliará na análise de estabilidade dos poços a serem perfurados em regiões próximas de zonas de sal, uma vez que as tensões nessas regiões se encontram significativamente alteradas. Uma melhor previsão dos gradientes de pressão e da janela operacional de peso de fluido de perfuração leva a projetos mais econômicos com menor risco de acidentes.

A geometria assumida por este tipo de estruturas é bastante complexa. Do ponto de vista da modelagem, a construção do modelo numérico (pré-processamento), desde a identificação dos horizontes das camadas a partir de uma imagem sísmica, passando pela criação da geometria, aplicação das propriedades dos materiais, condições de contorno e informações do problema físico em questão, toma um certo tempo. A modelagem requer ainda a discretização em elementos finitos do domínio do problema com uma malha de boa qualidade.

Portanto, é também objetivo da tese o desenvolvimento de *templates* parametrizados de domos para a criação de modelos geométricos idealizados. Isto confere agilidade ao processo de modelagem. A partir da avaliação de diferentes cenários sintéticos serão realizadas inúmeras simulações numéricas variando parâmetros de interesse, com o objetivo de avaliar a influência desses sobre o estado de tensões, permitindo uma melhor compreensão do comportamento das estruturas de sal.

1.3.

Organização da Tese

Esta tese está dividida em 9 capítulos, como apresentado a seguir. O presente capítulo apresenta considerações gerais, a motivação e descreve o problema a ser abordado neste trabalho. O Capítulo 2 discute a gênese dos evaporitos, dando ênfase aos mecanismos de formação das estruturas salinas. Além dos problemas relacionados à perfuração próxima a estruturas salinas.

No Capítulo 3, é apresentado o comportamento de fluência das rochas salinas, bem como os mecanismos de deformação por fluência do sal identificados a partir de observações micromecânicas e a taxa de deformação por fluência para cada mecanismo, a depender do nível de tensão e temperatura. Estes mecanismos são utilizados para formular a lei física do comportamento de fluência do sal utilizada no presente trabalho.

No Capítulo 4 é apresentada uma revisão bibliográfica dos modelos constitutivos utilizados para representar o comportamento de fluência do sal, desde dos modelos reológicos, baseado em observações macroscópicas, até os modelos físicos baseados nos mecanismos de deformação por fluência discutidos no Capítulo 3. Os três modelos mais sofisticados para o estudo de fluência em rochas salinas são apresentados: a Lei Visco-plástica de Múltiplos Mecanismos de Deformação, o Modelo de Múltiplos Mecanismos de Deformação e o Modelo

de Duplo Mecanismo de Deformação. Este último é utilizado no presente trabalho por melhor representar as rochas salinas encontradas no Brasil.

No Capítulo 5 é apresentado o estado da arte para o cálculo do estado de tensões induzidos por estruturas salinas, uma vez que este não é o geostático e as forças devido ao diapirismo serem desequilibradas. É também realizada uma discussão sobre a influência do estado de tensões na perfuração de poços de petróleo.

O Capítulo 6 apresenta a metodologia desenvolvida e utilizada no presente trabalho para a análise do estado de tensões induzido por estruturas salinas, considerando a interação geomecânica entre a estrutura salina e a formação adjacente. Faz parte desta metodologia, o desenvolvimento de ferramentas numéricas que permitam uma melhor estimativa do estado inicial de tensões, com base na variação da densidade do material de cada camada e do cálculo da pressão no contorno do sal. Este cálculo leva em consideração a profundidade do ponto em relação a lamina d'água, a sua normal em relação à superfície do domo salino (interface sal/formação), o coeficiente de empuxo no repouso (k_0) e a densidade média de cada material.

A metodologia de análise do estado de tensões induzido por estruturas salinas descritas no Capítulo 6 é aplicada no Capítulo 7. É discutida a influência do estado inicial de tensões e da pressão no contorno do sal sobre o estado de tensões da formação. Além disso, é demonstrada a praticidade do uso do *template* parametrizado e uma comparação de resultados obtidos com um modelo idealizado e um modelo sintético.

No Capítulo 8 é apresentado um estudo paramétrico com o objetivo de avaliar a influência de parâmetros geométricos e geomecânicos sobre o estado de tensões próximo a estruturas salinas, de formar analisar a extensão e a magnitude da perturbação das tensões.

O Capítulo 9 trata das conclusões obtidas e comentários finais desta tese, bem como as sugestões para trabalhos futuros.

2. Evaporitos: gênese e problemas de perfuração

Neste capítulo é discutida a gênese dos evaporitos e como a composição química das diferentes rochas salinas influenciam o comportamento de fluência do sal, suas principais propriedades físicas, o processo de formação de estruturas salinas e os principais mecanismos de halocinese. Por fim, discutem-se os principais problemas associados a perfuração próxima ou através de estruturas salinas, provocados pelo estado de tensão perturbado.

2.1. Introdução

Evaporitos são rochas sedimentares formadas por camadas de minerais oriundos do processo de evaporação e precipitação de bacias restritas sujeitas ao clima árido, podendo ser de origem continental ou marinha em que haja influxos periódicos de água salgada. A intensa perda d'água por evaporação nessas bacias forma a salmoura, que associada com o clima árido causa a precipitação dos sais ao longo do tempo geológico, formando assim as bacias evaporíticas. A ordem dessa precipitação se dá em função da solubilidade dos sais seguindo uma ordem bem definida, a partir dos sais menos solúveis para os sais mais solúveis, formando diferentes minerais em função das diferentes solubilidades.

Na Tabela 2.1 são apresentados os principais minerais evaporíticos em função da sua solubilidade, bem como a classe (Carbonatos, Sulfatos e Cloretos ou Sais solúveis) que cada mineral representa e sua composição química. Dentre as rochas evaporíticas, a Halita (NaCl), popularmente conhecida como o sal de cozinha, é a rocha salina predominante em bacias evaporíticas. No Golfo do México cerca de 97% do sal perfurado é halita (FALCÃO *et. al.*, 2007).

Tabela 2.1 – Classe e composição química dos principais minerais evaporíticos (adaptada de POIATE, 2012).

Classe	Mineral	Composição Química	
Carbonatos	Calcita	CaCO ₃	Solubilidade ↓ -
	Magnesita	MgCO ₃	
	Dolomita	CaMg(CO ₃) ₂	
	Trona	Na ₃ H(CO ₃) ₂ .2H ₂ O	
Sulfatos	Gipsita	CaSO ₄ .2H ₂ O	
	Anidrita	CaSO ₄	
	Kainita	Mg(SO ₄).KCl.3H ₂ O	
	Kieserita	MgSO ₄ H ₂ O	
	Langbeinita	K ₂ Mg ₂ (SO ₄) ₃	
Cloretos	Halita	NaCl	
	Silvita	KCl	
	Carnalita	KMgCl ₃ .6H ₂ O	
	Bishofita	MgCl ₂ .6H ₂ O	
	Taquidrita	Ca ₂ .2MgCl ₂ .12H ₂ O	
	Polihalita	K ₂ Ca ₂ Mg(SO ₄) ₄ .12H ₂ O	
			+

Como parte das atividades de exploração no Golfo do México, a *British Petroleum* e a *Sandia National Laboratories* realizaram a caracterização mineralógica de 57 amostras de poços sub-sal (WILLSON & FREDRICH, 2005). As amostras foram analisadas (compiladas) utilizando a difração de raios-X e os resultados mostram predominância de Halita com impureza de Anidrita (ver Tabela 2.2). Outros evaporitos também foram encontrados em pequenas percentagens, como silvita, gipsita e carnalita. Isso explica a grande quantidade do sal halita encontrada nas bacias evaporíticas.

Tabela 2.2 – Percentagem de Sal obtida através da difração de raios-X das amostras do Golfo do México (WILLSON & FREDRICH, 2005).

Sal	Média	Mínimo	Máximo	Desvio Padrão
Halita	95.4	81.4	99.5	3.6
Anidrita	2.1	0.3	8	1.9
Silvita	0.1	0	2.7	0.4
Calcita	0.6	0	9	1.4
Quartzo	0.7	0	3.7	0.7
Outros	0.1	0	1.9	0.3

As rochas salinas apresentam diferentes taxas de deformação por fluência devido a sua composição química. Poiate *et. al.* (2006) realizaram ensaios triaxiais

de fluência e determinaram a taxa de deformação para os sais a Anidrita (0,00005), Halita (0,0014), Carnalita (0,055) e Taquidrita (0,15), mostradas na Figura 2.1. As amostras foram submetidas à tensão desviadora de 10 MPa e temperatura de 86°C por até 350 horas. Os resultados mostraram que a taxa de deformação da Taquidrita é na ordem de 100 vezes maior do que a Halita, que também é um sal solúvel, por exemplo. E que o comportamento da Anidrita é essencialmente imóvel, mesmo comparando os resultados com a Halita.

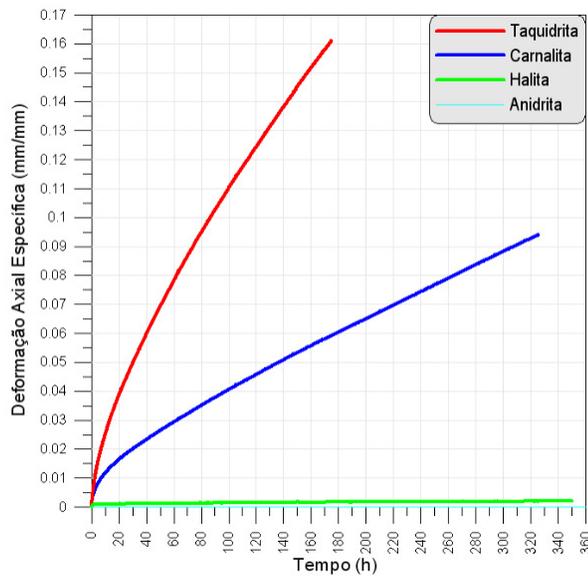


Figura 2.1 – Resultado do ensaio de fluência de rochas salinas submetidas a tensão de 10 MPa e temperatura 86°C. (POIATE *et. al.*, 2006; POIATE, 2012).

É importante notar que nem todas as rochas salinas apresentam comportamento de fluência, como, por exemplo, anidrita e dolomita. Estas se assemelham ao comportamento mecânico das outras rochas sedimentares. Apesar de apresentarem altas taxas de deformação, as rochas salinas não apresentam fraturas devido a sua estrutura cristalina. Sob o efeito de elevadas temperaturas e pressão, apresentam o fenômeno de auto-cicatrização, fazendo com que trincas, falhas e fissuras sejam fechadas. Isso faz com que o sal tenha baixa permeabilidade e porosidade, tornando-o uma excelente rocha capeadora. A auto-cicatrização é uma característica importante e desejável nos projetos de estocagem de óleo ou resíduos, pois mantém a estanqueidade das cavernas de sal.

Além do comportamento de fluência, os sais apresentam outras propriedades físicas singulares. Como é sabido, os sais são materiais solúveis em

água, a Halita, por exemplo, tem uma solubilidade de 35,7g/100g de água, enquanto a Anidrita de 0,21g/100g de água.

Por serem praticamente incompressíveis, as rochas salinas sofrem pouco efeito de compactação e a densidade é praticamente constante, independente da espessura da formação sobreposta e profundidade que se encontram. Segundo Nascimento (2010), os evaporitos apresentam densidade maior que as rochas formadas pelo acúmulo de outras rochas (rochas clásticas, exemplo: quartzo, feldspato), porém menor quando comparadas a rochas sedimentares com soterramento de menor que 1000m. Segundo Cramez (2016) a densidade média da sobrecarga é maior do que a densidade do sal (2,15 g/cm³) para um soterramento maior que 1000m a 1500m. Simões (2013) diz que a densidade das rochas evaporíticas varia entre 1,60 a 2,94 g/cm³, como pode ser observado na Tabela 2.3.

Tabela 2.3 – Densidade média de algumas rochas salinas (SIMÕES, 2013).

Classe	Rocha Salina	Densidade (g/cm ³)
Carbonatos	Calcita - CaCO ₃	2,72
	Dolomita - CaMg(CO ₃) ₂	2,86
Sulfatos	Gipsita - CaSO ₄ .2H ₂ O	2,32
	Anidrita - CaSO ₄	2,94
	Langbeinite - K ₂ Mg ₂ (SO ₄) ₃	2,80
Cloretos	Halita - NaCl	2,15
	Silvita - KCl	1,98
	Carnalita - KMgCl ₃ .6H ₂ O	1,60

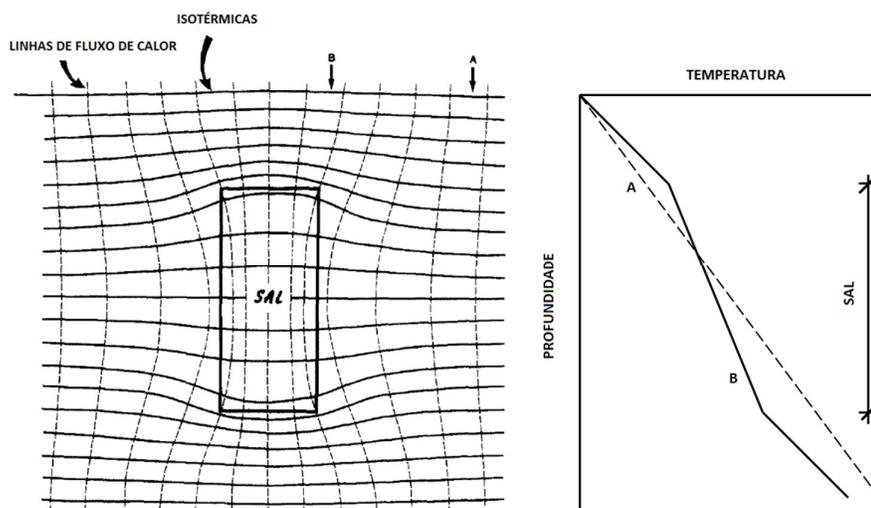


Figura 2.2 – Fluxo de Calor e distribuição de temperatura na vizinhança de um domo de sal (adaptado de VIZGIRDA *et. al.*, 1985).

As rochas salinas apresentam ainda alta condutividade térmica (em torno de 6,0 W/m.K) em comparação com a formação circundante, o folhelho, por exemplo tem condutividade térmica próxima de 2,1 W/m.K (VIZGIRDA *et. al.*, 1985). A alta condutividade térmica do sal faz com que o fluxo de calor se dê mais rapidamente no sal que na formação circundante, e conseqüentemente, o gradiente geotérmico na bacia sedimentar é significativamente alterado. A temperatura no topo do domo salino é maior que o valor regional e menor na base do domo, como ilustra a Figura 2.2 (VIZGIRDA *et. al.*, 1985). A condutividade térmica do sal é cerca de duas a três vezes superior à de outros sedimentos (DAVISON *et. al.*, 1996; FALCÃO *et. al.*, 2007).

2.2.

Ocorrência

As principais reservas mundiais de petróleo, como Ghawar na Arábia Saudita, Zagros Range no Irã, Mar do Norte, Canadá, as águas profundas do Golfo do México e as regiões *offshore* de Angola, Nigéria e Brasil, dentre outras, se encontram em regiões que contêm evaporitos, como mostrado na Figura 2.3. Segundo Jenyon (1986) 90% dos maiores campos de óleo e gás se encontram em depósitos evaporíticos.

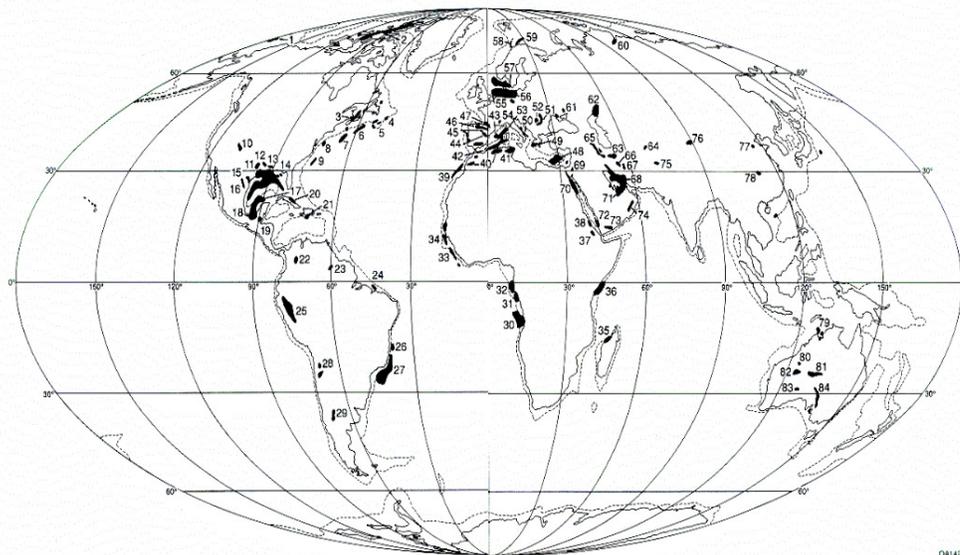


Figura 2.3 – Maiores acumulações salinas em regiões de exploração de petróleo ao redor no mundo (MUELLER, 2015).

O domo de Spindletop em Beaumont, Texas, foi primeiro grande campo de petróleo descoberto e localizado em zona de sal nos Estados Unidos, em 1901. Desde sua descoberta este campo já produziu mais de 154 milhões de barris de petróleo. Os diápiros de sal nos Estados Unidos ocorrem com mais frequência em partes do Texas, Louisiana, Mississippi, Alabama e regiões offshore de *Tidelands*. Até o início dos anos 90, 80% das reservas de petróleo dos Estados Unidos estão relacionadas a estruturas de sal (SEYMOUR *et. al.*, 1993).

No Mar do Norte, o primeiro campo descoberto relacionado a estruturas salinas, foi o de Kraka, em 1966, porém não foi registrado ou testado por problemas de controle de poço. A parte central e sul do Mar do Norte apresentam alta concentração de estruturas de sal, onde muitos poços foram descobertos durante a década de 70, porém apenas na década de 90, devido aos avanços das técnicas de perfuração e de completação de poços se tornaram economicamente viáveis (SEYMOUR *et. al.*, 1993).

Segundo Davison *et. al.* (1996) cerca de 60% das reservas de hidrocarbonetos encontradas no Golfo do México, no Sul do Mar do Norte e no Oriente Médio estão presas em armadilhas estruturais (“trapas”) por evaporitos. E nos últimos anos tem-se verificado significativas atividades de exploração em regiões *offshore* da Angola e do Brasil, onde o reservatório se encontra abaixo de espessas camadas de sal. WILLSON & FREDRICH (2005) destacaram a perspectiva de que nas próximas décadas uma quantidade significativa de novos campos de exploração e desenvolvimento se encontrará em regiões de sal ao redor do mundo, como nas águas profundas do Golfo do México, regiões *offshore* da Angola, do Brasil, e Norte e Oeste da África.

2.2.1.

Ocorrência no Brasil

No Brasil, aproximadamente 60% das acumulações de petróleo são associadas a trapas de origem halocinética (BORGES, 2009). A Figura 2.4 mostra as principais bacias produtoras marítimas e terrestres do Brasil, sendo que os principais campos brasileiros estão associados a estruturas salinas, são eles: a Bacia Sergipe-Alagoas, a Bacia de Campos, a Bacia de Santos e a Bacia do Espírito Santo.



Figura 2.4 – Bacias produtoras marítimas e terrestres do Brasil (PETROBRAS, 2015a).

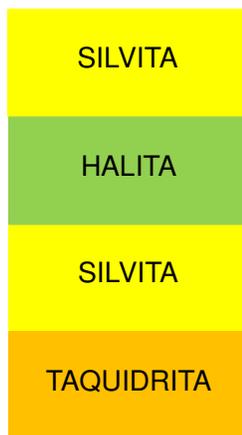


Figura 2.5 – Seção geológica típica da Bacia de Taquari/Vassouras no estado de Sergipe (adaptado de COSTA *et. al.*, 2010).

No estado de Sergipe encontram-se depósitos evaporíticos terrestres nas regiões de Taquari/Vassouras e de Santa Rosa de Lima. Nessa região encontram-se as reservas de sais de potássio do Brasil, onde o principal mineral encontrado é a Silvita (KCl). A Silvita é o mais importante mineral de potássio, ocorrendo principalmente com a Halita (NaCl) na associação denominada Silvinita. A camada

de silvita está localizada a 450-640m de profundidade e dividida em duas camadas, separadas por uma camada de halita, sendo que em algumas regiões da reserva, estas camadas estão acima de uma camada de taquidrita (MONTE *et al.*, 2002; COSTA *et al.*, 2010), como ilustra a Figura 2.5.

A mina Taquari/Vassouras foi descoberta em 1963 pela PETROMISA, subsidiária da PETROBRAS, durante atividade de prospecção de petróleo. Em 1975 a PETROBRAS solicitou ao Laboratório de Mecânica e Hidráulica de Rochas do IPT (LMHR) ensaios de caracterização das propriedades mecânica das rochas evaporíticas oriundas da mina com o objetivo de determinar suas propriedades mecânicas (POIATE, 2012). A experiência e conhecimento obtidos foram utilizados para projetar poços para exploração da Bacia de Santos.

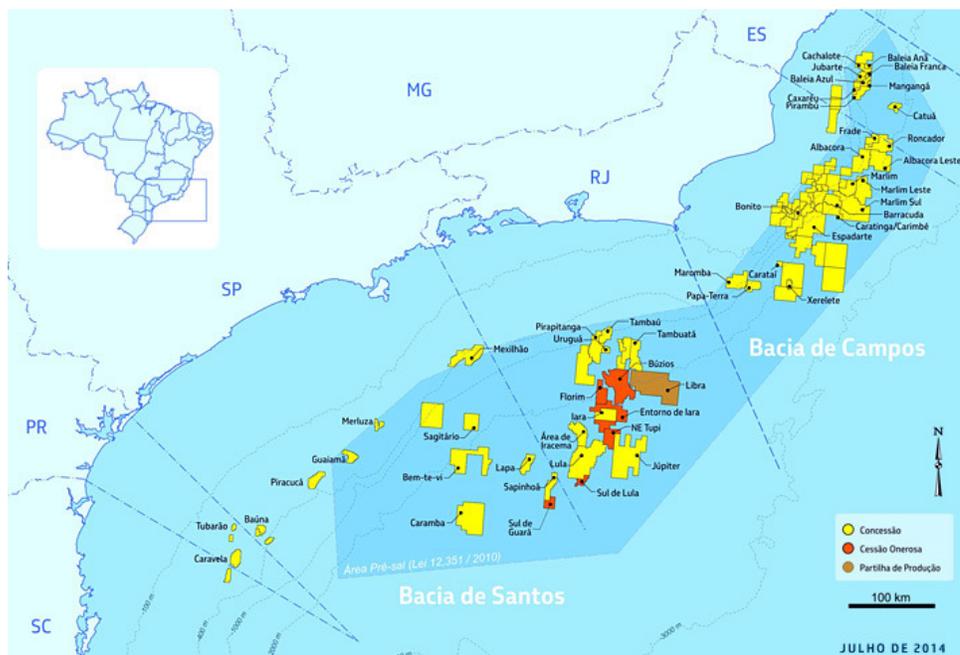


Figura 2.6 – Polígono do Pré-sal: Bacias de Santos e Bacia de Campos (PETROBRAS, 2015c).

A Bacia de Santos e a Bacia de Campos formam o polígono do Pré-sal, como mostra a Figura 2.6. A Bacia de Santos apresenta um enorme potencial de crescimento em virtude das recentes descobertas petrolíferas e localiza-se na parte sudoeste da margem continental brasileira, compreendendo quatro estados: Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina. Dentre as bacias costeiras do Brasil, a Bacia de Santos é a mais extensa, com área total de 352.260 km² e lâmina d'água de até 3.000 m.

Em outubro de 2006 foi descoberto um reservatório de alta produtividade, com petróleo leve de densidade 30°API em lamina d'água variando de 150m até 2200m, situado abaixo de uma camada de sedimentos de 2200m e uma camada de sal de 2000m de espessura, este campo ficou conhecido como Pré-Sal, mostrado na Figura 2.7.

A Bacia de Campos, localizada no litoral dos estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo abrange uma área de 115.800 km² e lâmina d'água de até 3.000 metros. Sendo a principal região produtora de petróleo do país, responsável por 80% da produção nacional.

A Figura 2.7 mostra a seção sísmica da Bacia de Santos do Pré-Sal. Observa-se que para atingir o reservatório do Pré-Sal, que está a uma profundidade de até 7000m, é necessário atravessar uma espessa camada de sal, constituída principalmente pela rocha salina halita, sendo que em alguns lugares são encontradas camadas de taquidrita e carnalita intercaladas (COSTA *et. al.*, 2010).

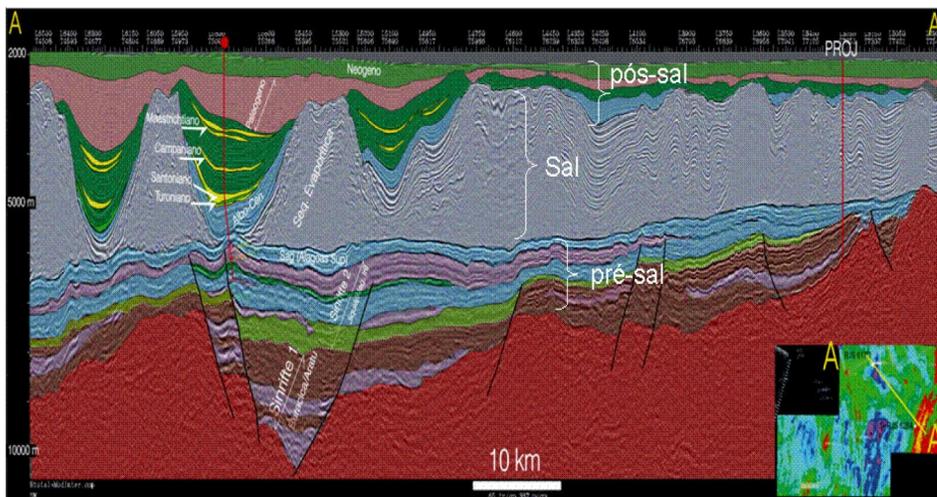


Figura 2.7 – Seção Sísmica do Pré-sal da Bacia de Santos (FORMIGLI, 2007).

2.2.2.

Processo de Formação das Estruturas Salinas (Halocinese)

As estruturas de sal podem ser encontradas de diferentes formas, tais como: anticlinais, rolos de sal (salt rollers), línguas, canopies, almofadas, diápiros, muralhas e até corpos de sal isolados (plugue de sal), rafts tectônicos ou jangadas, como mostra a Figura 2.8. Segundo Jackson & Talbot (1986) as estruturas de sal geralmente evoluem de estruturas concordantes com a cobertura de baixa

amplitude para estruturas discordantes, destas para intrusões de elevada amplitude e daí para extrusões, porém podem parar de crescer em qualquer dos estágios.

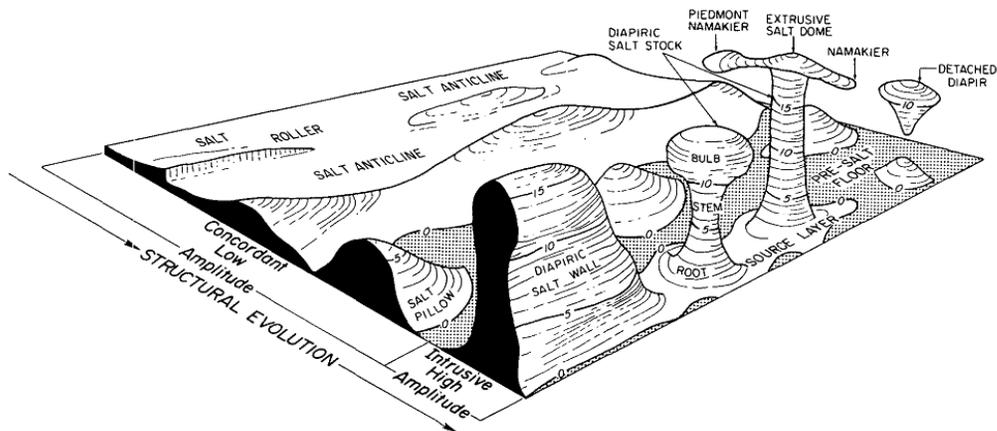


Figura 2.8 – Principais tipos de estruturas salinas (JACKSON & TALBOT, 1986).

As estruturas concordantes com a sua cobertura são imaturas, em termos de evolução estrutural, e incluem os sais anticlinais, rolos de sal e almofada de sal. Os sais anticlinais (*salt ridges, salt waves, rides salifères*) são domos alongados de baixa amplitude e apresentam seção transversal aproximadamente simétrica com base planar e topo em forma de abobada. Os rolos de sal (*salt rollers*) são como anticlinais, porém apresentam seção transversal assimétrica, onde um dos flancos tem inclinação suave em concordância com a cobertura e o outro uma abrupta queda em contato com uma falha normal. As almofadas de sal são domos periclinais e quando vistas em planta são circulares ou moderadamente elípticos.

A intrusão do diápiro pode fazer com que o domo assuma qualquer forma, fluindo tanto vertical quanto lateralmente, podendo se desprender da camada de origem. As muralhas de sal são parecidas com os anticlinais, porém intrusivos e alcançam grande amplitude vertical. Os anticlinais podem evoluir diretamente para uma muralha de sal ou podem evoluir para uma almofada de sal e depois para um bulbo ou uma língua de sal. Além da evolução do sal, a partir da concordância com a cobertura e da intrusão do diápiro, existem os sais extrusivo, também chamado de Geleiras de sal, onde o fluxo de sal se dá sobre a superfície terrestre ou do fundo do mar devido ao afloramento do diápiro.

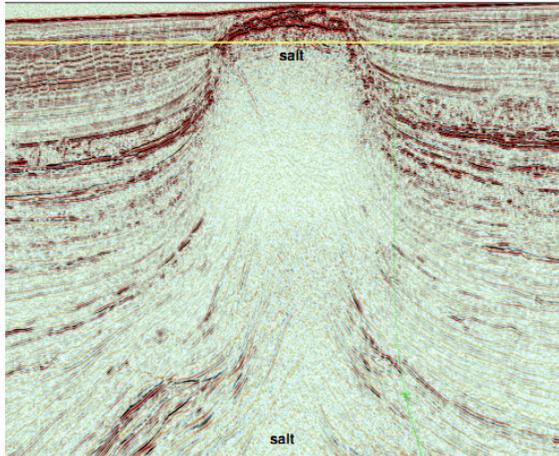


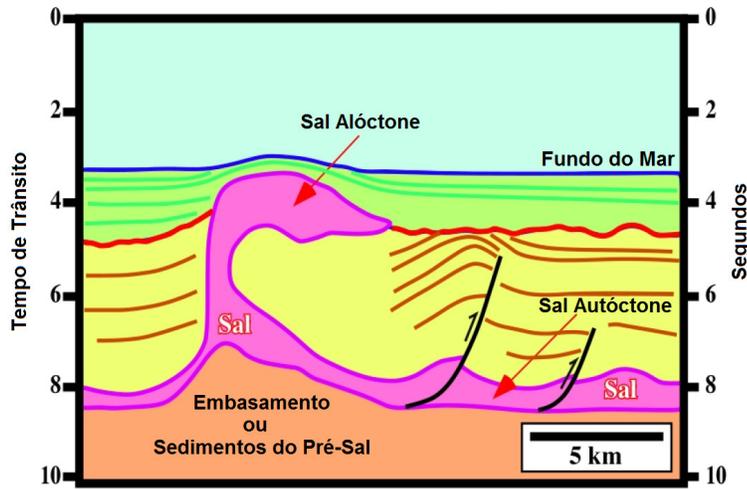
Figura 2.9 – Seção sísmica de um diápiro de sal (WILLSON & FREDRICH, 2005).

O sal é uma rocha que se comporta como um fluido ao longo do tempo geológico. Devido à baixa densidade e resistência relativamente baixa (JACKSON & TALBOT, 1986) pode penetrar e deformar camadas de rocha mais densas que se localizam acima dele e produzir estruturas de sal como as supracitadas. A taxa de deformação destas estruturas é bastante variável, entre 10^{-8}s^{-1} a 10^{16}s^{-1} e o movimento de ascensão dos corpos salinos devido às forças gravitacionais é denominado halocinese. O processo de diapirismo do sal pode ser observado na seção sísmica mostrada na Figura 2.9. Este processo é importante, pois influencia a litoestratigrafia.

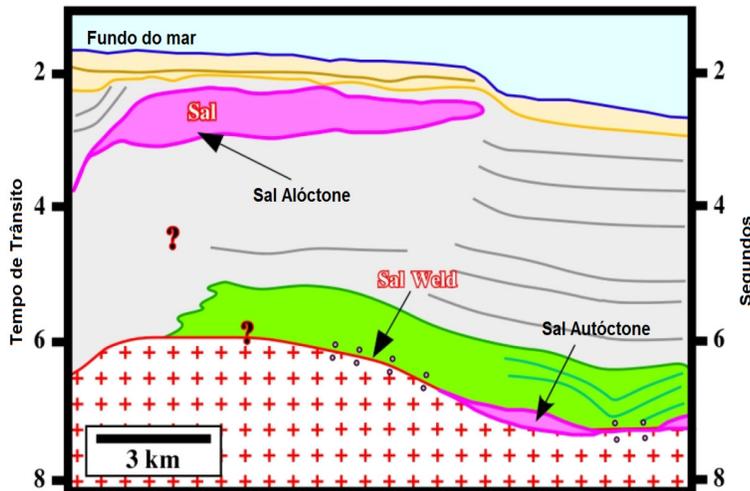
Em algumas bacias sedimentares o sal não apresenta deslocamentos significativos e a estrutura de sal forma-se próxima ao substrato original de deposição. Estas estruturas são denominadas sais autóctones. As estruturas autóctones podem formar as chamadas estruturas de sais alóctones, para as quais o deslocamento significativo do sal faz com que esteja longe do substrato original, conectado ou não à camada mãe de sal (estrutura autóctone) e sobrepondo-se aos sedimentos mais jovens, como mostra a Figura 2.10. Quando a camada de sal se torna muito fina e as camadas acima e abaixo do sal entram em contato uma com a outra, defini-se a superfície chamada de sal *weld*.

Para a indústria do petróleo a presença de estruturas salinas em bacias sedimentares é importante, uma vez que aumenta a probabilidade de sucesso em regiões de prospecção. As rochas salinas são excelentes rochas selantes, por apresentarem permeabilidade e porosidade praticamente nula, propiciando o aprisionamento de óleo e de gás em armadilhas estruturais ou trapas (dobras

anticlinais ou falhas geológicas) formadas pelo movimento ascendente do sal, que deforma o maciço adjacente criando rotas de migração.



a) Conectado ao substrato original.



b) Desconectado do substrato original.

Figura 2.10 – Sal Autóctone e Sal Alóctone (Adaptado de CRAMEZ, 2014).

As zonas circundantes ao domo salino apresentam zonas de cisalhamento, regiões fraturadas e falhas. A Figura 2.11 mostra o regime de falhas (regime de tensões) ao redor de um domo salino. Estes fatores, aliados com o comportamento de fluência, solubilidade das rochas salinas, migração de gás e estado de tensões atual dificultam a perfuração em regiões de sal ou próximas ao sal, como descrito na seção 2.3.

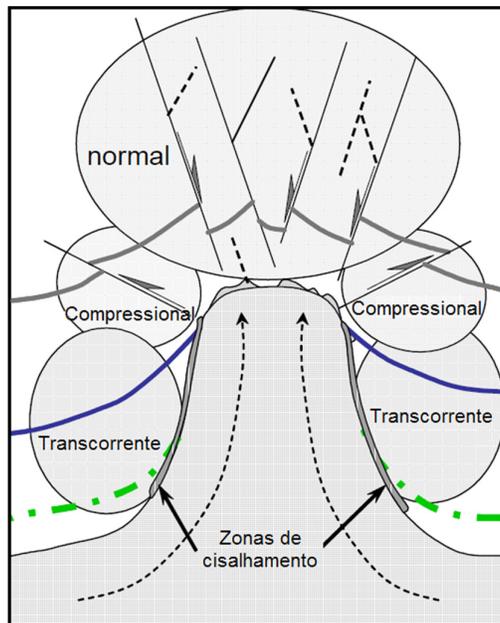


Figura 2.11 – Regime de falhas ao redor de um domo salino (DUSSEAULT *et. al.*, 2004b).

A característica de rocha selante despertou outros interesses, como projetos de estocagem de óleo, gás, CO₂, resíduos tóxicos e radioativos em cavernas de sal. Segundo Gera (1972) o risco de deformação excessiva da caverna de sal deve ser baixo, de forma a garantir a segurança da contenção dos combustíveis e resíduos. Para isso, é necessário que o domo salino esteja em área geologicamente estável, tenha espessura da ordem de 100 a 300m e soterramento do domo salino entre 300 e 700m.

Segundo Jackson e Talbot (1986), o processo de formação das estruturas salinas (halocinese) pode ser iniciado, sucedido, retardado ou acelerado devido a forças tangenciais que estendem e comprimem a bacia sedimentar, como mostra a Figura 2.12E e Figura 2.12F. Sendo regido pelos seguintes mecanismos básicos: flutuabilidade, sobrecarga diferencial, espalhamento lateral e convecção térmica, discutidos a seguir.

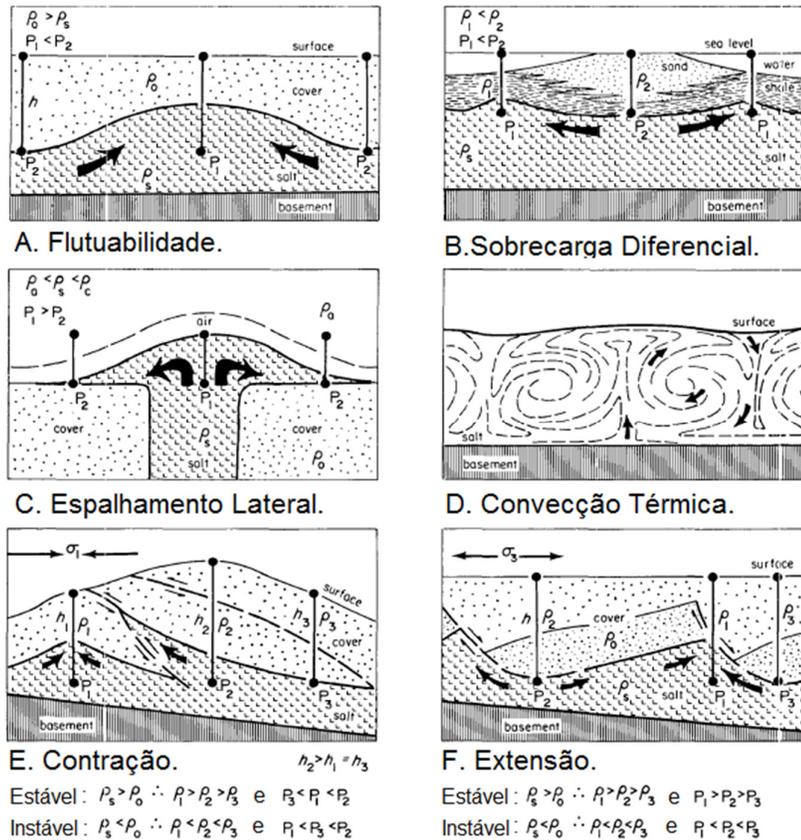


Figura 2.12 – Mecanismo de diapirismo (JACKSON & TALBOT, 1986).

2.2.3.

Flutuabilidade

A flutuabilidade, geralmente é considerada o mecanismo dominante do diapirismo. Porém, Hudec & Jackson (2007) afirmam que em muitas configurações este mecanismo é de importância secundária. O primeiro a formular este mecanismo foi Arrhenius em 1912 e consiste na ascensão do corpo salino em direção à superfície devido a uma sobrecarga mais densa que o sal, até que ocorra equilíbrio isostático, como mostra a Figura 2.12A. Esse mecanismo é análogo ao escoamento de fluidos causado pelo diferencial de pressão hidrostática.

Uma das condições para que este mecanismo se ative é que a inversão de densidade esteja presente, ou seja, aumento da densidade dos sedimentos sobrepostos à camada de sal ao longo da profundidade até que esta seja maior que a densidade do sal (POLIAKOV *et al.*, 1996), que é constante com a profundidade. Outras condições como a irregularidade na interface sal/formação e que cobertura seja deformável também devem estar presentes.

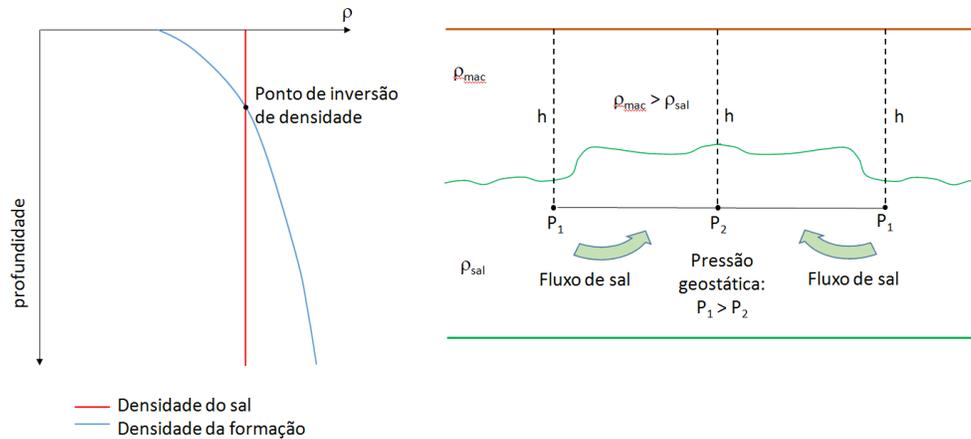


Figura 2.13 – Inversão de densidade e fluxo do sal.

A inversão de densidade fornece a instabilidade necessária para o sal fluir de uma região de maior pressão para uma região de menor pressão, devido a irregularidade na interface sal/formação, como ilustra a Figura 2.13. Porém não garante que o domo se forme, pois existem outros fatores que podem retardar ou evitar o crescimento do diápiro. Eventualmente o diapirismo pode cessar devido às forças de fluatibilidade não serem fortes o suficiente para superar a resistência das rochas de camadas superiores e as forças de atrito no contorno do sal (HUDEC & JACKSON, 2007), como mostra a Figura 2.14.

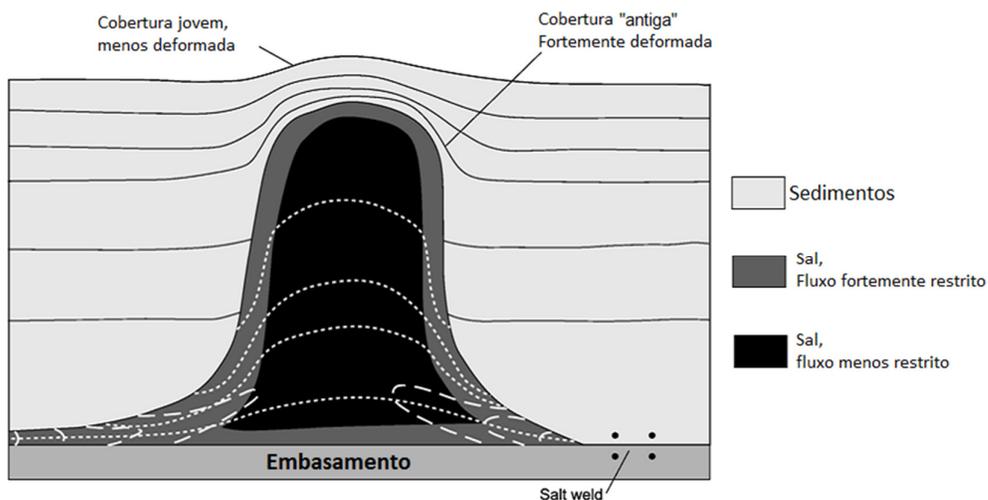


Figura 2.14 – Forças de resistência ao fluxo do sal (adaptado de HUDEC & JACKSON, 2007).

Observa-se na Figura 2.14, que caso a cobertura seja fina e menos rígida, esta é facilmente deformada. Porém, torna-se mais difícil o sal deformá-la caso a espessura da cobertura aumente, uma vez que as rochas sedimentares

normalmente aumentam tanto resistência ao cisalhamento, quanto a força de atrito com a profundidade de soterramento e aumento da pressão de confinamento, em virtude da compactação. Nota-se também que o sal sofre um forte cisalhamento próximo à lateral do domo durante o fluxo, que pode ser inibido para camadas finas de sal.

Em bacias sedimentares, a profundidade do ponto de inversão de densidade é de aproximadamente 1000 m a partir da superfície, mas pode variar de bacia para bacia. Por exemplo, na costa do golfo dos Estados Unidos folhelhos e areias com salmora devem ser enterradas numa profundidade entre 800 a 900m e 450 a 650 m, respectivamente, antes de a densidade exceder a do sal (JACKSON & TALBOT, 1986).

Tabela 2.4 – Propriedades de resistência de algumas rochas (adaptada de CRAMEZ, 2014).

Rocha	Resistência (MPa)	
	Compressão	Tração
Basalto	310,0/320,0	20,0
Arenito	50,0/60,0	2,0/3,0
Calcário	20,0/30,0	1,5/2,0
Dolomita	80,0	2,0

Segundo Cramez (2014) uma pequena anomalia pode facilmente romper a formação sobrejacente devido à tração, uma vez que, normalmente as camadas sobrepostas ao sal apresentam baixa resistência à tração como, por exemplo, calcário ou dolomita, pois são facilmente quebradas por tração. A Tabela 2.4 apresenta a resistência à compressão e à tração de algumas rochas. Porém, como discutido anteriormente, caso a espessura da cobertura do domo salino seja grande e/ou o sal atinja o nível de fluabilidade neutra, ou seja, quando a densidade da camada sobreposta é igual à densidade do sal, o fluxo pode cessar.

Outro fator que pode retardar a ascensão do sal é a necessidade de o sal atingir uma tensão crítica para que a deformação por fluência se inicie. Mohriak *et. al.* (2008; 2012) fala em uma tensão crítica de 10 MPa e 15 MPa para que a deformação por fluência do sal inicie. Jackson & Talbot (1986) discutem que não existe uma tensão crítica real para o sal e que a determinação deve ser feita analisando a curva tensão-deformação. Costa *et. al.* (2010) determinaram através de ensaios experimentais a tensão crítica para os sais Carnalita, Halita e Taquidrita, sendo esses valores 5.71 MPa, 9.91 MPa e 8.144 MPa, respectivamente. Sendo assim, o sal apresenta um comportamento elástico e

rígido quando a tensão é menor que a tensão crítica e plástico e dúctil quando a tensão é maior que a tensão crítica. Contudo, o comportamento elástico ou plástico do sal irá depender da taxa de deformação. Para intervalos de tempos curtos o sal pode ter um comportamento rígido. Entretanto, quando se pensa em tempo geológico (milhões de anos) o sal apresenta um comportamento dúctil.

A discussão apresentada acima, mostra que apenas o mecanismo de fluviabilidade não inicia o processo de formação dos domos salinos, que pode ascender até atingir o nível de fluviabilidade neutra e cessar o movimento caso atinja uma rocha com maior resistência e não encontre uma “rota de fuga”. Por exemplo, falhas ou dobras facilitam a penetração do sal por oferecerem menor resistência. O sal fluirá lateralmente caso não encontre resistência ou alguma restrição lateral após atingir o nível de fluviabilidade neutra, como será discutido na seção 2.2.5.

2.2.4.

Sobrecarga Diferencial

A sobrecarga diferencial é provavelmente o principal mecanismo nos estágios iniciais da formação dos domos salinos, que se formam a partir de uma camada horizontal de sal sob uma cobertura espessa e densa, normalmente, conduzindo a estruturas axissimétricas. Quando uma tensão diferencial é aplicada, os grãos de sal são dissolvidos em uma região de alta tensão e são redepositados em uma região de baixa tensão (POLIAKOV *et. al.*, 1996). O resultado é uma deformação similar à de um fluido Newtoniano. Este mecanismo de deformação é conhecido como mecanismo de Solubilização por Pressão, que será discutido na seção 3.3.7.

A variação lateral da espessura, densidade, resistência da cobertura ou taxa de deformação da camada de sal oriunda do processo de sedimentação e compactação da bacia sedimentar pode resultar em um carregamento diferencial na camada de sal, e qualquer irregularidade encontrada na interface sal/formação é suficiente para inicializar o fluxo do sal, fazendo com que se mova para áreas com menor pressão de sobrecarga, como observado na Figura 2.12B, resultando com frequência em uma estrutura salina assimétrica. Os efeitos dessa variação lateral no carregamento diminuem com a profundidade se a formação subjacente ao sal se encontra plástificada e tem baixa resistência, diminuindo o gradiente de pressão lateral criado pela sobrecarga diferencial. Segundo Jackson

e Talbot (1986), se a formação sobrejacente ao sal tem baixa resistência e está compartimentada por falhas de crescimento, o fluxo lateral é restrito.

Como discutido na seção 2.2.3, existem duas forças que se opõem ao fluxo do sal: a resistência da sobrecarga e as forças de atrito no contorno do sal. Se a sobrecarga diferencial é grande o bastante para superar estas forças resistentes, o sal fluirá. Caso contrário, o sal permanece estático por milhões de anos, sujeito somente à dissolução das águas subterrâneas, diagêneses e metamorfismo (HUDEC & JACKSON, 2007).

2.2.5.

Espalhamento Lateral

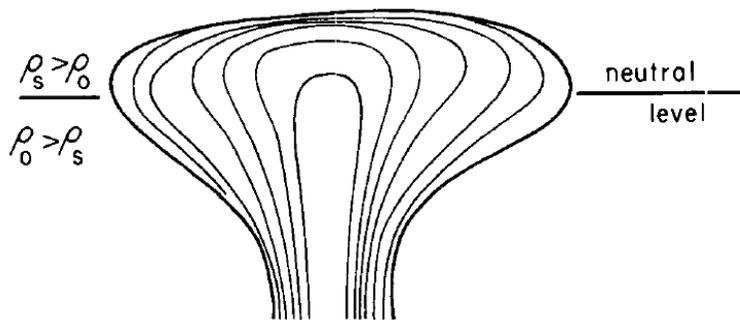


Figura 2.15 – Nível de fluabilidade neutra e formação de estruturas do tipo bulbo de sal. (JACKSON & TALBOT, 1986).

À medida que o sal ascende em direção à superfície, sedimentos menos densos são atravessados até que a densidade do sal seja igual à densidade da formação sobrejacente (nível de fluabilidade neutra) ou o sal torna-se extrusivo, onde fluxo de sal se dá sobre a superfície terrestre ou do fundo do mar devido ao afloramento do diápiro, como mostrado na Figura 2.12C.

Como a formação acima do sal é menos densa, este fluirá lateralmente caso a resistência da camada sobrejacente seja excedida pela tensão diferencial lateral criada pela inclinação da superfície, uma vez que a parte do domo acima do nível de fluabilidade neutra é gravitacionalmente instável. Este mecanismo resulta em estruturas de sal do tipo bulbo de sal, como ilustra na Figura 2.15.

2.2.6.

Convecção Térmica

Inicialmente a instabilidade mecânica devida ao gradiente geotérmico dentro de uma camada espessa de sal foi proposta por Talbot (1978). Segundo Talbot (1978), regiões com baixo gradiente geotérmico requerem uma cobertura espessa para que a halocinese inicie, quando comparadas às regiões que apresentam alto gradiente geotérmico. A convecção térmica dentro do corpo salino se inicia devido a alteração na temperatura após uma variação volumétrica, fazendo com que o sal se expanda, como mostrado na Figura 2.12D.

É importante ressaltar que a convecção térmica dentro da camada de sal ainda é tratada de forma hipotética, não sendo comprovada na prática a sua atuação durante a halocinese do sal (HUDEC & JACKSON, 2007). Contudo, o aumento do gradiente de temperatura, ou da expansividade térmica, ou da espessura da camada de sal melhoram a convecção térmica e a hipótese de que o efeito térmico possa ajudar a movimentação do sal parece ser razoável. O calor pode reduzir a resistência das rochas e o gradiente geotérmico pode aumentar a inversão de densidade primária, que é um fator mecanicamente desestabilizador do sistema (JACKSON e TALBOT, 1986), como discutido anteriormente.

A discussão apresentada na seção 2.2.2, mostra que o processo de formação de um domo salino não é regido apenas por um mecanismo de diapirismo. Estes devem atuar em conjunto para que o domo salino se forme. Na Figura 2.16 é apresentada a formação de um domo de sal, levando em consideração a sobrecarga diferencial e a flutuabilidade do sal, mostrando as formas sinclinais e anticlinais, bem como a influência do diápiro de sal no estado de tensões em torno dessas formações. Inicialmente (Figura 2.16A) a camada de sal planar com espessura relativamente grande e topo irregular flui plasticamente devido à tensão de sobrecarga ou sobrecarga diferencial (de espessura suficientemente grande) e/ou por forças tectônicas impostas, movendo-se das áreas de alta pressão para as áreas de baixa pressão, devido ao contraste de densidade entre a formação e o sal (flutuabilidade), em direção à superfície formando cumes, como mostra Figura 2.16B. Na Figura 2.16C, observa-se a deformação do maciço adjacente e formação do domo salino, os sinclinais (devido à subsidência elevada nos flancos) e os anticlinais. O último estágio é a intrusão do domo salino devido alongamento do maciço adjacente por falhas normais no topo do domo salino (Figura 2.16D). Nota-se que o diapirismo envolve movimentos laterais e verticais da cobertura e da camada fonte de sal.

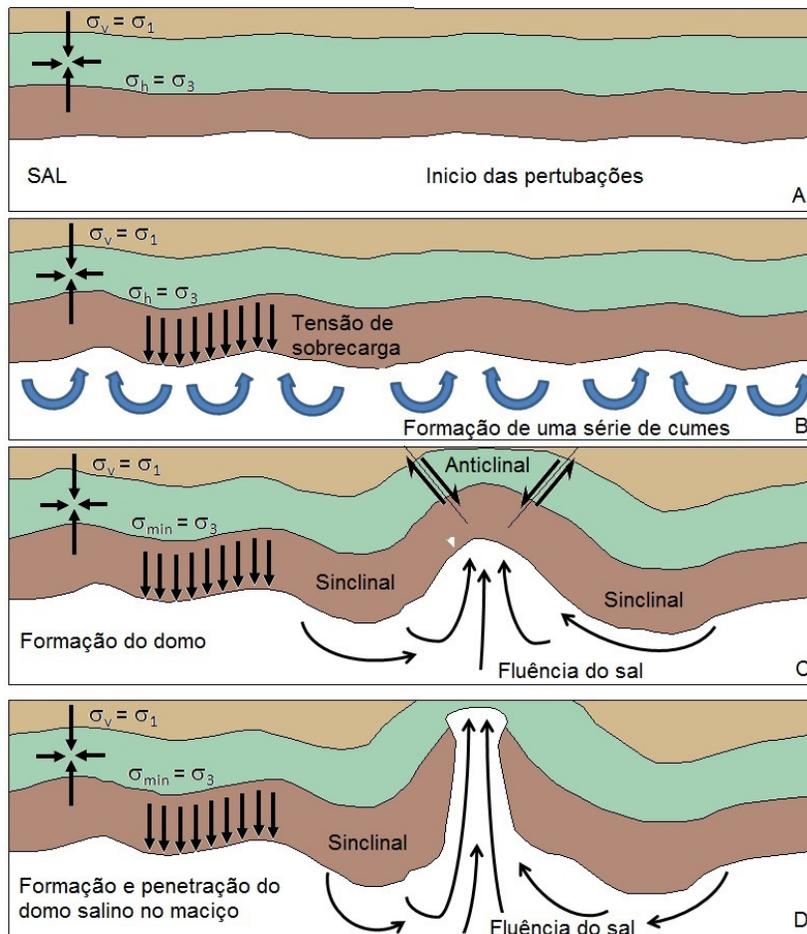


Figura 2.16 – Diapirismo do sal (baseada em BOTELHO, 2008).

2.3.

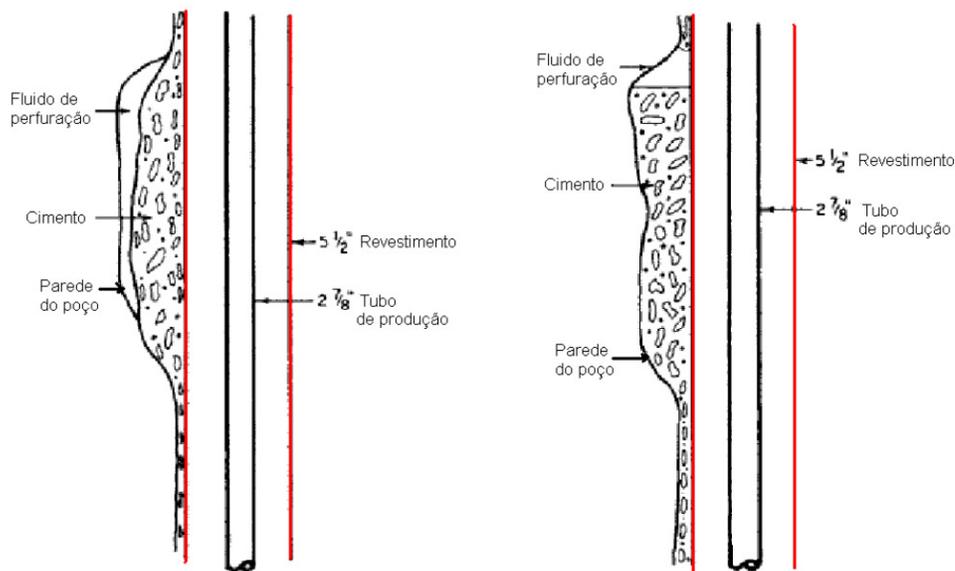
Perfuração em Regiões de Sal

Na indústria do petróleo, perfura-se em regiões próximas de estruturas salinas e através de camadas de sal desde o início dessa atividade, porém até recentemente somente algumas centenas de metros eram atravessados. Nos últimos anos, intensas atividades de prospecção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas têm avançado, principalmente no Brasil e na África, atingindo camadas de sal de 2000-3000m de espessura e até 3000m de lamina d'água, como a área do Pré-Sal na Bacia de Santos. No Golfo do México, extensões de mais de 3000m de halita já foram atravessadas (WHITSON & McFADYEN, 2001).

Entretanto, a perfuração através do sal apresenta grandes desafios do ponto de vista operacional, tais como arrombamento da parede do poço, fechamento do poço, torque elevado, repasses, perda de circulação, influxo de fluido da formação (*kick*), prisão de coluna, desvios e colapso de revestimento. Estes problemas

podem levar ao desvio do poço, pescaria de ferramentas dentro do poço e até abandono do poço, gerando perda de milhões de dólares (HOLT & JOHNSON, 1986; STASH & JONES, 1989; MEDEIROS, 1999; WHITSON & McFADYEN, 2001; WILLSON *et. al.*, 2003; POIATE *et. al.* 2006; FALCÃO *et. al.*, 2007; BOTELHO, 2008; ROCHA & AZEVEDO, 2009; POIATE, 2012). O custo de um único poço pode variar de 20 a 60 milhões de dólares (WILLSON *et. al.*, 2003).

Além dos problemas associados à perfuração em zonas de sal supracitados, outros também podem ocorrer com o poço já revestido e cimentado. Segundo Poiate (2012) poderá não ocorrer limpeza adequada na parede do poço em regiões arrobadas resultando na má qualidade de cimentação, como ilustra Figura 2.17.



A. Antes da cura do cimento.

B. Depois da cura do cimento.

Figura 2.17 – Região do poço arrobada com má cimentação. (STASH & JONES, 1989 *apud* POIATE, 2012).

Isso resulta em cargas concentradas na parede do revestimento devido ao processo de fluência do sal, que poderá ovalizar o revestimento ou até rompê-lo por colapso (WILLSON *et. al.*, 2003). Sendo assim, Poiate (2012) recomenda considerar a fluência em toda a vida útil do poço e não apenas na fase de perfuração do poço, tendo atenção para algumas operações, como de manutenção no poço e injeção de vapor aquecido, pois estas operações alteram o estado de tensões no poço, uma vez que o perfil de temperatura é alterado, conseqüentemente, a taxa de deformação de fluência do sal aumenta.

Outro problema relacionado à integridade da coluna de revestimento pode ocorrer quando o poço atravessa uma estrutura de sal alóctone, *e.g.* língua de sal, devido ao movimento lateral do sal, como ilustra a Figura 2.18. A coluna de revestimento estará submetida a um carregamento lateral, resultando na flexão da mesma. Como ilustra a Figura 2.18, existem também as zonas de cisalhamento ao redor do domo salino. Nestas zonas, existem impurezas no sal que variam de 5% até 50% de outros materiais, principalmente argila, que modificam a resistência e dureza do sal. Estas zonas favorecem o aprisionamento de óleo e gás e também está propícia a problemas durante a perfuração devido a elevadas pressões (WHITSON & McFADYEN, 2001; BOTELHO, 2008).

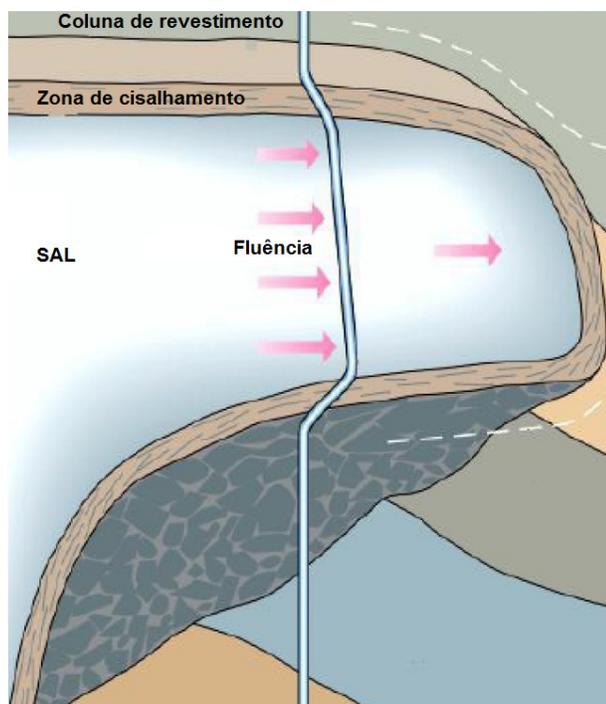


Figura 2.18 – Problema de integridade na coluna de revestimento devido a movimentação do sal (adaptado de SIMÕES, 2013).

Como as estruturas salinas alteram o estado de tensões na sua vizinhança, as geopressões também são influenciadas, tanto acima como abaixo do sal (WHITSON & McFAYDEN, 2001; ROHLER *et. al.*, 2003; WILLSON & FREDRICH, 2005; LUO *et. al.*, 2012), como ilustra Figura 2.19. WILLSON & FREDRICH (2005) mostram um aumento do gradiente de fratura, na ordem de 5% a 10% maior que gradiente de sobrecarga na zona de sal, o que pode acarretar em problemas durante a perfuração de poços.

É importante observar que o gradiente de fratura na formação abaixo do sal passa a ser menor que o gradiente de sobrecarga. Isso é explicado pela movimentação do sal fraturando a interface sal/formação.

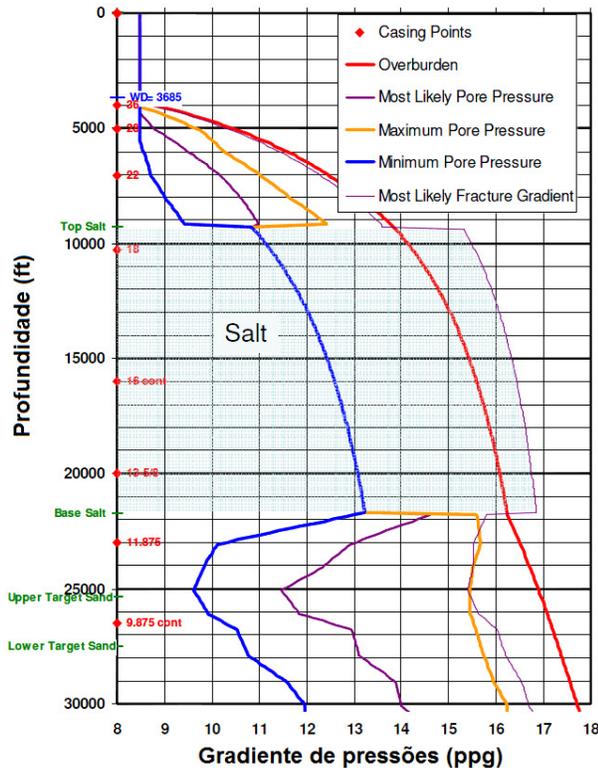


Figura 2.19 – Alteração do Gradiente de pressões acima e abaixo do sal de um poço no Golfo do México (adaptado de WILLSON & FREDRICH, 2005).

Sabendo que o gradiente de fratura abaixo do sal poderia ser menor que o predito, na ordem de 1,5 a 2,0 ppg, Rohleder *et. al.* (2003) realizaram testes de absorção (*LeakOff Tests - LOT*) e integridade da formação (*Formation Integrity Test – FIT*) durante a perfuração do poço *Spa Prospect, Walker Ridge 285 #1*, no Golfo do México. E observaram um aumento do gradiente de fratura na zona de sal e uma redução abaixo do sal, como mostrado na Figura 2.20. Também observaram um aumento na pressão de poros abaixo da zona de sal. Como isso pode se definir um peso de lama de perfuração mínimo para atravessar a base de sal, de forma a minimizar o potencial de perda de circulação da lama de perfuração.

Quando se perfurar próximo a estruturas de sal e o poço atravessa regiões fraturadas, chamadas de *Rubble Zones*, também conhecidas como *Shallow Depleted Zones*, surgem outros problemas (DUSSEAU *et. al.*, 2004;

FREDRICH *et. al.*, 2007). Essas regiões se encontram tanto abaixo quanto acima do sal e não tem resistência devido à perda de coesão causada pela movimentação do sal, aumentando o risco de perda de circulação e instabilidade do poço.

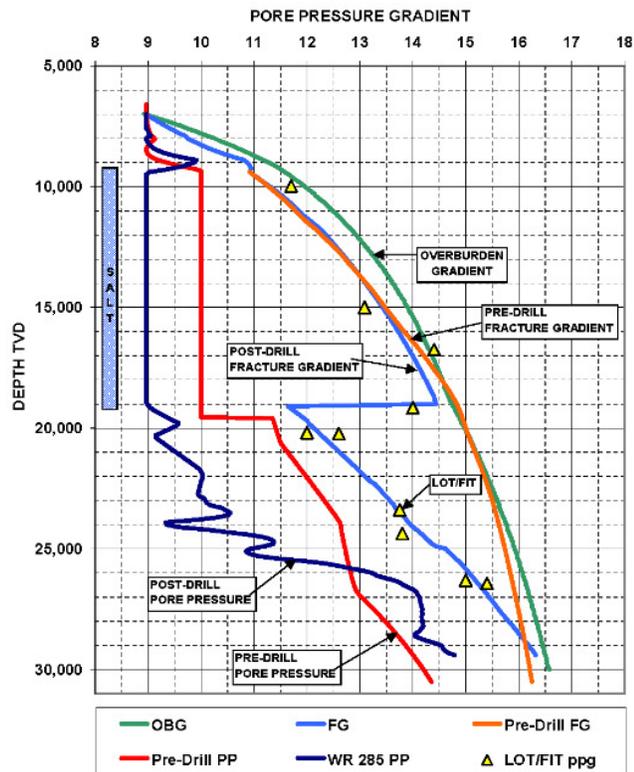


Figura 2.20 – Gradiente de Fratura e Pressão de Poros do poço *Spa Propect*, *Walker Ridge 285 #1*, no Golfo do México (ROHLEDER *et. al.*, 2003).

Ao perfurar as chamadas *Rubble Zones*, elevados valores de tensão circunferencial ao redor do poço podem surgir, uma vez que, a baixa tensão horizontal combinada com o peso do fluido pode abrir as fraturas existentes, como ilustra a Figura 2.21. Poros pressões anormais também podem surgir aumentando o risco de *kick* (fluxo inesperado e indesejado de fluido da formação para o poço), tornando necessária a utilização de métodos de controle de poço e *blowout*.

Existem ainda incertezas associada ao contorno das litologias adjacentes ao diápiro de sal devido à baixa resolução das informações sísmicas, que pode levar a perda de correlação geológica, como mostra a Figura 2.22, conseqüentemente, leva a problemas de controle do poço causados por pressões anormais (SEYMOUR *et. al.*, 1993; WILLSON & FREDRICH, 2005).

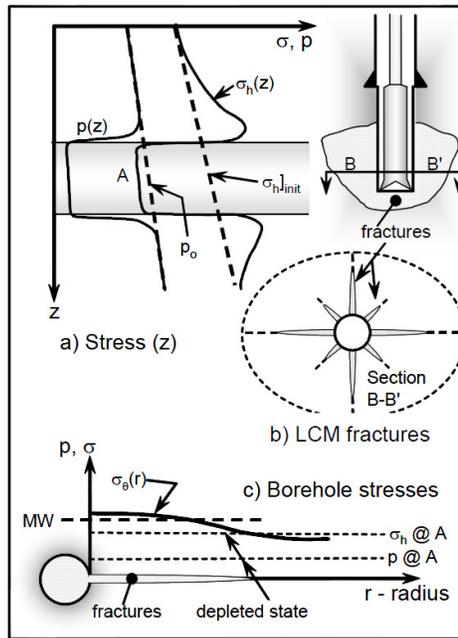


Figura 2.21 – Aumento da tensão circunferencial devido à perda de circulação. (DUSSEAULT *et. al.*, 2004).

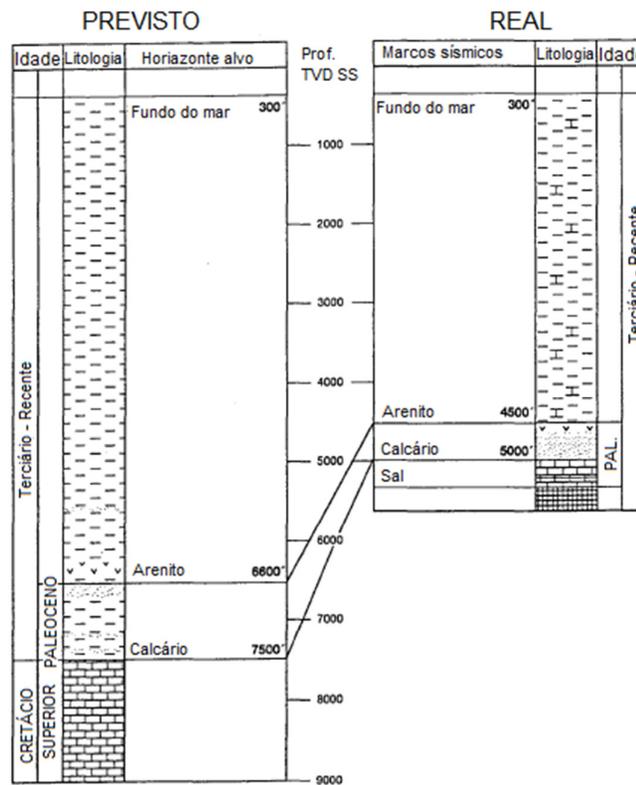


Figura 2.22 – Perda de correlação geológica de um poço próximo a um diápiro de sal no Mar do Norte. (adaptado de SEYMOUR *et. al.*, 1993).

Seymour *et. al.* (1993) analisaram dados de cinco poços próximos a diápiros de sal na área do Central Graben no Mar do Norte, onde todos os poços excederam a estimativa do tempo de perfuração, com tempo não produtivo de 26,3% do tempo de perfuração total. Os principais desafios foram devido à instabilidade do poço (24,20% do tempo não produtivo) e perda de circulação (17,61% do tempo não produtivo), como mostra a Figura 2.23.

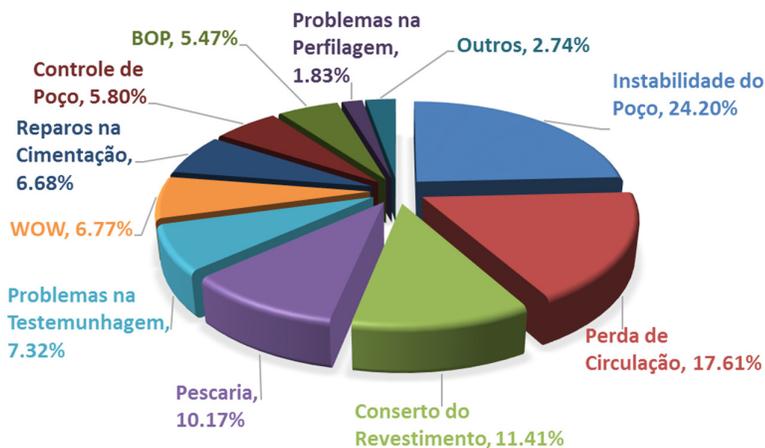


Figura 2.23 – Porcentagem de tempo não produtivo de 5 poços próximos a um diápiro de sal no Mar do Norte. (Adaptado de SEYMOUR *et. al.*, 1993).

Diante do exposto acima fica claro que o estudo prévio do comportamento de fluência das rochas salinas e os seus efeitos devem ser considerados em todas as etapas do projeto e durante a vida útil do poço. Assim torna-se possível determinar o peso fluido de perfuração a ser utilizado de forma a conter a fluência do sal mantendo-a sob controle. Além disso, também se nota que é importante o desenvolvimento de metodologias que visam identificar regiões com potencial risco de problemas, ainda no projeto conceitual, de forma a evitá-las ou tomar as precauções necessárias ao atravessar uma determinada região. O conhecimento da região também é importante e ajudará no planejamento, na escolha da trajetória do poço, estratégia de perfuração e programa de controle do poço (SEYMOUR *et. al.*, 1993; WHITSON & McFADYEN, 2001; DUSSEAULT *et. al.*, 2004; WILLSON & FREDRICH, 2005; COSTA *et. al.*, 2010)

A seguir, serão discutidos o comportamento de fluência e os principais mecanismos de deformação por fluência do sal. Estes mecanismos foram identificados com base em observações micromecânicas para diferentes níveis de tensão e temperatura.

3. Mecanismos de deformação do sal

Neste capítulo são descritos os principais mecanismos de deformação do sal identificados até o momento, que podem atuar isolados ou simultaneamente, a depender do nível de tensões. Estes mecanismos são utilizados para formular a lei física do comportamento de fluência do sal utilizada no presente trabalho.

3.1.

Introdução

O comportamento de fluência de um material qualquer pode ser definido pela deformação plástica dependente do tempo quando o mesmo está submetido a um estado de tensões e temperatura constantes. Normalmente, as curvas de fluência são plotadas para uma temperatura constante com a deformação de fluência versus tempo com a tensão como um parâmetro, como mostrado na Figura 3.1. A deformação por fluência em um dado instante de tempo não é proporcional à tensão aplicada; quanto maior a tensão, maior é a deformação de fluência (temperatura constante).

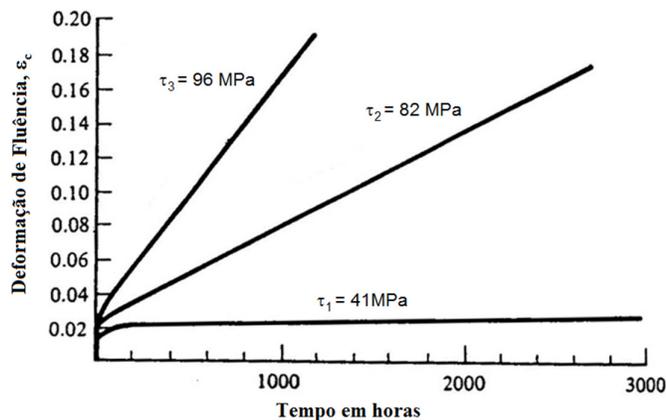


Figura 3.1 – Deformação de fluência versus tempo (adaptada de SHAMES & COZZARELLI, 1992).

A curva típica de fluência para um material apresenta três regiões distintas, definidas como região de fluência primária ou transiente, região de fluência

secundária ou estacionária e região de fluência terciária, como mostrado na Figura 3.2. Observa-se que imediatamente após a aplicação do carregamento ocorre uma deformação elástica (ϵ_e) e caso o carregamento continue a ser aplicado até atingir a tensão de limite elástico do material, uma deformação plástica (ϵ_p) surge. O intervalo de tempo no qual ocorre a deformação plástica é maior do que o intervalo de tempo que ocorre a deformação elástica. Porém, quando comparado com a escala de tempo de um teste de fluência, este se torna pequeno. Sendo assim, na prática, ambas as deformações são consideradas respostas instantâneas e podem ser consideradas em simulações numéricas como as deformações elásticas iniciais.

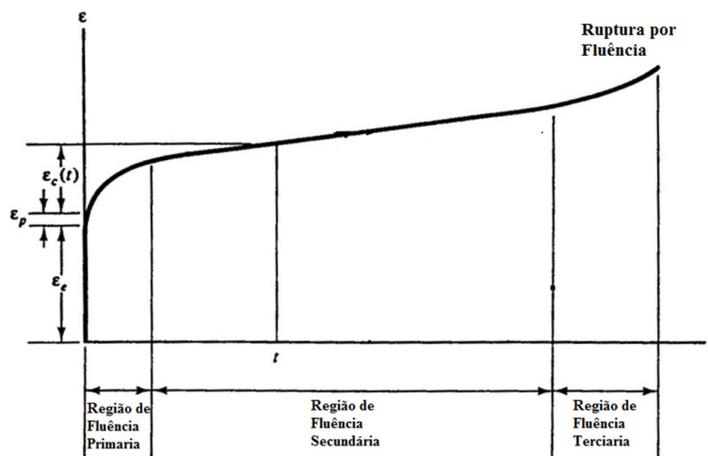


Figura 3.2 – Curva típica de fluência (adaptada de SHAMES & COZZARELLI, 1992).

Após as deformações instantâneas, a taxa de deformação que inicialmente é alta, diminui até atingir uma taxa de deformação constante devido ao endurecimento (*hardening*), onde tem início a fluência secundária. A região de fluência primária representa a redistribuição de tensões dentro do material e é importante em casos em que o carregamento aplicado tem curta duração, pois quando uma tensão constante é aplicada por um longo período de tempo, a deformação acumulada durante a fluência primária pode ser pequena quando comparada com os intervalos subsequentes.

Na fase de fluência secundária, o material passa a se deformar a uma taxa de deformação constante desde que a tensão e temperatura permaneçam inalterados. Na região subsequente, chamada de fluência terciária, a taxa de deformação de fluência aumenta até que a ruptura do material ocorra.

3.2.

Comportamento de Fluência do Sal

Diferentemente das demais rochas, onde em projetos geotécnicos a estabilidade é avaliada através de um critério de ruptura, como Mohr-Coulomb ou Drucker-Prager, por exemplo, a ruptura das rochas salinas é avaliada através de um critério de deformação por fluência, podendo apresentar um comportamento elástico e rígido, *e.g.*, anidrita que apresenta uma baixa taxa de deformação, ou plástico e dúctil, *e.g.*, taquidrita que apresenta uma elevada taxa de deformação na fase estacionária. O comportamento de fluência das rochas salinas está associado à sua estrutura cristalina, sendo sensivelmente influenciado pela espessura da camada, temperatura da formação, composição mineralógica, conteúdo de água, presença de impurezas e tensão desviadora aplicada ao corpo salino (FALCÃO *et. al.*, 2007).

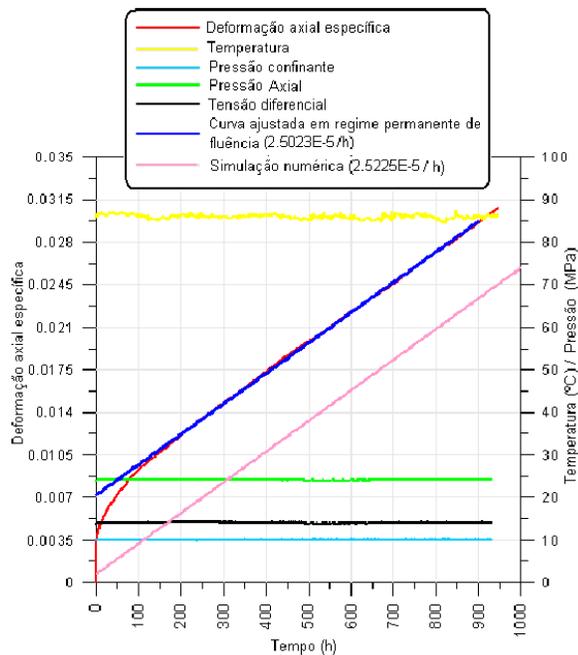


Figura 3.3 – Curva de fluência do sal halita (POIATE, 2012).

Na Figura 3.3 é apresentado o resultado de um ensaio de fluência do sal halita quando submetido a uma tensão de 16 MPa e uma temperatura constante de 86°C, realizado por Costa *et. al.* (2005b; 2010) e Poiate (2012). Segundo Costa *et. al.* (2010) em condições normalmente encontradas em mineração e perfuração de poços de petróleo, a fluência primária é completamente dissipada em um curto intervalo de tempo e em simulações numéricas pode ser absorvida pela

deformação elástica inicial. Ainda segundo o autor, na fluência terciária ocorre dilatação da rocha salina, aumentando o volume através do desenvolvimento de micro-fraturas, que leva a ruptura brusca do material, fenômeno que não está sendo representado na Figura 3.3.

Dusseault (1989) observou em ensaios de campo e laboratório que a fluência secundária continua sem desenvolvimento da fluência terciária, confirmando o equilíbrio entre fissuramento e recozimento, onde o dano não é cumulativo em rochas salinas. Afirma ainda que o conceito de deformação crítica que leva a fluência terciária, provavelmente não é válido para rochas salinas e que o processo de fluência secundária claramente existe e atua no intervalo de tensões de interesse. Contudo, FOSSUM & FREDRICH (2002) realizaram ensaios com amostras de sal da região do Golfo do México e os resultados mostram que para uma tensão diferencial de 25MPa, temperatura de 25°C e uma pressão confinamento menor que 5 MPa as amostras de sal submetidos a um estado de tensão constante passam pelos três estágios. Porém, para pressão de confinamento acima de 5 MPa apenas os regimes primários e secundários são evidenciados.

Em se tratando de rochas salinas, a fase de fluência secundária é a mais compreendida e estudada (MUNSON & DAWSON, 1979; MUNSON & FOSSUM, 1986; DUSSEAULT *et. al.*, 1987; DUSSEAULT, 1989; MUNSON *et. al.*, 1989; 1990; 1991; MUNSON, 1999; FOSSUM & FREDRICH, 2002; COSTA *et. al.*, 2005; 2010). Segundo Firme (2013) a literatura afirma que a fluência secundária é predominante no comportamento de fluência das rochas salinas.

O motivo de ter mais estudos, conseqüentemente mais modelos, sobre a fase estacionária é que a modelagem da fase transiente é um problema complicado e não tem solução teórica adequada. Contudo, o dano e a fluência primária podem ser eliminados durante os ensaios de fluência e os parâmetros da fase estacionária determinados independentemente dos outros parâmetros. O dano é eliminado usando uma pressão de confinamento alta. Já a taxa de fluência primária pode ser eliminada executando o ensaio de fluência por um tempo suficientemente grande, de forma que não exista mais o comportamento transiente, apenas o estacionário.

Os parâmetros da fase transiente podem ser definidos mantendo fixos os parâmetros obtidos na fase estacionária e ajustando o modelo do material para a fase transiente. Para determinar os parâmetros de dano, os parâmetros da fase transiente e da fase secundária devem ser mantidos fixos e os ensaios realizados com pressão de confinamento muito baixa (FOSSUM & FREDRICH, 2002).

Na indústria de petróleo e gás, as rochas salinas desempenham um papel importante devido à capacidade de aprisionar óleo e gás. Contudo, como já discutido na seção 2.3, a sua presença traz problemas durante a perfuração do poço próximo ou através de zonas de sal.

3.3.

Mecanismos de Deformação por Fluência do Sal

O comportamento elasto-viscoplástico das rochas salinas pode ser interpretado em termos de diferentes mecanismos de deformação que atuam em taxas diferentes e em diferentes níveis de tensão normal e cisalhante (DUSSEAULT, 1989).

Os mecanismos que controlam a deformação do sal são: o Fluxo Perfeito (*Defect-Less Flow*), controlado por uma elevada tensão (não discutido no presente trabalho), o Deslizamento de Discordância (*Dislocation Glide*), controlado por elevadas temperaturas, o Escalonamento de Discordância (*Dislocation Climb*), controlado por altas temperaturas e baixas tensões, a Fluência por Difusão (*Diffusional Creep*) que atua em baixos níveis de tensão, e o Mecanismo Indefinido (*Undefined Mechanism*) definido empiricamente quando a rocha salina está submetida a baixas temperaturas e baixas tensões.

Esses mecanismos foram identificados a partir de observações micromecânicas e cada um tem uma taxa de deformação por fluência que depende do nível de tensão e temperatura para caracterizá-lo. Um diagrama de tensão-temperatura que define a região onde atua cada mecanismo, chamado de mapa dos mecanismos de deformação, é apresentado na Figura 3.4. Este mapa foi construído na década de 70, durante o projeto *Waste Isolation Pilot Plant* (WIPP), pelo *Sandia National Laboratories* (MUNSON & DAWSON, 1979) para ser utilizado no desenvolvimento das equações constitutivas de fluência do sal no estado estacionário em cenários do Golfo do México.

A partir de mapas de deformações é possível identificar qual o mecanismo de fluência predominante a partir da temperatura, da tensão diferencial (σ , que é igual a duas vezes a tensão de cisalhamento máxima) e do Módulo de Cisalhamento (μ) do material.

Segundo Firme (2013), para a compreensão adequada dos mecanismos, deve-se observar a premissa que o sal está inicialmente em repouso e perde o equilíbrio depois de sofrer uma perturbação, gerando tensões diferenciais e

energia de deformação que é dissipada por fluência até atingir novo equilíbrio. Os mecanismos de fluência podem ocorrer simultaneamente ou isolados e a taxa de fluência estacionária total é a soma da taxa de fluência de cada mecanismo (MUSSON, 1999). A seguir são discutidos os mecanismos de deformação por fluência supracitados. Além de outros identificados na literatura.

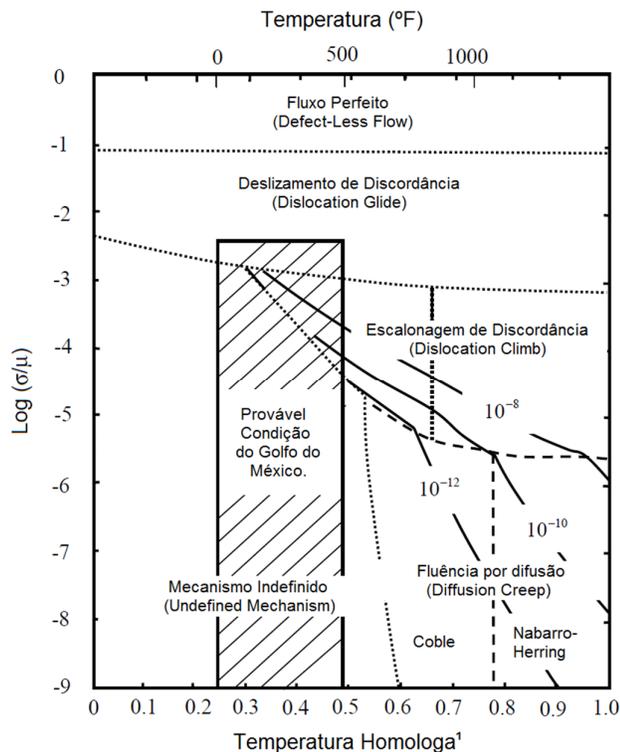


Figura 3.4 – Mapa dos mecanismos de deformação de rochas salinas. (adaptado de Fossum & Fredrich, 2002).

3.3.1.

Mecanismo de Deslizamento de Discordâncias (*Dislocation Glide*)

O mecanismo de deslizamento de discordâncias é formado por modelos micromecânicos de deslizamentos que atuam em planos de deslizamento (*Glide*): o mecanismo de deslizamento de discordância tradicional (*Dislocation Glide*) e deslizamento de discordância cruzada (*Dislocation Cross Slip*). Segundo Fossum & Fredrich (2002) estes mecanismos são responsáveis pela deformação plástica e o fenômeno de endurecimento.

¹ Temperatura Homóloga é a razão da temperatura do material e a sua temperatura de fusão em Kelvin. No caso da rocha salina adotou-se 1077K (FOSSUM & FREDRICH, 2002).

O deslizamento por discordância cruzada é importante para temperaturas relativamente baixas e que não dependem fortemente da temperatura. Segundo Fossum & Fredrich (2002) trata-se de um mecanismo de recuperação dinâmica que alivia o aumento da energia de deformação.

Quando o sal está submetido a uma elevada tensão diferencial, a fluência secundária é controlada pelo mecanismo de deslizamento de discordância tradicional sendo a taxa de deformação de fluência ($\dot{\epsilon}_f$) na fase estacionária, expressa por (MUNSON & DAWSON, 1979; MUNSON & DEVRIES, 1991):

$$\dot{\epsilon}_f = |H(\sigma_d - \sigma_0)| \left[B_1 e^{\left(-\frac{Q_1}{RT}\right)} + B_2 e^{\left(-\frac{Q_2}{RT}\right)} \right] \sinh \left[\frac{q(\sigma_d - \sigma_0)}{\mu} \right] \quad (3.1)$$

onde $|H(\sigma_d - \sigma_0)|$ é a função degrau com argumento $(\sigma_d - \sigma_0)$, q é uma constante de tensão, σ_d a tensão desviadora, σ_0 é a tensão limite para atuação mecanismo, μ o módulo de cisalhamento, Q_1 e Q_2 a energia de ativação, R a constante universal dos gases, T a temperatura absoluta e B_1 e B_2 são constantes. A função hiperbólica supracitada pode ser aproximada por uma lei de potência para pequenos valores de tensão (MUNSON & DAWSON, 1979).

Diferentemente de Munson & Dawson (1979), Dusseault (1989) formula o deslizamento de discordâncias usando uma lei de potência, com a tensão normalizada pelo limite de Prandtl, enquanto que Munson & Dawson (1979), normalizam a tensão pelo o Módulo de Cisalhamento. Dusseault (1989) considera que a deformação do sal se dá em dois regimes: visco-elástico e visco-plástico. No regime visco-elástico o processo de deformação é lento na condição estacionária e os mecanismos atuantes são o deslizamento de discordâncias e solubilização e precipitação. Esses mecanismos atuam isoladamente ou simultaneamente, com taxa de deformação expressa por:

$$\dot{\epsilon}_i = \sum_{i=1}^2 A_i \left(\frac{\sigma_d}{2K} \right)^{n_i} e^{\left(-\frac{Q_i}{RT}\right)} \quad (3.2)$$

onde A_i é uma constante, K é o Limite de Prandtl e i é o mecanismo de deformação correspondente, com um fator de ativação térmica para níveis de tensão abaixo do Limite de Prandtl ($\sigma_d < 2K$) com deformação lenta. Os demais parâmetros são os mesmos já descritos anteriormente. O Limite de Prandtl foi definido por Dusseault (1989) com sendo a tensão de cisalhamento limite que determina a fronteira entre o regime visco-elástico e visco-plástico. Além disso, determina a fronteira entre os mecanismos dominantes. O autor utiliza como expoente de tensão, $n = 3$ e desconsidera o mecanismo de deslizamento por discordância

cruzada. Esta mesma equação é utilizada pelo autor para representar o mecanismo de solubilização e precipitação, mas com $n = 1$. Estes mecanismos não são acoplados fisicamente, portanto, são aditivos.

Já no regime visco-plástico a natureza do mecanismo de deformação não é clara e o autor postula como mecanismo dominante o fissuramento na condição estacionária (*Steady State Cracking*), com discutido a seguir.

3.3.2.

Mecanismo de Fissuração na Condição Estacionária (*Steady State Cracking*)

A fissuração ocorre ao longo do contorno dos grãos devido à tensão desviadora elevada e só ocorre se houver a presença de água. A taxa de deformação para o mecanismo de fissuramento na condição estacionária utilizada por Dusseault (1989) é:

$$\dot{\epsilon}_f = C \sinh \left[\frac{\sigma_d - 2K}{\sigma_{ref}} \right] e^{\left(-\frac{Q}{RT} \right)} f(\sigma_m) \quad (3.3)$$

onde $\sigma_d > 2K$, C é uma constante, σ_{ref} é a tensão normal de referência e $f(\sigma_m)$ é a função que avalia o efeito da tensão média sobre a taxa de deformação. Os demais parâmetros são os mesmos já descritos anteriormente.

3.3.3.

Mecanismo de Escalonamento de Discordâncias (*Dislocation Climb*)

É um mecanismo altamente dependente da temperatura, onde em elevadas temperaturas um mecanismo de recuperação dinâmica contribui significativamente para a deformação por fluência e a controla apesar das deformações plásticas provocadas no processo de deslizamento. Com o processo de recuperação dinâmica, o endurecimento é equilibrado e resulta na deformação na fase secundária. Esse processo leva a uma menor energia de deformação interna, permitindo o movimento contínuo das discordâncias e o deslizamento das discordâncias sem aumento da tensão desviadora (FOSSUM & FREDRICH, 2002).

É um mecanismo bem documentado que contribui significativamente para a deformação e controlado pelo fenômeno chamado de ativação térmica, pois o aumento de temperatura do material gera uma oscilação de seus átomos em torno

da posição de equilíbrio, simultaneamente ocorrendo também a redistribuição molecular da estrutura do material, aumentando a capacidade de fluência (FOSSUM & FREDRICH, 2002; BOTELHO, 2008).

A taxa de deformação de fluência ($\dot{\epsilon}_f$) por escalonamento de discordâncias (*Dislocation Climb*) na condição estacionária, com baixa tensão diferencial e elevadas temperaturas é expressa por (MUNSON & DAWSON, 1979; MUNSON & DEVRIES, 1991):

$$\dot{\epsilon}_f = A \left(\frac{\sigma_d}{\mu} \right)^n e^{\left(-\frac{Q}{RT} \right)} \quad (3.4)$$

Os parâmetros são os mesmos já descritos anteriormente.

3.3.4.

Mecanismo de Recristalização Dinâmica (*Dynamic Recrystallization*)

O mecanismo de recristalização dinâmica pode ser um processo de recuperação importante em respostas a longo prazo. É um mecanismo dinâmico e termicamente ativado, sendo observado por Guillope & Poirier, em 1979, em ensaios com temperatura variando entre 250°C e 790°C (FOSSUM & FREDRICH, 2002). Contudo, Fossum & Fredrich (2002) afirmam que a recristalização também foi observada durante a deformação de amostras de sais submetidos à temperatura de 70°C. Esta observação é importante para a compreensão da deformação a longo prazo, uma vez que a recristalização é um processo de recuperação que pode resultar em *strain softening*.

Embora bastante estudado no campo da metalurgia, este mecanismo raramente é observado durante a deformação natural do sal sobre condições geomecânicas (SPIERS *et. al.*, 1986; FOSSUM & FREDRICH, 2002).

3.3.5.

Mecanismo de Fluência por Difusão (*Diffusional Creep*)

Os mecanismos controlados por difusão têm dois caminhos de difusão: entre os próprios grãos policristalinos, difusão por volume, conhecida por *Nabarro-Herring Creep*, e ao longo do contorno dos grãos policristalinos, conhecida por *Coble Creep* (COBLE, 1963). Com a redução da taxa de deformação e da temperatura este mecanismo passa a ser dominante. Algumas investigações

concluíram que este mecanismo não é verificado em elevadas temperaturas (JEREMIC, 1994).

O *Nabarro-Hering Creep* considera o transporte e deposição dos átomos nos espaços livres entre os cristais e nas fronteiras entre eles, sendo a taxa de deformação representada pela seguinte equação:

$$\dot{\epsilon}_f = \frac{D_{as}\Omega\sigma_d}{kT(L_k^2)} \quad (3.5)$$

onde D_{as} é o coeficiente de autodifusão, Ω é o volume atômico, L_k é o diâmetro do grão, k é a constante de Boltzman e T a temperatura. Segundo Jeremic (1994) a fluência na fase transiente não ocorre para este mecanismo.

3.3.6.

Mecanismo de Deslizamento de Contato dos Grãos (*Grain Boundary Glide*)

O contato entre os grãos não tem influência sobre a deformação durante a atuação dos mecanismos de discordância por deslizamento e por escalonamento, quando o diâmetro médio dos grãos é consideravelmente maior do que a distância média percorrida pelas discordâncias (JEREMIC, 1994).

Segundo Jeremic (1994), com um diâmetro médio do grão suficientemente pequeno e baixas tensões, a taxa de deformação de fluência por deslizamento de contato dos grãos é dada pela seguinte equação:

$$\dot{\epsilon}_f = D_s \frac{\sigma_d}{L_k} \quad (3.6)$$

onde D_s é o coeficiente de difusão. Os demais parâmetros são os mesmos já descritos na equação (3.5).

3.3.7.

Mecanismo Indefinido (*Undefined Mechanism*)

O mecanismo é chamado de indefinido por não estar associado aos modelos micromecânicos discutidos anteriormente, mas é empiricamente definido com base em ensaios laboratoriais, onde a equação empírica apresenta a mesma forma do mecanismo de escalonamento por discordância (*Dislocation Climb*). Sendo assim, a taxa de deformação é expressa pela mesma equação:

$$\dot{\epsilon}_f = A \left(\frac{\sigma_d}{\mu} \right)^n e^{\left(-\frac{Q}{RT} \right)} \quad (3.7)$$

onde A é uma constante, σ a tensão generalizada, μ o módulo de cisalhamento, Q a energia de ativação, R a constante universal dos gases, T a temperatura absoluta e n o expoente da tensão.

Nas situações onde a rocha salina está submetida a baixas temperaturas e tensões desviadoras a fluência é controlada pelo mecanismo indefinido (MUNSON & DAWSON, 1979; MUNSON & DEVRIES, 1991). A equação (3.7) está escrita na forma tradicional desenvolvida por Munson & Dawson (1979) e Munson & Devries (1991), onde o coeficiente da tensão, n, é igual 5,0 e a tensão é normalizada pelo Módulo de Cisalhamento. Dusseault (1989) utiliza a mesma equação, porém a tensão é normalizada pelo limite de Prandtl com coeficiente da tensão, n, igual a 1,0. O autor prefere escrever a equação desta forma, pois a constante A se torna uma taxa de deformação característica na superfície de escoamento na zona visco-plástica e tem significado físico.

O mecanismo de Solubilização por Pressão (*Pressure Solution*) descrito em trabalhos utilizando o Modelo de Duplo Mecanismo de Deformação (COSTA *et. al.*, 2005; POIATE *et. al.*, 2006; POIATE, 2012), também chama este mecanismo de indefinido. Este foi identificado por Dusseault & Fordham (1993) como sendo a fluência no contato dos grãos de halita em função do aumento da solubilidade do sal sob altas tensões e temperaturas atuando no contato entre os grãos. Entretanto, aparentemente não tem relação como o mecanismo representado pela equação (3.7), mas com o mecanismo de fissuramento na condição estacionária devido a transferência de massa por solubilização simultaneamente aos movimentos das discordâncias em regime visco-plástico (ver itens 3.3.1 e 3.3.2).

Estes mecanismos atuam em diferentes níveis de tensão normal, tensão cisalhante e temperatura, e são utilizados para formular as principais leis físicas de fluência das rochas salinas, como será discutido a seguir. Sendo a taxa de fluência da rocha salina calculada pela soma das taxas de cada mecanismo, quando estes ocorrem simultaneamente. No Golfo do México, por exemplo, os mecanismos predominantes são o Deslizamento por Discordância (seção 3.3.1), Escalonamento de Discordância (seção 3.3.3) e Mecanismo Indefinido (seção 3.3.7) (FOSSUM & FREDRICH, 2002). Já as rochas salinas brasileiras apenas dois mecanismos são predominantes, Deslizamento por Discordância (seção 3.3.1) e Mecanismo Indefinido (seção 3.3.7) (COSTA *et. al.*, 2005; POIATE, 2012), como será visto no próximo capítulo.

4. Modelos constitutivos de fluência do sal

Neste capítulo será apresentada uma revisão dos modelos constitutivos de fluência, desde modelos reológicos baseados em aproximações fenomenológicas desenvolvidas a partir de observações macroscópicas da deformação do material (FLÜGGE, 1967; SHAMES & COZZARELLI, 1992), passando por modelos empíricos, desenvolvidos a partir de observações e ajustes na curva típica de fluência obtida de resultados experimentais, onde a curva é uma equação matemática deduzida empiricamente (LOMENICK & BRADSHAW, 1969; COSTA, 1984; SHAMES & COZZARELLI, 1992) até os modelos físicos baseados nos mecanismos de deformações de fluência do sal (MUNSON & DAWSON, 1979; DUSSEAULT *et. al.*, 1987; DUSSEAULT, 1989; MUNSON & DEVRIES, 1991; COSTA *et. al.*, 2005; 2010; POIATE *et. al.*, 2006).

4.1. Modelos Reológicos de Fluência

Os materiais visco-elásticos não se caracterizam apenas pelo seu comportamento dependente do tempo, e sua taxa de deformação visco-elástica não depende somente do estado de tensões e deformações atual, e sim de todo o histórico. Ou seja, para simular a deformação visco-elástica do material é necessário conhecer todo o estado de tensões e deformações em todos os instantes de tempo anteriores (TAYLOR *et. al.*, 1970; SIMO & HUGHES, 1998; ROYLANCE, 2001; ZIENKIEWICZ & TAYLOR, 2005).

Os modelos reológicos são aproximações fenomenológicas desenvolvidas a partir de observações macroscópicas da deformação do material. Tais modelos procuram simular o comportamento das tensões e deformações de materiais visco-elásticos em condições de carregamento uniaxial através de elementos como molas e amortecedores. Na Figura 4.1 são apresentados alguns modelos reológicos (SHAMES & COZZARELLI, 1992).

Muitos materiais apresentam características viscosas e elásticas simultaneamente e são chamados de materiais visco-elásticos. Por exemplo, os modelos reológicos de Maxwell, de Kelvin, de Maxwell Generalizado, de Kelvin

Generalizado e de Burgers são alguns dos modelos usados para simular o comportamento mecânico das rochas (SHAMES & COZZARELLI, 1992; JEREMIC, 1994).

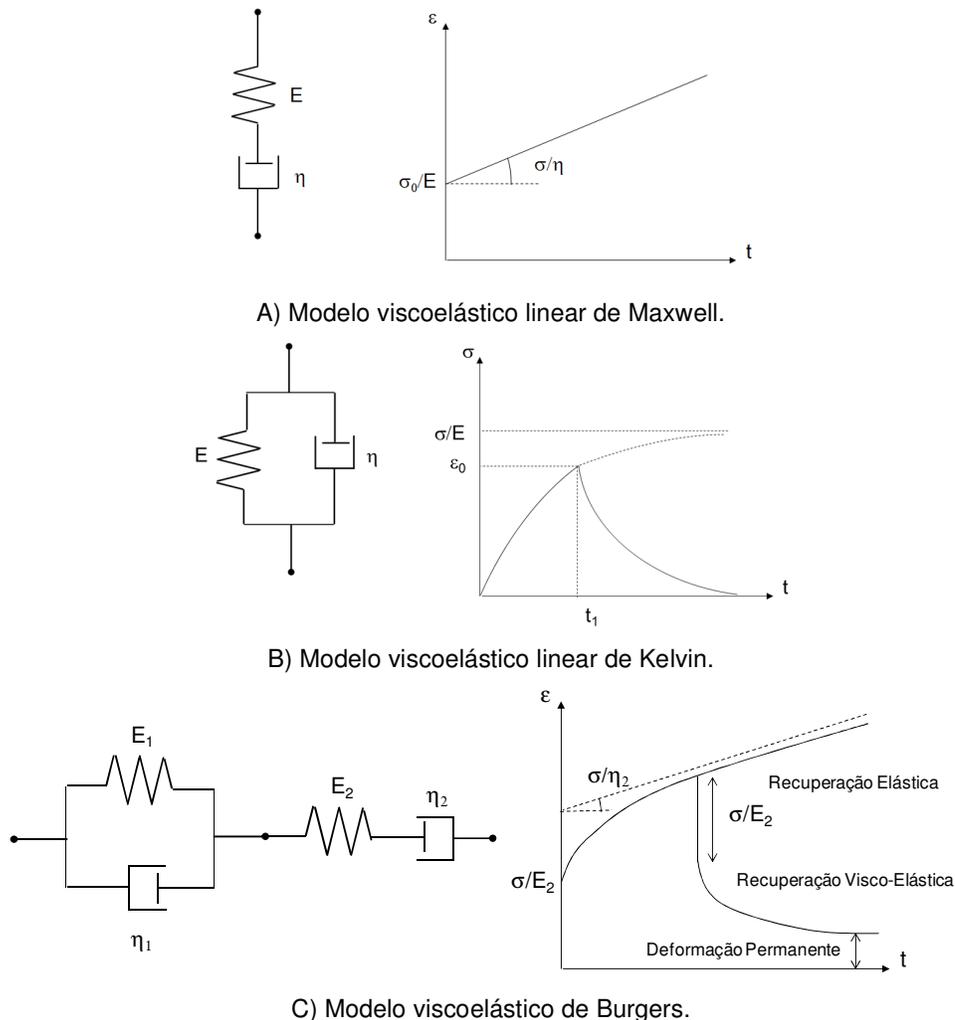


Figura 4.1 – Modelos reológicos básicos.

O modelo de Maxwell (Figura 4.1A) não consegue representar a fase transiente e os mecanismos de endurecimento e amolecimento das rochas salinas. Porém, representa a deformação elástica inicial. Já o modelo de Kelvin, não consegue representar a deformação elástica inicial e a deformação permanente após o descarregamento, como ilustrado na Figura 4.1 B. A limitação do Modelo de Kelvin, quanto à deformação elástica inicial, pode ser contornada se o modelo for associado em série com um elemento de mola. Ainda assim, o modelo não consegue representar a fluência na fase estacionária.

O modelo de Burgers (Figura 4.1C) procura sanar as inconsistências dos modelos reológicos de Maxwell e Kelvin combinando ambos por associação em série. Logo, a deformação total do modelo é composta pela soma das deformações do Modelo de Maxwell e do Modelo de Kelvin. O comportamento de fluência do Modelo de Burgers é ilustrado na Figura 4.1C. Nota-se que o modelo consegue representar a parcela inicial de deformação elástica (σ_0/E_2), a deformação no regime primário e a deformação de fluência secundária com taxa de deformação constante (σ_0/η_2).

Os modelos reológicos não são utilizados para simular o comportamento mecânico dos evaporitos por não apresentarem uma correspondência direta com esse tipo de rocha, principalmente por não considerarem explicitamente o efeito da temperatura e por representarem apenas o estado uniaxial de tensões e deformações. Contudo, estes modelos podem ser utilizados como referência em estudos preliminares. Os modelos baseados em equações constitutivas empíricas (DUSSEAULT *et. al.*, 1987; DUSSEAULT, 1989; MACKAY *et. al.*, 2008) e nos mecanismos de deformação (FREDRICH *et. al.*, 2003; COSTA *et. al.*, 2005; POIATE *et. al.*, 2006; COSTA *et. al.*, 2010; FIRME, 2013) são os mais utilizados na prática.

4.2.

Modelos Empíricos de Fluência

Inicialmente as leis empíricas foram formuladas para os metais a partir de observações e ajustes na curva típica de fluência com base em resultados experimentais, para um problema submetido a um estado uniaxial de tensões e deformações. Na formulação, algumas premissas são utilizadas para formular o modelo, como, por exemplo, deformação dependente somente do nível de tensão aplicado e da temperatura em determinado tempo.

O modelo empírico baseado na lei de potência é o mais utilizado para representar o comportamento de rochas evaporíticas. Essa lei foi desenvolvida por Lomenick em 1971, também conhecida como Lei de Lomenick (POIATE, 2012), e incorpora em uma única equação constitutiva as variáveis de tensão desviadora, temperatura absoluta e tempo. Essa lei é aplicada apenas para representar a fase primária da curva de deformação de fluência. Além da lei de potência, tem-se a lei logarítmica, que também descreve a fluência na fase transiente. Segundo Botelho (2008), em condições de baixa temperatura e curto

prazo de tempo, a lei logarítmica apresenta bom ajuste à curva experimental na fase transiente em situações com baixa temperatura e para curtos intervalos de tempo.

Apesar dessa lei ainda ser bastante utilizada, alguns autores preferem utilizar leis baseadas em mecanismos de deformação (MUNSON *et. al.*, 1989; MUNSON & DEVRIES 1991; MUNSON, 1999; POIATE *et. al.*, 2006; COSTA, 2010; FIRME, 2013).

4.3.

Modelos Físicos de Fluência

Com o intuito de representar o comportamento de fluência de rochas salinas várias leis físicas de fluência foram propostas com base em mecanismos de deformação por fluência isolados por meio de intervalos de tensões, do estado de deformação, da taxa de deformação e da temperatura, como discutido no Capítulo 3. Segundo Costa *et. al.* (2010), no início dos anos 90 as leis de fluência baseadas em mecanismos de deformação foram recomendadas pela literatura internacional para representar o comportamento de rochas salinas. Essas leis foram desenvolvidas com base nos mecanismos de deformação discutidos no Capítulo 3 (MUNSON & DAWSON, 1979; MUNSON & FOSSUM, 1986; DUSSEAULT *et. al.*, 1987; DUSSEAULT, 1989; MUNSON *et. al.*, 1989; 1990; 1991; SPIERS *et. al.*, 1986; CHAN *et. al.*, 1992; 1994; MUNSON, 1999; FOSSUM & FREDRICH, 2002; COSTA *et. al.*, 2005; 2010; FIRME, 2013).

A seguir serão discutidos três modelos mais sofisticados para o estudo de fluência em rochas salinas, a Lei Visco-plástica de Múltiplos Mecanismos de Deformação, o Modelo de Múltiplos Mecanismos de Deformação e o Modelo de Duplo Mecanismo de Deformação. É importante salientar que estes modelos não levam em consideração o dano. Porém, trabalhos envolvendo o acoplamento destes mecanismos de deformação com modelos de fraturas (*Multimechanism Deformation Coupled Fracture Model*) foram desenvolvidos por Chan *et. al.*, (1992; 1994) e Fossum & Fredrich (2002), possibilitando a estimativa da taxa de deformação na fase terciária. Os modelos com dano não serão discutidos no presente trabalho.

4.3.1.

Lei Visco-Plástica de Múltiplos Mecanismos de Deformação

A Lei Visco-Plástica de Múltiplos Mecanismos de Deformação, formulada por Dusseault, Rothenburg e Mraz no final da década de 80 para projetos de minas de sal, considera que as rochas salinas apresentam um comportamento de fluência puramente na fase estacionária devido à estrutura iônica permitir taxas de deformação constante e que apenas os mecanismos de Fluência por Difusão, Discordância por Deslizamento e Fissuramento na Condição Estacionária são dominantes. A zona de atuação de cada mecanismo é ilustrada na Figura 4.2.

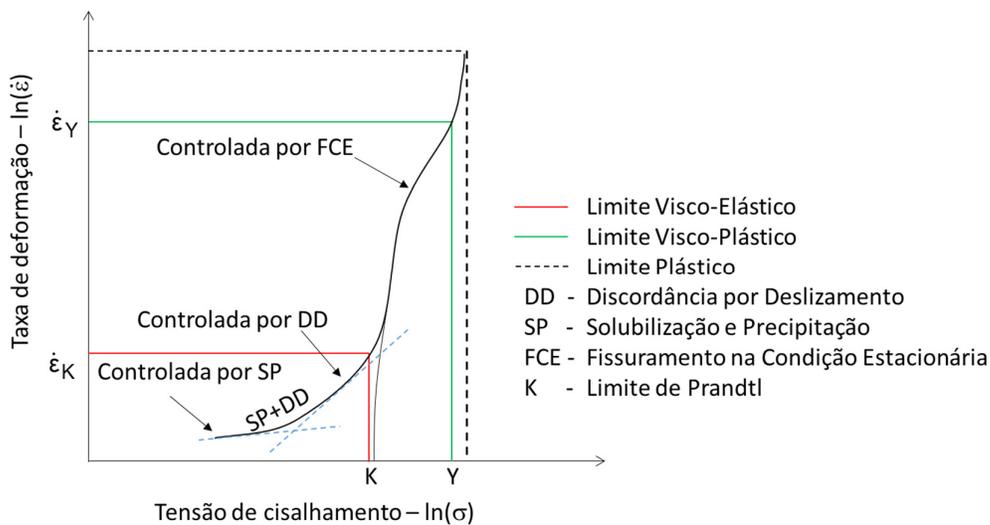


Figura 4.2 – Lei Visco-plástico de Múltiplos Mecanismos de Deformação (baseado em Dusseault *et. al.* (1987)).

Dusseault *et. al.* (1987) consideram que a rocha salina está sujeita a dois regimes de deformação. O primeiro mecanismo com deformação lenta e tensão abaixo do limite de Prandtl ($\sigma_d < 2K$), ou seja, no domínio visco-elástico e controlada pelos mecanismos de discordância por deslizamento (DD) e de solubilização e precipitação (SP), sendo a taxa de deformação dada pela Eq. (3.2). O limite de Prandtl (K) determina uma fronteira entre os mecanismos de dominantes e entre o regime visco-elástico e visco-plástico, como ilustra a Figura 4.2.

No segundo mecanismo considerado em Dusseault *et. al.* (1987), a deformação é controlada pelo mecanismo de Fissuramento na Condição Estacionária (FCE), favorecendo os processos de fissuras e cura, onde a taxa de

deformação depende da tensão, dada pela Eq. (3.3), acima do limite de Prandtl ($\sigma_d > 2K$) e ocorre no domínio visco-plástico.

A Lei Visco-Plástica de Múltiplos Mecanismos de Deformação prediz satisfatoriamente a taxa de deformação na fase estacionária de fluência. Contudo, embora o comportamento na fase transiente se assemelhe ao observado em campo, a magnitude da taxa de deformação não. Isso faz com que a curva na fase estacionária seja transladada verticalmente.

4.3.2.

Modelo de Múltiplos Mecanismos de Deformação

O Modelo de Múltiplos Mecanismos de Deformação formulado por Musson e Dawson (1979), sem levar em consideração o dano, é um dos modelos mais sofisticados disponíveis na literatura para simular a fluência de rochas salinas, tanto na fase transiente como na fase estacionária. Este modelo foi extensivamente utilizado em simulações numéricas no projeto *Waste Isolation Pilot Plant* (WIPP) e é baseado na superposição dos mecanismos de deformação Discordância por Deslizamento ($i = 1$), Eq. (3.1), Discordância por Escalonamento ($i = 2$), Eq. (3.4), e Mecanismo Indefinido ($i = 3$), Eq. (3.7), já discutidos nos itens 3.3.1, 3.3.3 e 3.3.7, respectivamente.

Os mecanismos de fluência ocorrem simultaneamente e a taxa de fluência na fase estacionária é dada pela soma da taxa de fluência de cada mecanismo:

$$\dot{\varepsilon}_F = \sum_{i=1}^3 \dot{\varepsilon}_f \quad (4.1)$$

onde i é o mecanismo de deformação correspondente.

A modelagem da fluência na fase transiente é um problema complicado que não tem uma solução teórica adequada. Sendo assim, Munson & Dawson (1979) assumem que o mecanismo de fluência na fase transiente tem a mesma energia de ativação da fase estacionária. A fluência na fase transiente é especificada através do comportamento de endurecimento, estacionário e de recuperação, representados pela função F e expressos, respectivamente, por:

$$F = \begin{cases} e^{-\Delta\left(1-\frac{\zeta}{\varepsilon_t^*}\right)^2}, & \zeta < \varepsilon_t^* \\ 1, & \zeta = \varepsilon_t^* \\ e^{-\delta\left(1-\frac{\zeta}{\varepsilon_t^*}\right)}, & \zeta > \varepsilon_t^* \end{cases} \quad (4.2)$$

onde Δ e δ são os parâmetros de endurecimento e de recuperação, respectivamente, e ε_t^* é o limite de deformação transiente. A taxa de variação da variável interna de endurecimento isotrópico, ζ , é dada pela equação evolucionária:

$$\dot{\zeta} = (F - 1)\dot{\varepsilon}_f \quad (4.3)$$

que se aproxima de zero quando a condição estacionária é atingida. A partir do trabalho de DeVries (1988) apud Munson *et. al.* (1989) o limite de deformação transiente é dado pela expressão:

$$\varepsilon_t^* = K_0 e^{cT} \left(\frac{\sigma_d}{\mu} \right)^m \quad (4.4)$$

onde K_0 , c e m são constantes a serem definidas para cada material. Os parâmetros de endurecimento e de recuperação são dados, respectivamente, por:

$$\begin{aligned} \Delta &= \alpha_e + \beta_e \log \left(\frac{\sigma_d}{G} \right) \\ \delta &= \alpha_r + \beta_r \log \left(\frac{\sigma_d}{\mu} \right) \end{aligned} \quad (4.5)$$

onde α_e , α_r , β_e e β_r são constantes.

Sendo assim, a taxa de deformação por fluência transiente e estacionária de rochas salinas para o Modelo de Múltiplos Mecanismos de Deformação é dada por:

$$\dot{\varepsilon} = F\dot{\varepsilon}_f \quad (4.6)$$

O processo de recuperação não é considerado importante em projeto de minas de sal. Portanto, neste caso δ é mantido constante (MUNSON *et. al.*, 1989).

4.3.3.

Modelo de Duplo Mecanismo de Deformação

Pesquisadores brasileiros, Costa *et. al.* (2005; 2010) e Poiate *et. al.* (2006), utilizam uma equação constitutiva de Duplo Mecanismo de Deformação baseada nos mecanismos de Deslizamento de Discordância (Seção 3.3.1) e Mecanismo Indefinido (Seção 3.3.7), também chamado de Solubilização por Pressão, para representar o comportamento de fluência de rochas salinas na fase estacionária.

Esta equação constitutiva é uma simplificação do Modelo de Múltiplos Mecanismos de Deformação discutido na seção 4.3.2. A vantagem desses

mecanismos é que dependem somente das condições de temperatura e tensão diferencial à qual o sal está submetido. A zona de atuação de cada mecanismo é ilustrada na Figura 4.3.

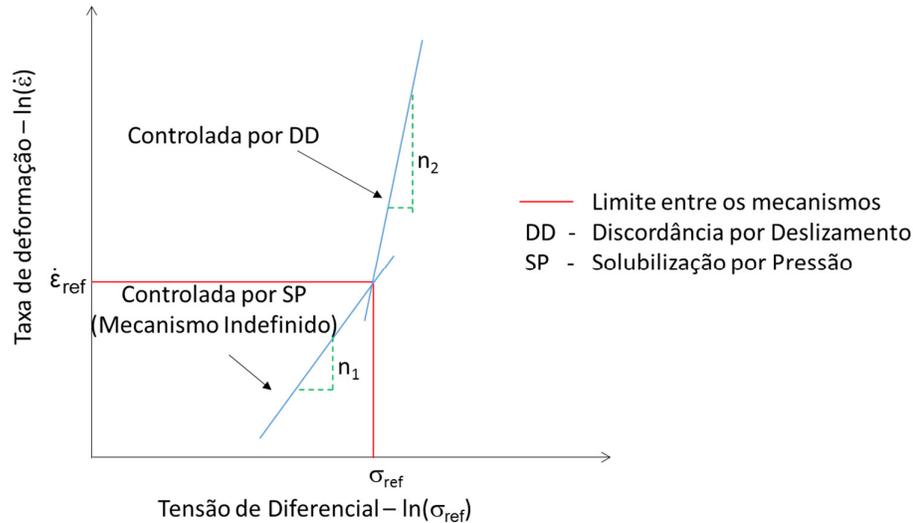


Figura 4.3 – Modelo de Duplo Mecanismo de Deformação (baseado em Costa *et al.* (2010)).

A taxa de deformação de fluência ($\dot{\epsilon}_f$) na fase estacionária adotando a lei de fluência de duplo mecanismo é expressa por:

$$\dot{\epsilon}_f = \dot{\epsilon}_{ref} \left(\frac{\sigma_{ef}}{\sigma_{ref}} \right)^n e^{\left(\frac{Q}{RT_{ref}} - \frac{Q}{RT} \right)} \quad (4.7)$$

onde $\dot{\epsilon}_{ref}$ é a taxa de deformação de referência na fase estacionária, σ_{ef} a tensão efetiva de fluência, σ_{ref} a tensão efetiva de referência na fase estacionária, Q a energia de ativação (12kcal/mol MUNSON *et al.* (1989)), R a constante universal dos gases (1.9858×10^{-3}), T_{ref} a temperatura de referência (K), T a temperatura da rocha na profundidade analisada (em Kelvin) e n é o coeficiente que depende dos níveis de tensões aplicadas:

$$n = \begin{cases} n_1 & \text{se } \sigma_{ef} \leq \sigma_{ref} \\ n_2 & \text{se } \sigma_{ef} > \sigma_{ref} \end{cases} \quad (4.8)$$

Os parâmetros da Eq. (4.7) são obtidos a partir de ensaios experimentais de fluência sob condições de temperatura e tensão diferencial controladas, sendo o termo exponencial conhecido como fator de ativação térmica. Este pode ser considerado como um fator multiplicador da taxa de deformação de referência, ou seja, uma constante definida em função da temperatura.

Para analisar o comportamento de fluência da rocha salina em diferentes profundidades, a taxa de deformação de referência é corrigida pelo fator de ativação térmica da equação de duplo mecanismo de deformação, admitindo os demais parâmetros constantes. Assim, a Eq. (4.7), pode ser escrita como:

$$\dot{\epsilon}_f = \dot{\epsilon}_{corrigida} \left(\frac{\sigma_{ef}}{\sigma_{ref}} \right)^n \quad (4.9)$$

onde $\dot{\epsilon}_{corrigida}$ é a taxa de deformação corrigida para a profundidade de análise e igual a:

$$\dot{\epsilon}_{corrigida} = \dot{\epsilon}_{ref} e^{\left(\frac{Q}{RT_{ref}} - \frac{Q}{RT} \right)} \quad (4.10)$$

É importante ressaltar que o efeito da variação de temperatura como a profundidade pode ser avaliado subdividindo a camada de rocha salina e determinando a temperatura de cada subcamada em relação a profundidade média ou a base da subcamada, a partir do gradiente de geotérmico e considerando uma variação linear de temperatura com a profundidade.

Esta equação tem sido utilizada com sucesso por estes pesquisadores na análise do estado de tensões em bacias evaporíticas e na previsão do fechamento de poços que atravessam zonas de sal, por melhor representarem o comportamento de fluência das rochas salinas brasileiras. Este modelo constitutivo é também utilizado no presente trabalho para modelar o comportamento de fluência do sal (COSTA *et. al.*, 2005a; 2005b; 2010; POIATE *et. al.*, 2006; POIATE, 2012).

Firme (2013) realizou um estudo para calibrar e validar o Modelo de Múltiplos Mecanismos de Deformação (Seção 4.3.2) aplicado a halita brasileira, com o objetivo de utiliza-lo em simulações numéricas de poços revestidos e não revestidos. Este foi o primeiro trabalho na direção de viabilizar o uso deste modelo constitutivo em cenários típicos do Brasil. Resultados experimentais, obtidos por POIATE (2012) em ensaios triaxiais de rochas salinas oriundas da formação Muribeca (Sergipe-Brasil), foram utilizados para calibração e validação do modelo. O autor mostrou que a metodologia para obter os parâmetros de fluências a partir de resultados experimentais, apresentada por MUSSON (1998), é extremamente sensível ao ajuste das retas de tendência nos pontos. O conjunto de parâmetros determinados para a halita brasileira produziram excelentes ajustes aos dados experimentais.

5. Estado de tensões induzido por estruturas salinas

Em bacias sedimentares onde não existem estruturas de sal o estado de tensões considerado é o geostático e governado pelo carregamento gravitacional devido à sobrecarga das camadas sobrejacentes (tensão vertical). Caso o maciço estivesse livre para expandir lateralmente nenhuma outra tensão além da tensão vertical deveria existir, pois o campo de tensão gravitacional é unidimensional. Contudo, na realidade a expansão lateral da rocha é impedida pela resistência da massa de rocha adjacente. Além disso, a rocha pode ainda está submetida à ação de forças de origem tectônica que a comprimem horizontalmente. Sendo assim, a tensão horizontal (σ_h) é definida como uma fração da tensão vertical (σ_v) e a relação entre elas expressa pela seguinte equação (TERZAGHI & RICHART, 1952; LAMBE & WHITMAN, 1969):

$$\sigma_v = \int_0^z \gamma dz \quad \sigma_h = k_0 \sigma_v \quad (5.1)$$

onde γ é o peso específico da rocha e k_0 é chamado de coeficiente de empuxo no repouso. O valor de k_0 depende da história geológica da massa de rocha e pode variar com a profundidade e ter diferentes valores na direção horizontal para uma dada profundidade. Portanto, devido às incertezas que envolvem a estimativa de k_0 , devido à origem geológica e ao histórico de formação da rocha, este é calculado pela seguinte equação (TERZAGHI & RICHART, 1952):

$$k_0 = \frac{\nu}{1 - \nu} \quad (5.2)$$

onde ν é o coeficiente de Poisson. Entretanto, esta relação foi obtida para bacias sedimentares geologicamente não perturbadas, em que as camadas de rochas são horizontais e que as dimensões horizontais da camada permanecem inalteradas. Segundo Terzaghi & Richart (1952), se um estrato geologicamente não perturbado de uma rocha sedimentar for carregado por um longo período, por uma sobrecarga muito pesada, o valor de k_0 estará entre 0.25 ($\nu = 0.20$) e 1.0 ($\nu = 0.50$).

Diferentemente do que foi supracitado, o estado de tensões em uma bacia sedimentar com presença de domos salinos não é o geostático. As forças devido ao diapirismo do sal são desbalanceadas pela sobrecarga diferencial devida ao

contraste de densidade entre o sal e a formação adjacente ao sal. Ao longo do tempo geológico, o sal reage como um fluido viscoso e não consegue manter um estado de tensões desviador. Conseqüentemente, as tensões dentro da estrutura de sal são relaxadas até atingir o estado de tensão isotrópico ($\sigma_h = \sigma_v$), quando as tensões no sal e na formação entram em equilíbrio. Se a força devido ao diapirismo é maior que a resistência da sobrecarga sedimentar e do que as forças de atrito no contorno do sal, este deforma e penetra na formação acima dele e sobe através dos sedimentos. Sendo assim, o diapirismo pode cessar caso a força de atrito no contorno do sal seja maior que a força de fluabilidade.

Portanto, para que a estrutura de sal esteja em equilíbrio com a formação adjacente, o estado de tensões próximo à interface sal/formação torna-se altamente complexo e perturbado com relação ao estado de tensões longe da estrutura de sal, uma vez que o estado de tensões dentro da estrutura de sal ($\sigma_h = \sigma_v$) é diferente do estado de tensões no maciço adjacente ($\sigma_h \neq \sigma_v$). A extensão da perturbação das tensões na vizinhança da interface sal/formação pode se estender por distâncias de algumas vezes o diâmetro do domo salino. A magnitude e orientação das tensões são afetadas pelo movimento de halocinese do sal discutidos na seção 2.2.2. A perturbação na rotação das tensões principais em torno da estrutura de sal, se não considerada, pode levar a instabilidade de poços próximos ao sal durante a fase de perfuração. A seguir é realizada uma discussão sobre a influência do estado de tensões na perfuração de poços de petróleo.

5.1.

Influência do Estado de Tensões na Perfuração de Poços

A alteração do estado de tensões no maciço adjacente à estrutura de sal também influencia as geopressões (gradiente de fratura, de colapso, pressão de poros e de sobrecarga) tanto acima como abaixo da estrutura de sal, como discutido na seção 2.3 (WHITSON & McFAYDEN, 2001; ROHLER *et. al.*, 2003; WILLSON & FREDRICH, 2005). Isto traz riscos e incertezas ao se perfurar através de camadas de sal. Dusseault *et. al.* (2004b) descrevem e apresentam estratégias para reduzir estes riscos, mostrando com o regime de tensões, as falhas acima e nos flancos do domo, as formas das estruturas salinas e as condições da rocha podem alterar a estratégia de perfuração e trajetória do poço. A compreensão desses fatores ajuda no planejamento e na estratégia de perfuração mais segura e econômica.

A Figura 5.1 ilustra a distribuição de tensões para duas possíveis trajetórias de poços (A e B). O poço com trajetória A traz o menor risco de perda de circulação na região acima do domo salino, mas grande risco de instabilidade do poço caso as tensões na região de falha reversa sejam elevadas. O poço com trajetória B evita passar pela região de falha reversa e regiões com gradientes de tensão elevados, mas passa através de regiões com risco de perda de circulação acima do domo salino, de fechamento do poço ao atravessar o sal devido à fluência e com elevada tensão de cisalhamento ao sair do sal. A decisão da melhor trajetória dependerá das informações disponíveis, e.g., logs, LOT, FIT, dentre outras.

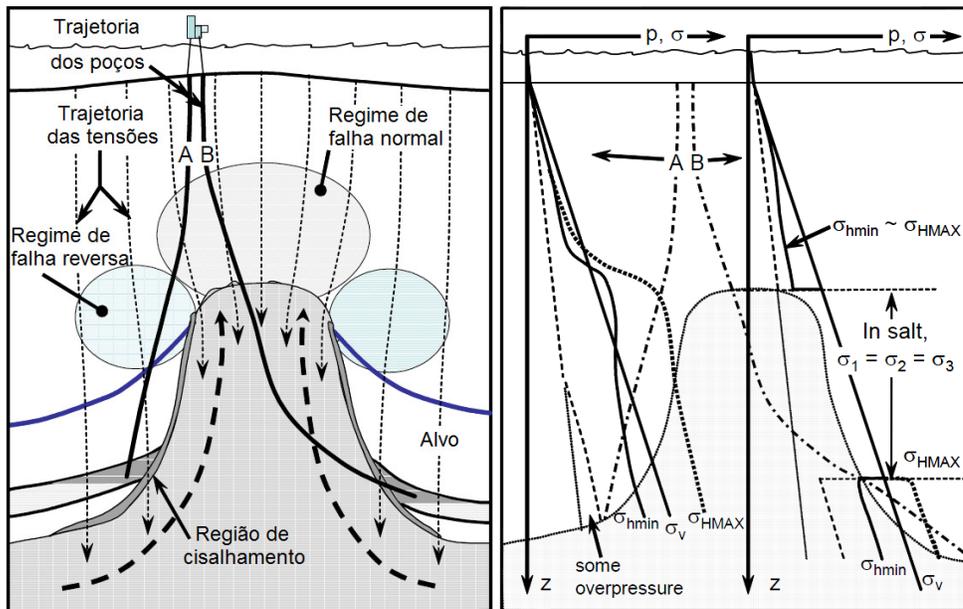


Figura 5.1 – Estado de tensões para diferentes trajetórias de poços próximos (A) ou através (B) de estruturas de sal (Adaptado de DUSSEAUULT *et. al.*, 2004b).

Willson & Fredrich (2005) também descrevem áreas de potenciais riscos ao se perfurar próximo do sal, através do sal e no sub-sal, como, por exemplo, áreas de instabilidade tectônicas, zonas plásticas, zonas de sal com baixa tensão efetiva, redução de pressão no sub-sal (depleção), dentre outros, como mostrado na Figura 5.2. Após toda uma discussão sobre os conceitos geológicos envolvidos e como aplicá-los em projeto de poços de petróleo, discutem também como a formação adjacente à estrutura de sal se deforma de acordo com o diapirismo, a predição da pressão de poros abaixo do sal e a perturbação de tensões ao redor da estrutura de sal, mostrando a necessidade de considerações geomecânicas para melhor avaliar o estado de tensões e obter sucesso na perfuração de poços próximos ou através de camadas de sal. A fim de avaliar o efeito das

considerações geomecânicas, primeiramente avaliaram a estabilidade do poço ignorando as questões relativas ao sal. Em seguida, mostraram os efeitos da pressão de poros, o impacto da perturbação e da rotação das tensões sobre a estabilidade do poço.

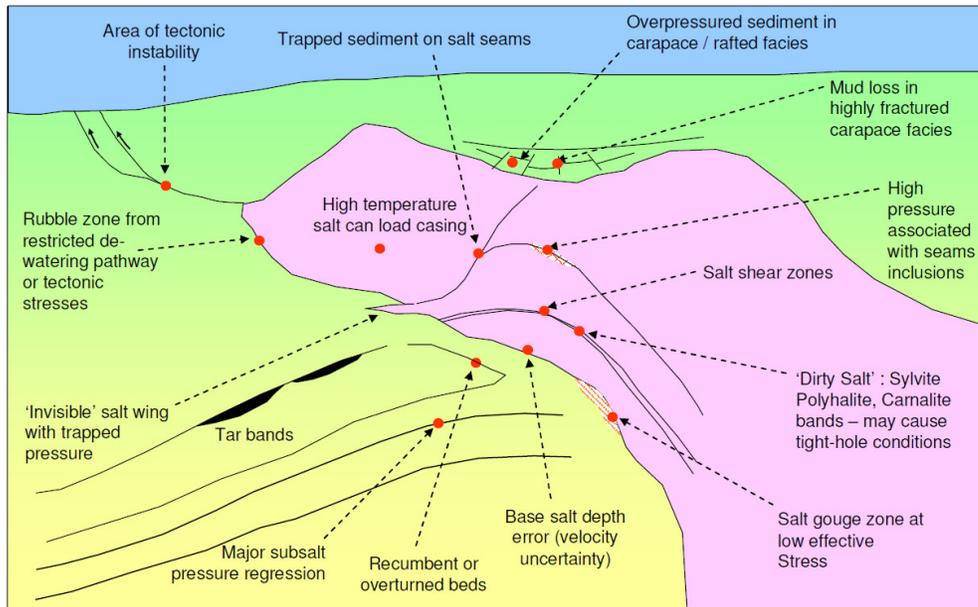


Figura 5.2 – Áreas de potenciais riscos geomecânicos ao se perfurar próximo ou através de estruturas de sal (WILLSON & FREDRICH, 2005).

Costa *et. al.* (2005) apresentam uma metodologia considerando o efeito da interação geomecânica entre o sal e a formação adjacente para avaliar a estabilidade de poços. Neste estudo, mostram como um rigoroso planejamento da locação e trajetória do poço em conjunto como uma melhor estimativa das tensões horizontais e verticais ao redor da estrutura de sal podem ajudar a evitar áreas de potenciais riscos geomecânicos, além de ajudar a prever uma melhor estimativa do gradiente de fratura.

É importante notar que muito dos problemas que ocorrem durante a perfuração de poços estão associados ao estado de tensões perturbado na formação adjacente a estrutura salina, induzido pelo halocinece do sal e seu comportamento de fluência. Este estado de tensões, por sua vez, é influenciado por alguns fatores como a geometria do domo salino, a tectônica do sal em bacias sedimentares e a diferença entre a densidade do sal e da formação adjacente (SANZ & DASARI, 2010). Os problemas encontrados ao longo dos anos durante a perfuração de poços em zonas de sal motivaram diversos pesquisadores a estudar o estado de tensões ao redor de estruturas salinas considerando o efeito

da interação geomecânica entre o sal e a formação adjacente (FREDRICH & FOSSUM, 2002; FREDRICH *et. al.*, 2003; 2007; KROUPRIANTCHICK *et. al.*, 2004a, 2004b, 2005; WILLSON & FREDRICH, 2005; COSTA *et. al.*, 2005; 2010; MACKAY *et. al.*, 2008; RATH *et. al.*, 2009; SANZ & DASARI, 2010; LUO *et. al.*, 2011, 2012; NIKOLINAKOU *et. al.*, 2014b).

5.2.

Estado da Arte da Modelagem do Estado de Tensões

A predição da magnitude das perturbações é um dos grandes desafios na modelagem do estado de tensões em bacias com presença de estruturas salinas. Inúmeros aspectos do campo de tensões da formação adjacente ao sal são significativos para reduzir os riscos durante a perfuração, como, por exemplo, identificação de zonas onde as tensões de cisalhamento estejam elevadas, pois podem levar a instabilidade do poço, uma vez que essas regiões apresentam alto índice de plastificação na formação adjacente, zonas onde a tensão horizontal esteja reduzida, afetando os gradientes de colapso e de fratura, e zonas onde as tensões verticais estejam perturbadas com relação às tensões distantes do sal (GROSSNO *et. al.*, 2005).

Duas estratégias de modelagem são utilizadas para prever o estado de tensões. A primeira estuda como os processos de geológicos, sedimentação e erosão, entre outros processos, influenciam a movimentação do sal alterando o estado de tensões. A evolução dos diapírios de sal tem sido estudada utilizando técnicas restauração cinemática, cujo objetivo é explicar a seção geológica atual através de uma sequência plausível de seções transversais passadas negligenciando as tensões nos sedimentos (PERIC & CROOK, 2004; ROWAN & RATLIFF, 2012).

Similarmente, a modelagem utilizando modelos numéricos de grandes deformações também vem sendo utilizados para estudar a evolução geológica de estruturas de sal (DAUDRÉ & CLOETINGH, 1994; POLIAKOV *et. al.*, 1993a, 1993b, 1996; GIL & JURADO, 1998; VAN DEN BOGERT *et. al.*, 1998; SCHULTZ-ELA & WALSH, 2002; SCHULTZ-ELA, 2003; INGS *et. al.*, 2004; GEMMER *et. al.*, 2004; DIRKZWAGER & DOOLEY, 2008; NIKOLINAKOU *et. al.*, 2014a, 2014b). Vale lembrar que a configuração inicial e final são completamente diferentes e que esta análise é computacionalmente cara, uma vez que envolve uma evolução contínua da geometria e topologia do modelo computacional, com a consequente modificação da malha (discretização) utilizada no modelo numérico.

Os modelos supracitados consideram a escala de tempo geológica e estão mais interessados em estudar os aspectos geológicos, e geralmente são usados para simular o início e desenvolvimento de falhas e dobras considerando efeitos tectônicos. Além disso, consideram o modelo constitutivo elasto-plástico para a formação adjacente ao sal, incorporando enfraquecimento da formação pela redução do ângulo de atrito e perda de coesão com o aumento da deformação plástica, e um modelo visco-elástico linear para representar o comportamento do sal. A grande dificuldade deste tipo de modelagem, principalmente no caso de estruturas salinas com geometria complexa, é modelar os processos geológicos de forma a reproduzir a geometria atual. Outras dificuldades são a modelagem simultânea de aspectos do diapirismo como a descontinuidade entre camadas, sedimentação e erosão, além da redefinição da malha.

O presente trabalho não foca nos aspectos da descrição dos processos geológicos. O objetivo aqui é estudar o estado de tensões alterado ao redor do sal para avaliar a extensão das perturbações e a rotação das tensões principais. Portanto, a modelagem das estruturas salinas é realizada utilizando a segunda estratégia de modelagem, que considera a seção transversal atual para estimar o estado de tensões através de modelos numéricos de pequenas deformações, sendo a configuração inicial e final bastante semelhantes. O sistema de equações de equilíbrio é solucionado usando as tensões totais e a tensão efetiva é obtida subtraindo a pressão de poros, que é assumida hidrostática.

O estado inicial de tensões é calculado a partir da sobrecarga gravitacional, como discutido anteriormente e expresso pelas equações (5.1) e (5.2). Isso significa dizer que para a definição do estado inicial de tensões, as tensões de cisalhamento estão presentes dentro das estruturas salinas no início da análise. Sendo assim, a análise é conduzida pelo fato do sal não manter um estado de tensão desviador, fazendo com que o sal flua e as tensões dentro do corpo de sal relaxem até atingir o estado de tensões isotrópico, provocando a perturbação e rotação das tensões na formação adjacente ao sal. A rotação das tensões principais é “controlada” pela a geometria do corpo salino, onde tendem a se alinhar paralela (tensão principal mínima) e perpendicularmente (tensão principal máxima) à interface sal/formação.

Com o objetivo de entender e avaliar a perturbação das tensões devido à presença de estruturas salinas, inúmeros estudos, baseados na segunda estratégia, foram realizados utilizando modelos idealizados (FREDRICH & FOSSUM, 2002; FREDRICH *et. al.*, 2003; KROUPRIANTCHICK *et. al.*, 2004a, 2004b, 2005; RATH *et. al.*, 2009; SANZ & DASARI, 2010; LUO *et. al.*, 2011, 2012)

e modelos de estado plano de deformação baseados em informações sísmicas (COSTA *et. al.*, 2005; KOUPRIANTCHICK *et. al.*, 2004a, 2004b, 2005; FREDRICH *et. al.*, 2007; NIKOLINAKOU *et. al.*, 2011a; 2011b; 2014a). Alguns destes estudos serão discutidos a seguir.

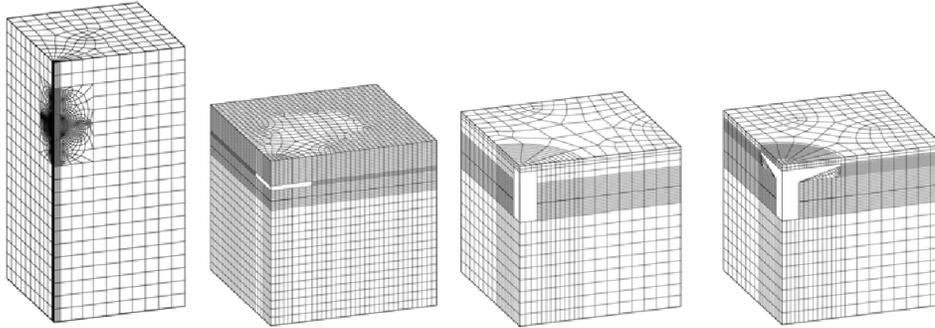


Figura 5.3 – Modelos idealizados de estruturas salinas (FREDRICH *et. al.*, 2003).

Fredrich *et. al.* (2003) utilizam modelos idealizados de estruturas salinas (esfera, coluna, camada horizontal fina e espessa, além de um domo língua de sal idealizado, Figura 5.3) para avaliar a alteração do estado de tensões, a mudança da orientação das tensões, da tensão média, tensões horizontais anisotrópicas, arqueamento das tensões, mudança das tensões de cisalhamento e a redução da tensão horizontal. Uma análise geomecânica não linear foi realizada utilizando o método dos elementos finitos para simular a relaxação das tensões dentro do sal e a perturbação das tensões na vizinhança do sal.

O modelo constitutivo elástico foi usado para modelar a formação adjacente, que tem uma densidade constante de $2,220 \text{ g/cm}^3$, enquanto que o comportamento do sal é modelado através no Modelo de Múltiplos Mecanismos de Deformação desenvolvido por Musson & Dawson (1979) e Musson *et. al.*, (1990), descrito na seção 4.3.2, considerando a densidade do sal igual a $2,0765 \text{ g/cm}^3$. É importante lembrar que os regimes transiente e estacionário do comportamento de fluência do sal são considerados na análise.

Quanto à formação adjacente, esta foi considerada elástica, portanto, a magnitude das tensões tende a ser maior do que em modelos elasto-plásticos. Conseqüentemente, as *Rubble Zones* (regiões fraturadas devido à movimentação do sal e da perturbação das tensões próximo ao sal) são maiores, uma vez que, a interface sal/formação apresenta elevadas tensões de cisalhamento, já discutido anteriormente. Portanto, a aplicação de modelos constitutivos que incluem critérios de ruptura como Mohr-Coulomb ou Drucker-Prager para modelar a

formação adjacente é mais adequada, uma vez que a tensão máxima no elemento estará limitada pela tensão de cisalhamento máxima da superfície de ruptura.

O estado de tensões assumido nas simulações por Fredrich *et. al.* (2003) é o mesmo encontrado no Golfo do México, para bacias sedimentares passivas com regime de falha normal, onde a tensão principal máxima está orientada verticalmente (tensão vertical) e a diferença entre a tensão principal máxima e mínima horizontal é negligenciada, ou seja, $\sigma_v > \sigma_{hmax} = \sigma_{hmin}$, sendo a tensão horizontal uma fração da tensão vertical para condições distantes do sal. As análises foram realizadas em termos de tensões totais e a pressão de poros é assumida ser igual à pressão hidrostática para o cálculo da tensão efetiva.

A Figura 5.4 apresenta a perturbação das tensões verticais, horizontais e de von Mises ao longo da profundidade para uma esfera de sal obtida por Fredrich *et. al.*, (2003) em três seções distintas: a primeira (linha preta) passando pelo centro da esfera de sal, a segunda (linha cinza) passando na formação adjacente à esfera de sal e a terceira (linha vermelha) passando distante do sal. Observa-se que as tensões distantes do sal (linha vermelha), correspondem ao estado inicial de tensões ($\sigma_{Hmax} = \sigma_{hmin} = 0.70\sigma_v$), o geostático, e que as tensões dentro e adjacente à esfera de sal estão alteradas.

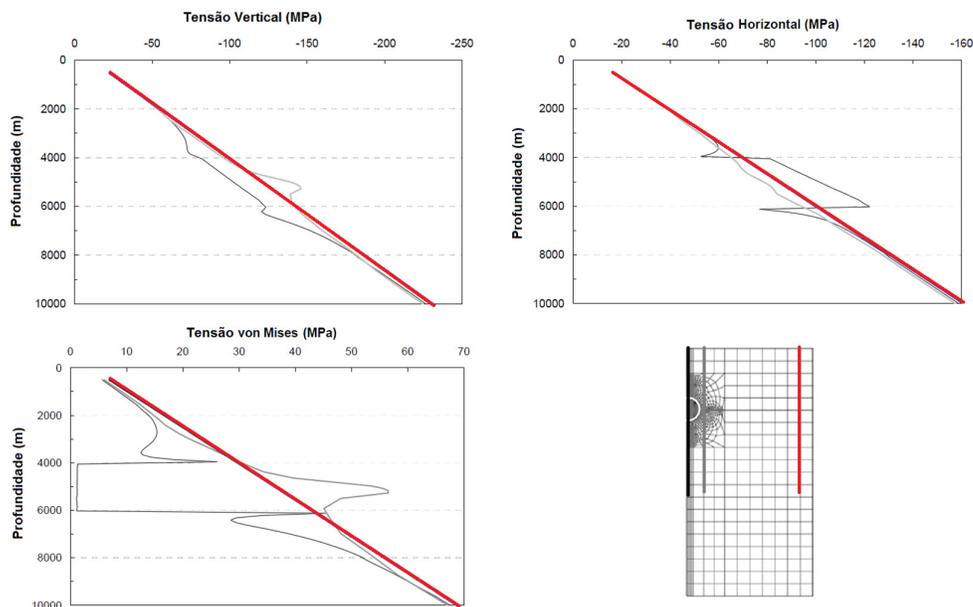


Figura 5.4 – Tensão Vertical, Horizontal e de von Mises ($k_0 = 0,70$) ao longo da profundidade para três seções verticais distintas (Adaptada de FREDRICH *et. al.*, 2003).

Note também que, quando as tensões dentro da estrutura de sal atingem o equilíbrio, ou seja, o estado de tensões isotrópico, a tensão de von-Mises dentro da esfera de sal se aproxima de zero, devido a redução das tensões de cisalhamento dentro do sal, provocada pela relaxação das tensões. Por isso, a tensão de von Mises também é utilizada com um indicador para analisar o estado de tensões em bacias sedimentares com presença de estruturas de sal, sendo expressa pela seguinte equação (SHAMES & COZZARELLI, 1992):

$$\sigma_{VM} = \sqrt{\frac{1}{2} [(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2]} \quad (5.3)$$

onde $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$ são as tensões principais. Porém, é mais importante observar se as tensões na formação adjacente estão estabilizadas, analisando a variação das tensões horizontais e verticais ao longo do tempo.

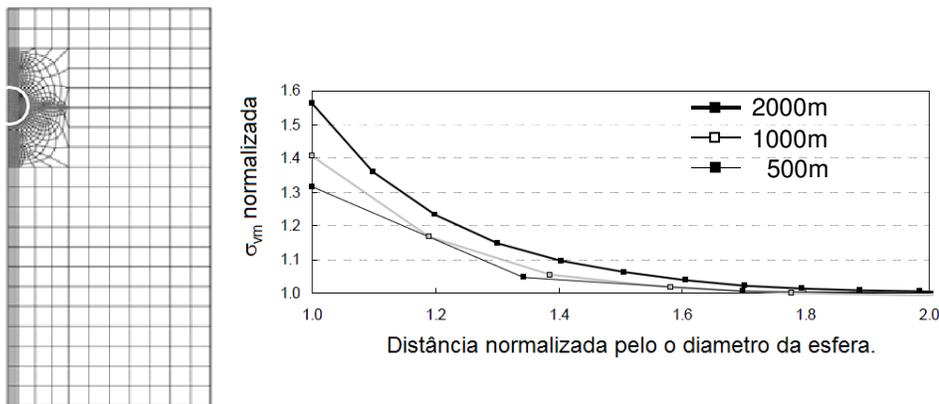


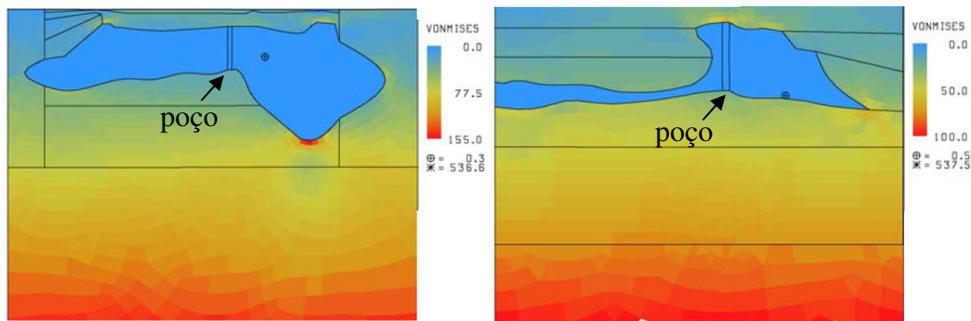
Figura 5.5 – Tensão de von Mises (σ_{vm}) normalizada com o valor distante do sal para esferas de sal de 2000m, 1000m e 500m de diâmetro (Adaptada de FREDRICH *et. al.*, 2003).

Os resultados apresentados por Fredrich *et. al.* (2003) mostram que em alguns casos, a tensão de von Mises utilizada para avaliar as tensões de cisalhamento dentro da estrutura de sal, estão alteradas de aproximadamente 50% dos valores das tensões distantes do sal (ver Figura 5.5), indicando que estas áreas são de alto risco de instabilidade do poço. Além disso, foi observado que as tensões horizontais máximas estão alteradas na ordem de 35% dos valores de tensão distantes do sal. As tensões principais acima e abaixo do sal estão rotacionadas entorno de 15° em relação ao plano vertical. Outra conclusão importante é a respeito da significativa redução das tensões horizontais na

interface sal/formação, que afeta diretamente os gradientes de fratura e de colapso.

Para validar a metodologia descrita acima, Fredrich *et. al.* (2007) continuam os estudos e modelam duas seções transversais do poço *Spa Prospect*, localizado em *Walker Ridge* no Golfo do México. Os resultados ajudaram a explicar as falhas relatadas durante a perfuração antes de atravessar a camada de sal, como também mostraram que há uma significativa redução no gradiente de fratura abaixo do sal. Uma observação interessante é que na base do domo as tensões principais na interface sal/formação não estão rotacionadas, devido à base ser quase horizontal. Isso mostra como a geometria também interfere no estado de tensões.

Os autores notam que as tensões de von Mises no topo do domo nas duas seções transversais por onde o poço passa são diferentes, provavelmente influenciadas pela topologia das mesmas, como mostra a Figura 5.6. As seções foram analisadas assumindo o estado plano de deformação. Na saída do poço, a tensão de cisalhamento está reduzida em aproximadamente 20% e 40% quando comparada com a tensão longe do sal, nas seções Leste-Oeste e Norte-Sul, respectivamente.

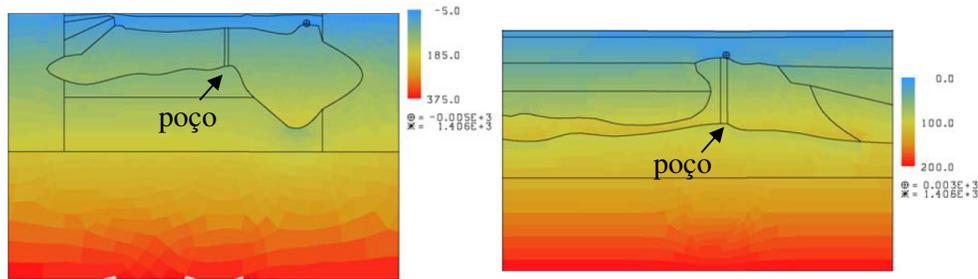


A – Seção Leste-Oeste.

B – Seção Norte-Sul.

Figura 5.6 – Tensão de von Mises para as duas seções transversais do poço *Spa Prospect*, no Golfo do México. (Adaptada de FREDRICH *et. al.*, 2007).

Na seção Norte-Sul, a magnitude dos valores na base da interface sal/formação são maiores. Portanto, esta região apresenta um potencial de instabilidade do poço, pois as tensões de cisalhamento são elevadas e a tensão principal mínima é reduzida. Logo, a janela operacional do poço nesta região é estreita.



A – Seção Leste-Oeste.

B – Seção Norte-Sul.

Figura 5.7 – Tensão de média para as duas seções transversais do poço Spa Prospect, no Golfo do México. (Adaptada de FREDRICH *et. al.*, 2007).

Outra variável importante é o primeiro invariante de tensões ou tensão média, uma vez que a redução da tensão média implica em redução da resistência ao cisalhamento para o Critério de Mohr-Coulomb. Observa-se na Figura 5.6B, que a tensão de von Mises no topo do domo por onde passa o poço é elevada, e que a tensão média é reduzida, Figura 5.7B. Esta combinação implica que o material nesta região pode estar próximo da resistência de falha. A tensão média (σ_{MEDIA}) é expressa pela seguinte equação:

$$\sigma_{MEDIA} = \sqrt{\frac{\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3}{3}} \quad (5.4)$$

As variáveis são as mesmas já descritas anteriormente.

Koupriantchick *et. al.* (2004a) seguem a mesma metodologia usada por Fredrich *et. al.* (2003) para avaliar o efeito do regime de tensões e propriedades mecânicas do sal e da formação adjacente, utilizando o método das diferenças finitas para estudarem a relaxação das tensões dentro da estrutura de sal e a perturbação das tensões na formação adjacente a um corpo esférico e uma coluna cilíndrica. Eles obtiveram resultados similares aos encontrados por Fredrich *et. al.* (2003) para o regime de tensão igual a $\sigma_{Hmax} = \sigma_{hmin} = 0.70\sigma_v$. A formação adjacente ao sal foi considerada elástica, com densidade igual a $2,70 \text{ g/cm}^3$, enquanto o comportamento mecânico do sal é modelado através do modelo visco-elástico clássico de Maxwell, considerando uma viscosidade dinâmica de $3 \times 10^{17} \text{ Pa.s}$ e densidade igual a $2,20 \text{ g/cm}^3$. Como discutido na seção 4.1 o modelo constitutivo utilizado para modelar o comportamento do sal não consegue representar o comportamento transiente do sal.

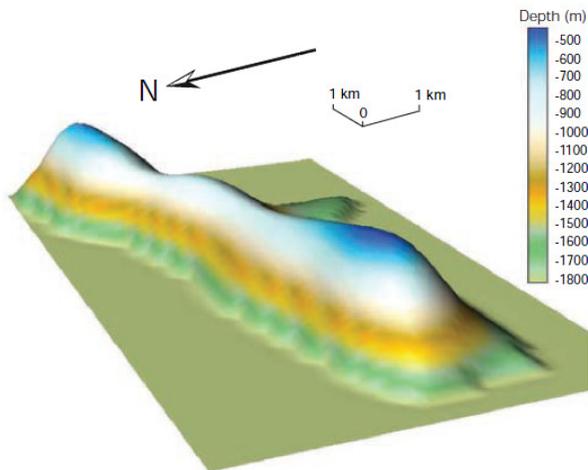


Figura 5.8 – Interpretação sísmica do diápiro Munta na Bacia Officer, sul da Austrália (KOUPRIANTCHICK *et. al.*, 2005a).

Continuando os estudos, Koupriantchick *et. al.* (2005a) fazem uma modelagem geomecânica do diápiro Munta (Figura 5.8), na Bacia Officer, no sul da Austrália. O estado inicial de tensões considerado foi $\sigma_{Hmax} = 1.20\sigma_v$ e $\sigma_{Hmin} = 0.80\sigma_v$, sendo a tensão vertical (σ_v) a sobrecarga gravitacional. Note que o regime de tensões é diferente do considerado por Fredrich *et. al.* (2003), onde a tensão máxima é a vertical e as tensões horizontais mínima e máxima são iguais. Koupriantchick *et. al.* (2005a) consideraram que a tensão horizontal é maior que a tensão vertical, seguindo recomendações do *World Stress Map Project* (ZOBACK, 1992) para a região do diápiro Munta.

É importante salientar que existem estudos que questionam a premissa de que a maior das tensões é a vertical. O projeto *World Stress Map Project* (ZOBACK, 1992) é uma compilação do estado de tensões ao redor do mundo e mostra que na maioria das regiões investigadas a maior das tensões é a horizontal. No Brasil, estudos baseados em sismologia e análise das magnitudes de tensões obtidas a partir do fraturamento hidráulico e testes de Leak-Off (LOT) de diversas bacias brasileiras, entre elas a Bacia de Campos, confirmaram a tendência da tensão horizontal ser a maior, conforme relatado em Lima *et. al.* (1997), Lima Neto & Beneduzi (1998) e Lima (2000). Tal questionamento foi levantado aqui para um melhor entendimento do estado de tensões e do coeficiente de empuxo em repouso (k_0) considerado por Koupriantchick *et. al.* (2005a). No presente trabalho é adotada a premissa que a maior das tensões é a vertical.

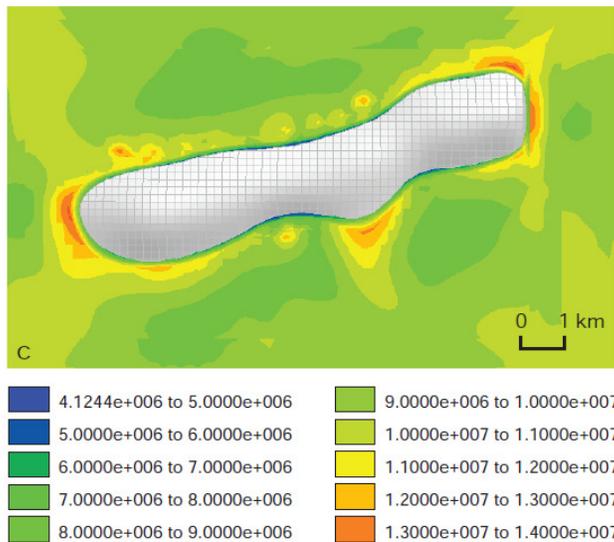


Figura 5.9 – Tensão de von Mises na profundidade 1300m do diápiro de sal Munta na Bacia Officer, sul da Austrália (KOUPIANTCHICK *et. al.*, 2005a).

As análises foram realizadas considerando o tempo de simulação de 1500 anos, até que as tensões desviadoras dentro da estrutura de sal fossem suficientemente pequenas, menores que 1MPa. Assim como Fredrich *et. al.* (2003), os autores utilizaram a tensão de von Mises para avaliar tensão de cisalhamento dentro da estrutura de sal. É importante frisar que a evolução das tensões durante a relaxação do sal não pode ser relacionada a qualquer tempo geológico na modelagem estática.

Os resultados apresentaram elevadas tensões cisalhantes a nordeste e sudoeste do domo indicando que estas áreas apresentam maior risco de instabilidade do poço. Koupriantchick *et. al.* (2005a) verificaram uma perturbação na tensão de von Mises de aproximadamente 50% com relação às regiões distantes do sal. O autor observou que o diápiro está alongado na direção onde as tensões de von Mises são maiores, sugerindo que o diápiro cresce preferencialmente na direção de maior tensão de cisalhamento, como observado na Figura 5.9.

Assim como Fredrich *et. al.* (2007), Koupriantchick *et. al.* (2005a) identificam que as áreas com elevadas tensões de von Mises apresentam baixa tensão média e redução da tensão principal mínima, ocorrendo em regiões onde há irregularidades na curvatura do domo salino, como foi identificado em campo durante as perfurações. Essa metodologia também foi aplicada na modelagem de diápiro Mungo, no Reino Unido (KOUPIANTCHICK *et. al.*, 2005b).

Considerando a interação entre o comportamento de fluência do sal e da formação adjacente ao sal, Sanz & Dasari (2010) investigaram a influência de diferentes geometrias de corpos salinos e de forças tectônicas no estado de tensões ao redor do sal através de modelos geomecânicos axissimétricos. Uma análise não-linear quase estática por elementos finitos foi realizada para avaliar o estado de tensões em modelos esféricos com raios de 500m, 1000m e 2000m e em modelos com formas elípticas variando a relação entre os raios ($r_y/r_x = 10.0; 1.0; 0.1$).

Os autores modelaram o comportamento de fluência do sal na fase estacionária segundo uma lei de fluência seno-hiperbólica com endurecimento isotrópico, onde a taxa de deformação referente à parcela desviadora é uma função não-linear da tensão desviadora e temperatura. Considerando ainda que todo o sal tem peso específico igual a 20 kN/m³.

É importante ressaltar que a componente esférica assume o comportamento elástico do sal. Esta consideração é feita em virtude de muitos problemas de engenharia, a hipótese de incompressibilidade ser sustentada em certo grau de aproximação e os efeitos viscoelásticos serem mais pronunciados na parcela desviadora dos campos de tensão e deformação do que na parcela volumétrica (SIMO & HUGHES, 1998; ZIENKIEWICZ & TAYLOR, 2005). Sendo assim, o efeito da viscoelasticidade pode ser formulado considerando apenas a resposta desviadora dos campos de tensão e deformação, uma vez que as estruturas salinas não suportam tensões desviadoras.

A formação adjacente é modelada considerando um material elástico perfeitamente plástico, usando o critério de Mohr-Coulomb para limitar os valores das tensões. Além disso, uma regra de fluxo não associativa descreve a evolução das deformações inelásticas. Um peso específico igual a 22 kN/m³ é considerado para toda a formação.

O estado inicial de tensões considerado foi o carregamento gravitacional e tensões tectônicas distantes do sal. As tensões verticais e horizontais são calculadas com base na Eq. (5.1), onde a tensão máxima é a vertical (σ_v). Um coeficiente de empuxo no repouso (k_0) de 0.70 é considerado. Sendo assim, $\sigma_{Hmax} = \sigma_{Hmin} = 0.70\sigma_v$. Sanz & Dasari (2010) consideram ainda tensão prescrita no sal através de um fator R_{p0} igual a:

$$R_{p0} = \frac{1 + 2k_0}{3} \quad (5.5)$$

que é uma relação entre uma tensão inicial prescrita no sal e uma tensão inicial prescrita no sedimento. Isso afeta diretamente os valores de tensões obtidos. Para o k_0 de 0,70, o valor de R_{p0} é igual a 0.80, o que significa uma redução de 20% na tensão dentro do sal, como mostra a Figura 5.10.

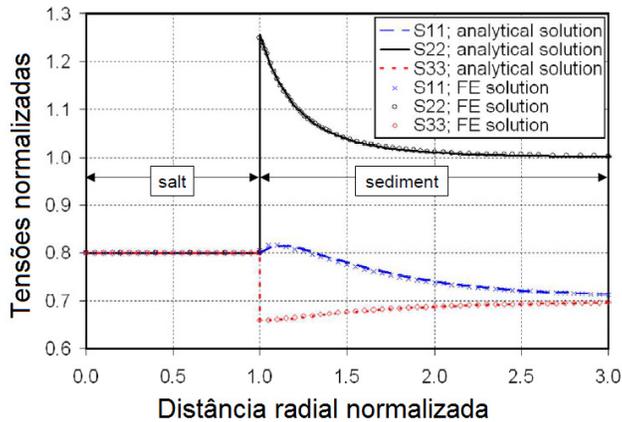


Figura 5.10 – Tensões normalizadas ($k_0 = 0,70$) (SANZ & DASARI, 2010).

Ainda segundo os autores, considerar a estado inicial de tensões através apenas da Eq. (5.1), não prediz razoavelmente a pressão no sal e a perturbação de tensões relacionadas.

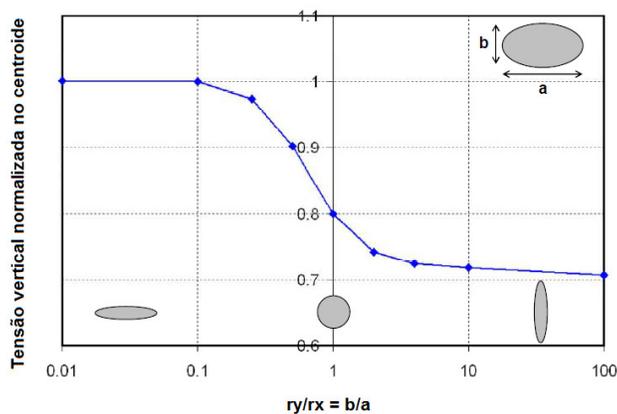


Figura 5.11 – Tensão de Vertical normalizada ($k_0 = 0,70$) versus a Relação entre os raios da elipse (SANZ & DASARI, 2010).

Os resultados mostram que quando a geometria é preponderantemente horizontal ($r_y/r_x = 0.1$) as tensões verticais iniciais e finais dentro do sal não se alteram. Caso a geometria seja preponderantemente vertical ($r_y/r_x = 10.0$) as

tensões horizontais iniciais e finais dentro do sal é que não se alteram, como mostra a Figura 5.11.

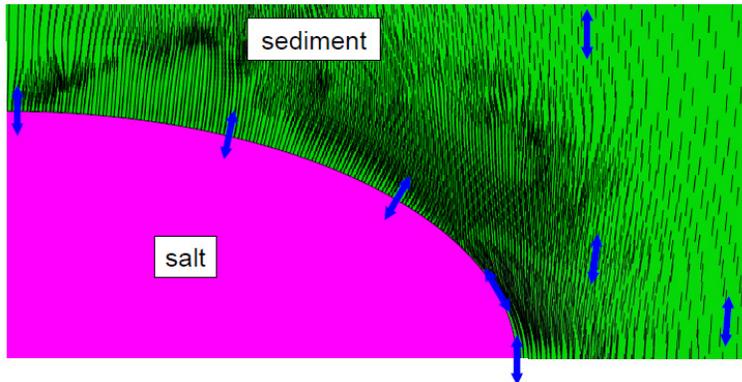


Figura 5.12 – Orientação das tensões principais para um corpo elíptico com relação entre os raios (r_y/r_x) igual a 0.5 e $k_0 = 0.70$. (SANZ & DASARI, 2010).

Foi observado pelos autores também que a orientação das tensões principais na formação adjacente são normais e paralelas a interface sal/formação, como mostra a Figura 5.12.

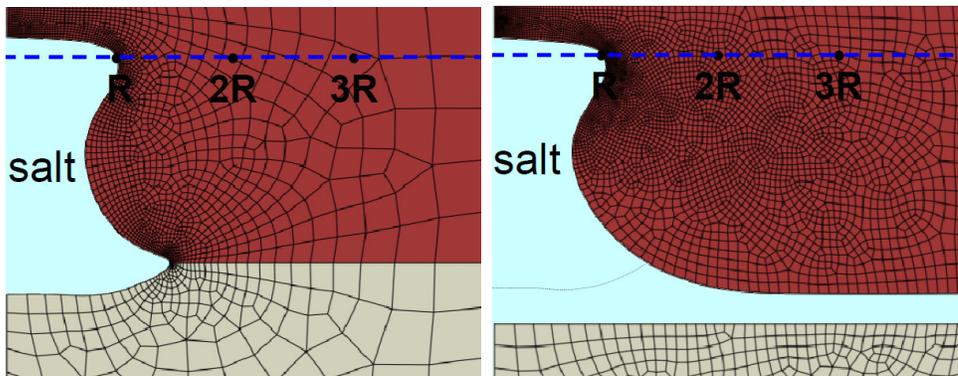


Figura 5.13 – Modelos de domo salino idealizado. (SANZ & DASARI, 2010).

Sanz & Dasari (2010) ainda modelaram um domo idealizado considerando este conectado ou não a uma fonte de sal, como mostra a Figura 5.13. Neste exemplo a formação adjacente é considerada um material elástico perfeitamente plástico, com o critério de Mohr-Coulomb utilizado para limitar os valores das tensões. As tensões ao redor do modelo conectado à fonte de sal são significativamente diferentes quando comparadas às do modelo sem a fonte sal conectada, como mostra a Figura 5.14. Os autores fazem ainda uma análise variando o contraste de densidade entre a formação e o sal, através da relação

entre os pesos específicos ($K_{den} = \gamma_{sed}/\gamma_{sal}$) iguais a 1.10, 1.05 e 0.90. O peso específico do sal foi considerado igual a 21 kN/m³. Segundo os mesmos, quando o domo de sal está conectado a uma fonte de sal, as tensões são significativamente alteradas pelo contraste de densidade.

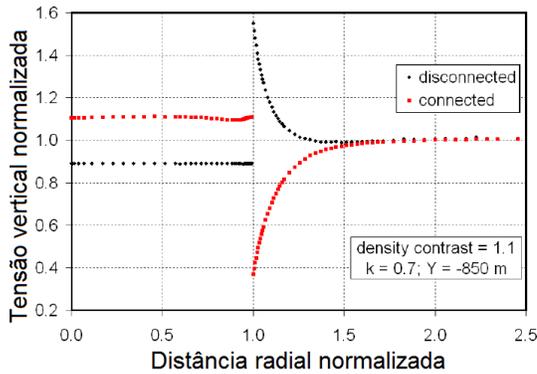


Figura 5.14 – Tensão vertical normalizada para os domos conectados e desconectados ($k_0 = 0,70$) (SANZ & DASARI, 2010).

Luo *et. al.* (2011) fazem um resumo comparativo das metodologias de simulação discutidas anteriormente, baseadas na relaxação das tensões dentro das estruturas de sal considerando a interação geomecânica entre o sal e a formação adjacente. O estado inicial de tensões utilizado, considera que a tensão principal máxima é a tensão vertical (σ_v) e a tensão horizontal (σ_h) igual a $0.70\sigma_v$. Os modelos geomecânicos utilizados para simular o estado de tensões distinguem quanto às leis constitutivas da formação adjacente ao sal, material elástico (FREDRICH *et. al.*, 2003, 2007; KROUPRIANTCHICK *et. al.*, 2005; MACKAY *et. al.*, 2008; SANZ & DASARI, 2010) ou material elasto-plástico (POLIAKOV *et. al.*, 1993, 1996; SCHULTZ-ELA *et. al.*, 1993; SCHULTZ-ELA & WALSH, 2002; SCHULTZ-ELA, 2003; DIRKZWAGER & DOOLEY, 2008; SANZ & DASARI, 2010). Além disso, diferem também como o sistema de equações governamentais é solucionado, em termos de tensões totais ou tensões efetivas, onde a poro pressão é incluída na modelagem e assumida ser constante e a hidrostática. Porém estes modelos não consideram o fluxo do fluido, ou seja, não existe interação entre a matriz dos fluidos e dos sólidos.

O comportamento do sal foi modelado segundo o modelo visco-elástico linear de Maxwell, ou seja, apenas o regime estacionário é considerado. Vale lembrar também que este modelo constitutivo não consegue representar o fenômeno de endurecimento e a capacidade de recuperação do sal com o tempo.

Quanto à formação adjacente ser considerada elasto-plástica. Vale salientar que, com exceção de Sanz & Dasari (2010), que utilizam a modelagem baseada na relaxação das tensões dentro da estrutura de sal, a formação adjacente é considerada elasto-plástica apenas nos modelos evolutivos.

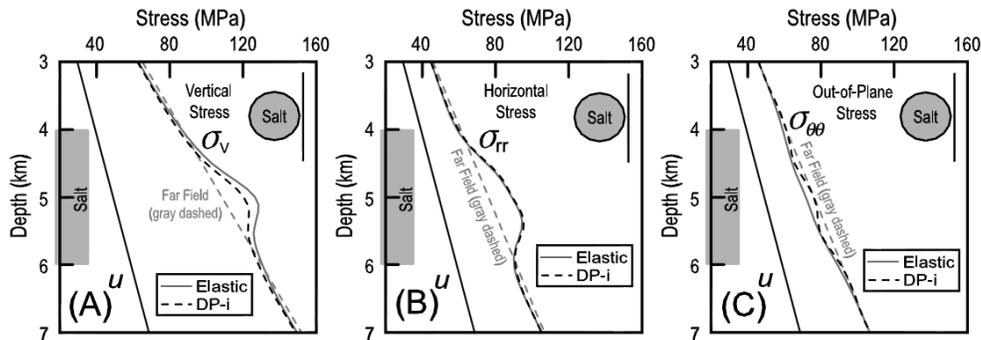


Figura 5.15 – Tensões totais para o modelo elástico e elasto-plástico considerando o critério de Drucker-Prager para o círculo interno. (LUO *et. al.*, 2011).

Luo *et. al.* (2011) ainda mostram a diferença nas tensões e deformações ao considerar a formação adjacente elástica ou elasto-plástica. Nos modelos considerando a formação elasto-plástica a magnitude das tensões é menor devido à restrição dos critérios de plasticidade, quando comparadas com as tensões nos modelos elásticos, como mostrado na Figura 5.15.

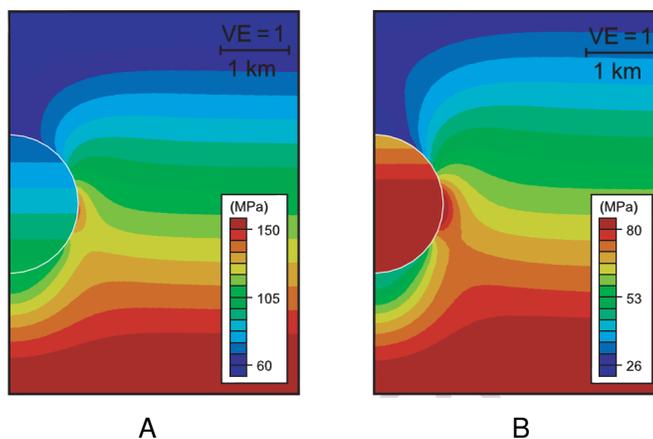
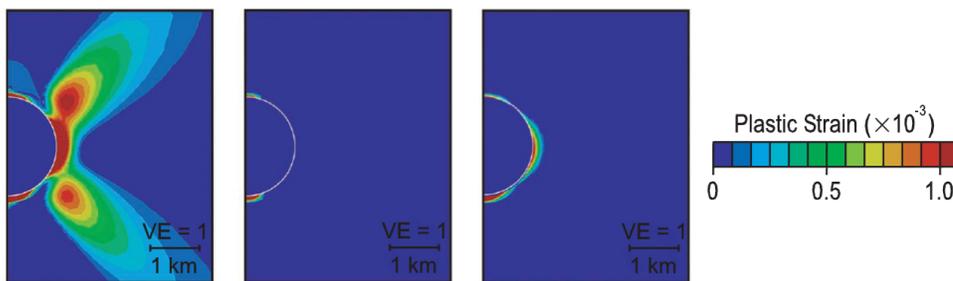


Figura 5.16 – Tensão vertical total (A) e efetiva (B). (LUO *et. al.*, 2011).

Quanto à modelagem em termos de tensões totais ou efetivas, a diferença entre elas é apenas na magnitude, uma vez que os campos de tensões de ambas são similares devido à pressão de poros assumida ser a hidrostática, como observado na Figura 5.16. É importante ressaltar que as metodologias descritas

anteriormente resolvem o sistema de equações utilizando tensões totais e a modelagem utilizando a tensão efetiva, citadas por Luo *et. al.* (2011), foram realizadas para modelos evolutivos.

Os autores também discutem a diferença entre os critérios de Drucker-Prager e de Mohr-Coulomb utilizados para avaliar as deformações plásticas na formação adjacente. Os mesmos concluíram que o critério de Drucker-Prager para o círculo interno apresenta maior área e maior magnitude de deformação plástica, ao contrário do critério usando o círculo externo, que apresenta deformação plástica apenas acima e abaixo da esfera de sal, como mostrado na Figura 5.17. Já o critério de Mohr-Coulomb prediz uma deformação plástica intermediária aos critérios de Drucker-Prager para círculo interno e externo, tanto acima e abaixo, como na lateral da esfera de sal. Vale resaltar que o critério de Drucker-Prager, embora simples e fácil de implementar, tende a superestimar a resistência das rochas para um estado geral de tensões, produzindo erros significativos (ALEJANO e BOBET, 2012).



A (Círculo interno) B (Círculo externo) C (Tensão efetiva)

Figura 5.17 – Magnitude das deformações plásticas para o critério de Drucker-Prager (A) círculo interno e (B) círculo externo e (C) para o critério de Mohr-Coulomb. (LUO *et. al.*, 2011).

Continuando os estudos de Luo *et. al.* (2011), Nikolinakou *et. al.* (2011a) propõem uma modelagem geomecânica considerando um modelo poro-elasto-plástico para representar o comportamento da formação adjacente, com o objetivo de estudar como as tensões e a pressão de poros atuam na formação adjacente a uma esfera de sal. Dois modelos são comparados, um poro-elástico e outro poro-elasto-plástico.

Segundo os autores, inserir uma mudança na pressão de poros na formação adjacente não pode ser realizada simplesmente usando uma relação entre porosidade e tensão efetiva vertical. Portanto, ainda segundo os mesmos, em

ambientes geologicamente complexos, o mais adequado seria usar modelos poro-mecânicos acoplados, capazes de representar a interdependência entre deformações, tensões e poro-pressões com o tempo. Nos modelos descritos anteriormente, a pressão de poros é assumida constante e igual à hidrostática, ou seja, não é atualizada de modo a refletir as perturbações transmitidas pelo modelo.

Sendo assim, os autores realizaram estudos considerando a formação adjacente um material poro-elasto-plástico, segundo o modelo constitutivo *Modified Cam Clay* (MCC) (ROSCOE & BURLAND, 1968; MUIR WOOD, 1990), para introduzir o efeito da deformação plástica sobre as tensões e pressões excessivas, além de variar as condições de drenagem. No modelo proposto, a pressão de poros faz parte da relação tensão-deformação e é calculada e atualizada junto com a deformação, porosidade e as tensões em um único sistema de equações. O sal é modelado pela mesma lei constitutiva utilizada em Luo *et. al.* (2011). O estado inicial de tensões considera que a tensão vertical é a máxima e dada pela sobrecarga gravitacional e que tensão efetiva horizontal é 50% da tensão efetiva vertical. Segundo os autores este é um valor típico para sedimentos consolidados. A pressão de poros inicial é a hidrostática e igual a:

$$u_0 = \rho_w g z \quad (5.6)$$

onde ρ_w é a densidade da água, g a gravidade e z a profundidade.

Assim como todos os artigos supracitados, as densidades do sal e da formação adjacente foram consideradas constantes, e aqui iguais a 2220 kg/m³ e 2076.5 kg/m³, respectivamente. Os resultados mostraram o desenvolvimento de deformações plásticas ao redor do sal e diferentes magnitude das tensões quando comparadas com os modelos de Luo *et. al.* (2011). Além disso, afirmam que o sal induz pressões que podem levar milhões de anos para se dissipar e que a perturbação na pressão de poros provocada pela estrutura de sal ainda pode estar presente, mesmo quando a estrutura de sal está imóvel.

Em uma análise drenada, onde a pressão de poro não é excedida e permanece igual à hidrostática, o modelo MCC apresentou uma região plástica maior do que o modelo elasto-plástico de Luo *et. al.*, (2011), pois a plastificação da formação adjacente para os critérios de Drucker-Prager e de Mohr-Coulomb ocorre apenas quando um nível de tensões é atingindo. No caso do MCC várias combinações de tensão média e de cisalhamento podem ocorrer e a plastificação ocorre sempre que a tensão média excede uma tensão média máxima que a formação tenha atingido antes.

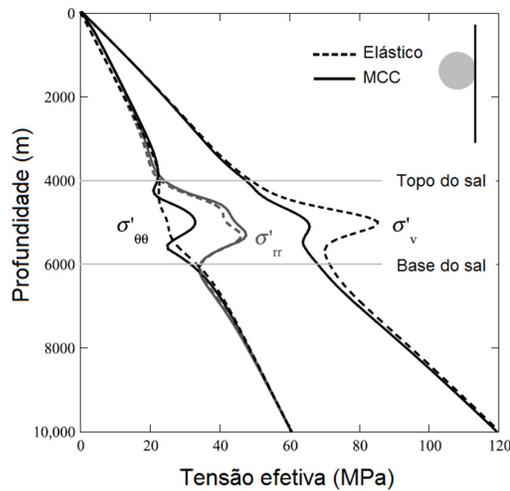
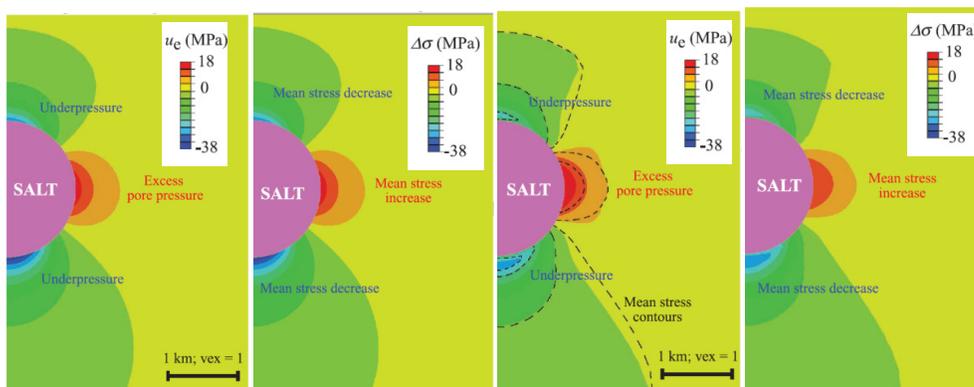


Figura 5.18 – Tensão efetiva no flanco da esfera de sal para os modelos poro-elástico e poro-elasto-plástico sobre a condição drenada. (NIKOLINAKOU *et. al.*, 2011a).

A tensão vertical foi menor no modelo poro-elasto-plástico (MCC) do que no modelo poro-elástico, onde as tensões fora do plano e tensão horizontal radial são ligeiramente maiores, como observado na Figura 5.18. Esta diferença ocorre porque o modelo poro-elástico impõe limites à tensão de cisalhamento, o que leva a uma redistribuição de tensões de forma geral. Segundo os autores o modelo elástico superestima as tensões verticais e subestima a tensão principal mínima.



A – Poro-elástico.

B – Poro-elasto-plástico.

Figura 5.19 – Pressão de poros (u_e) e Tensão total média ($\Delta\sigma$) para sobre a condição não-drenada. (NIKOLINAKOU *et. al.*, 2011a).

Ao contrário da análise drenada, que ocorre durante a dissipação da poro-pressão excessiva e há variação de volume, a análise não-drenada ocorre após o carregamento, sem dissipação da poro-pressão excessiva e sem variação de

volume. No modelo considerando a formação adjacente poro-elástico sob a condição não-drenada, a pressão de poros se altera igualmente e na mesma magnitude que a tensão total média, como mostra a Figura 5.19A. Quando isso ocorre a tensão efetiva média não se altera, porque nos modelos poro-elásticos a variação de volume depende apenas da mudança na tensão média. Considerando a formação adjacente poro-elasto-plástica (MCC) as alterações na pressão de poros são maiores do que na tensão total média (Figura 5.19B) porque, segundo os autores, a formulação elasto-plástica contabiliza o cisalhamento induzido pela pressão de poros.

Os autores mostram que as perturbações das tensões em torno da estrutura de sal induzidas pela pressão de poros podem se estender por alguns quilômetros do sal e estas pressões alteradas podem levar milhões de anos para se dissipar caso a formação adjacente seja uma rocha com baixa permeabilidade. Ainda segundo os autores, em áreas do Golfo do México muitas estruturas foram formadas nos últimos milhões de anos e a estrutura de sal ainda estão em movimento. De acordo com os resultados discutidos acima, as poro-pressões induzidas pelo sal ainda podem estar presentes em alguns casos. Além disso, os resultados mostram que, como as poro-pressões se dissipam, uma diminuição na diferença entre a tensão principal mínima e a pressão de poros geralmente ocorre.

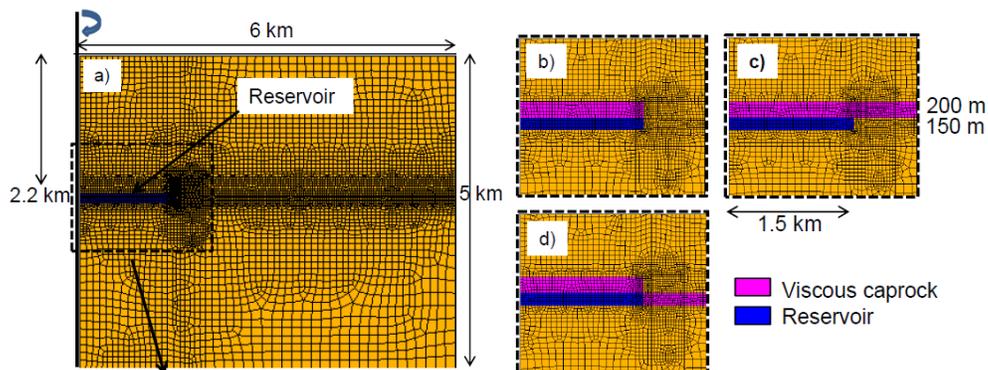


Figura 5.20 – Modelos de elementos finitos axissimétricos. (ORLIC & WASSING, 2012).

Orlic & Wassing (2012) fazem uma análise geomecânica para estudar o efeito das tensões induzidas pela depleção do reservatório abaixo de uma camada de sal, uma vez que as tensões geradas pela depleção do reservatório afetam a relaxação do sal e, conseqüentemente, alteram o estado de tensões na formação adjacente ao sal. O modelo axissimétrico de um disco foi utilizado em três

configurações distintas (ver Figura 5.20), considerando o reservatório e formação adjacente ao sal elástica, enquanto que o sal, foi modelado como material visco-elástico com viscosidade de 10^{17} Pa.s. Como a formação adjacente é considerada elástica, é de se esperar que a magnitude das tensões esteja elevada, principalmente, as tensões de cisalhamento.

O estado inicial de tensões considerado foi a sobrecarga gravitacional (tensão vertical) e uma pressão de poros inicial de 23 MPa no reservatório, além de considerar uma pressão de poros na formação adjacente igual a hidrostática. A tensão efetiva horizontal foi considerada igual a 0.50 da tensão efetiva vertical. As análises foram realizadas para um período de 30 anos, tempo necessário para que as tensões na formação se equilibrassem com as do sal (tensão de von Mises menor que 1MPa). Após as tensões atingirem o equilíbrio, a pressão de poros no reservatório é reduzida em 95%, em um curto intervalo de tempo (1 ano) e um tempo de simulação de 100 anos pós-depleção do reservatório foi considerado para avaliar o estado de tensões.

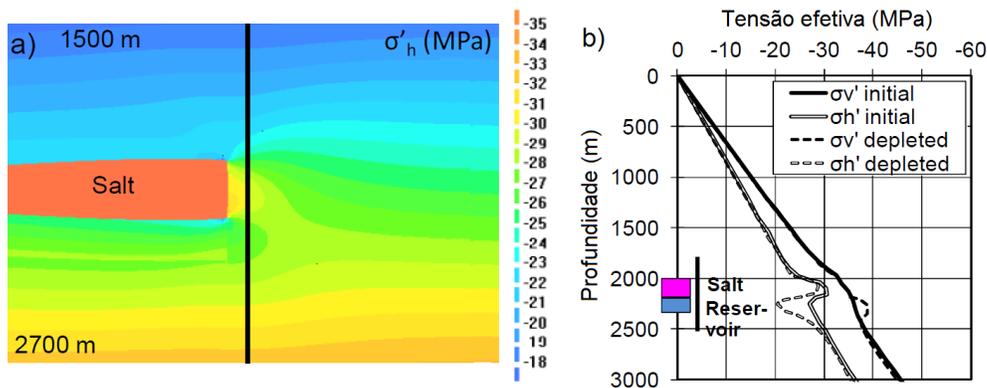


Figura 5.21 – Tensão efetiva horizontal e Tensões efetivas no flanco da estrutura de sal para o modelo (b) da Figura 5.20. (Adaptado de ORLIC & WASSING, 2012).

A depleção no reservatório altera o estado de tensões devido ao efeito poro-mecânico no reservatório, e conseqüentemente, afeta as tensões de relaxação do sal com o tempo, uma vez que o equilíbrio entre as tensões no sal e a formação deixar de existir, como mostrado na Figura 5.21.

Na Figura 5.22 são apresentados perfis horizontais das tensões efetivas passando pelo centro do reservatório para os três casos mostrados na Figura 5.20. No primeiro caso, Figura 5.22 (a e d), com a camada de sal limitada ao reservatório, observa-se pequena variação nas tensões no final da depleção e pós-depleção, depois de decorridos 100 anos. No caso da camada de sal infinita,

Figura 5.22 (b e e), vemos que as tensões pós-depleção aumentam, quando comparadas ao primeiro caso. No último caso, Figura 5.22 (c e f), com uma camada de sal restringindo o reservatório, observa-se que as tensões na camada de sal ao lado do reservatório estão relaxadas no período pós-depleção.

A relaxação das tensões no sal até atingir o estado de tensões isotrópico ocorre simultaneamente com a depleção e continua pós-depleção do reservatório causando uma subsidência residual. A Figura 5.23 mostra evolução da subsidência acima do centro do reservatório ao longo do tempo durante e após a depleção do reservatório. Observamos que a contribuição da subsidência residual na subsidência total do reservatório é significativa e continua mesmo depois do término da produção do reservatório.

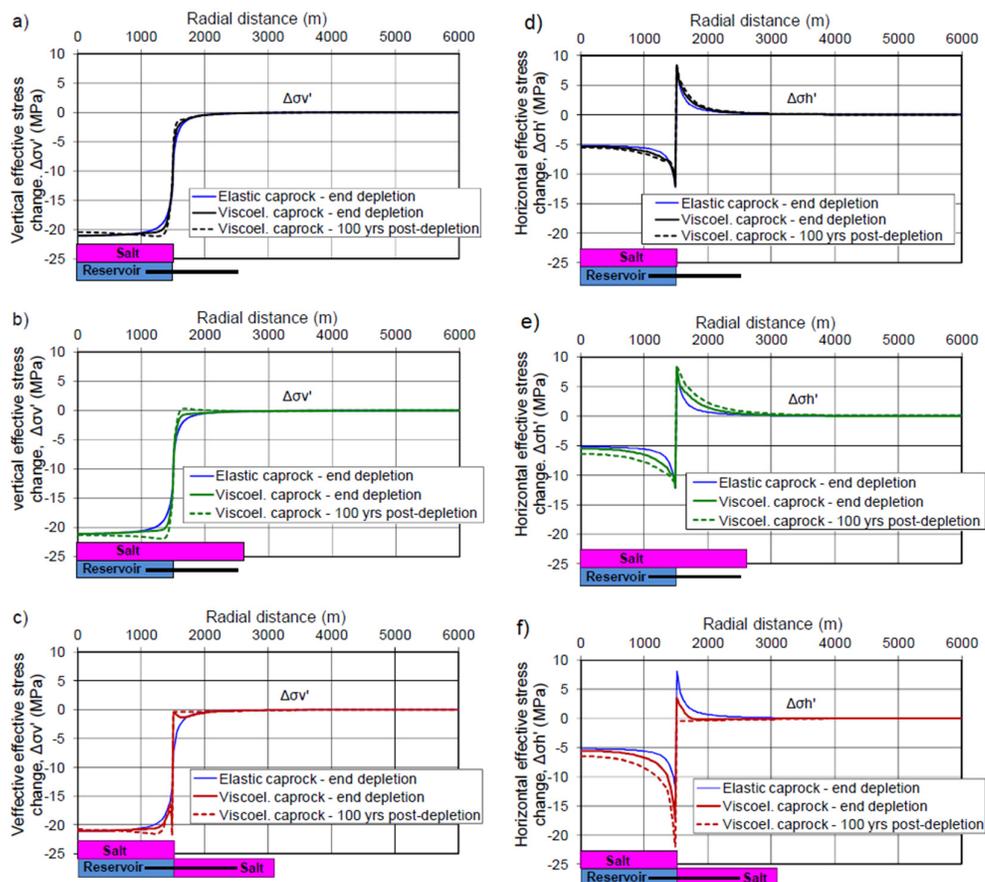


Figura 5.22 – Variação das tensões efetivas devido à depleção passando pelo centro do reservatório (ORLIC & WASSING, 2012).

Segundo os autores, embora nos modelos estudados não considerem falhas, algumas observações podem ser feitas com respeito ao efeito da depleção do reservatório sobre a estabilidade de falhas. As significativas mudanças nas

tensões nos lados do reservatório, ou seja, elevada tensão horizontal no sal combinado com as baixas tensões abaixo do reservatório, podem levar à abertura de falhas no contorno do reservatório. Ainda segundo os autores, a relaxação das tensões no sal e a redistribuição das tensões na formação adjacente ao sal se estendem além do tempo de produção do reservatório, que pode ocasionar a instabilidade das falhas e subsidência do solo. Além disso, pode ocorrer a intrusão do sal através da falha durante a produção do reservatório.

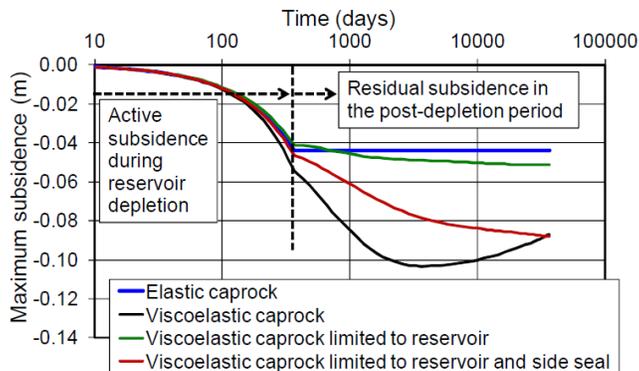


Figura 5.23 – Subsidência máxima com o tempo (ORLIC & WASSING, 2012).

É importante ressaltar que, uma estimativa confiável da pressão de poros e tensão principal mínima ao redor do poço é de grande importância durante a perfuração de poços, uma vez que, se a pressão no interior do poço for menor do que a pressão de poros local, o fluido pode escapar violentamente através do poço, fenômeno chamado de *blowout*. Por outro lado, se a pressão no interior do poço for maior do que a tensão principal mínima da formação pode ocorrer fraturamento desta e levar à perda de circulação. Por isso a importância de definir a janela operacional do poço, que consiste em valores de pressões de perfuração entre a tensão principal mínima e a pressão de poros.

5.2.1.

Comentários.

A maioria das metodologias descritas acima tem em comum o fato utilizarem modelos axissimétricos idealizados para estudar o estado de tensões perturbado ao redor do sal, considerando o estado inicial de tensões como a tensão vertical devido à sobrecarga e a tensão horizontal sendo uma fração dela, com a tensão horizontal máxima igual à mínima. Além disso, a maioria dos trabalhos utiliza a estratégia da relaxação das tensões dentro do corpo salino, considerando a

formação adjacente linear elástica e a análise realizada em termos das tensões totais, ignorando a poro pressão e adotando densidade da formação constante, como mostra tabela resumo dos trabalhos relacionados (ver a Tabela 5.1).

Diante do exposto neste capítulo, fica evidente que a interação geomecânica entre o corpo salino e a formação adjacente deve ser levada em consideração nos modelos geomecânicos utilizados para simular o estado de tensões ao redor do sal. Contudo, dúvidas ainda existem na modelagem geomecânica quanto ao modelo constitutivo utilizado para modelar o comportamento da formação, à densidade da formação, onde todos os modelos vistos até o presente momento consideram-na constante, além da consideração do processo de fluatibilidade.

Tabela 5.1 – Quadro resumo dos trabalhos relacionados.

Estratégia de Modelagem	Trabalhos Relacionados	Modelo Constitutivo		Estado Inicial de Tensão		Análise em Tensões	Poro-Pressão ³
		Formação Adjacente ¹	Sal ²	$\sigma_v >$	$\sigma_{hmax} >$		
				$\sigma_{hmax} =$	$\sigma_v >$		
				σ_{hmin}	σ_{hmin}		
Simulação dos Processos geológicos	POLIAKOV <i>et. al.</i> , 1993a; 1993b.	EP	VE	-	-	Efetivas	PH
	POLIAKOV <i>et. al.</i> , 1996.	VEP	VE	-	-	Efetivas	PH
	DIRKZWAGER & DOOLEY, 2008.	EP	VE	-	-	Efetivas	PH
	SCHULTZ-ELA & WALSH, 2002.	EP	VE	-	-	Totais	I
	SCHULTZ-ELA, 1993.	EP	VE	-	-	Totais	I
	SCHULTZ-ELA, 2003.	EP	VE	-	-	Totais	PH
Relaxação das Tensões	FREDRICH <i>et. al.</i> , 2003; 2007.	E	MMD	SIM	-	Totais	I
	KOUPRIANTCHICK <i>et. al.</i> , 2004.	E	VE	SIM	-	Totais	I
	KOUPRIANTCHICK <i>et. al.</i> , 2005a; 2005b.	E	VE	-	SIM	Totais	I
	COSTA <i>et. al.</i> , 2005; BORGES, 2008.	EP	DMD	SIM	-	Totais	I
	MACKAY <i>et. al.</i> , 2008.	E	LP	SIM	-	Totais	I
	SANZ & DASARI, 2010.	EP	LSH	SIM	-	Totais	I
	Luo <i>et. al.</i> , 2011.	E/EP	VE	SIM	-	Totais/ Efetivas	PH
	NIKOLINAKOU <i>et. al.</i> , 2011a; 2011b; 2014b.	PE/PEP	VE	SIM	-	Totais/ Efetivas	PH/PE

¹ E = Elástico; EP = Elasto-Plástico; VEP = Visco-Elasto-Plástico; PE = Poro-Elástico; PEP = Poro-Elasto-Plástico. ² VE = Visco-Elástico; MMD = Múltiplos Mecanismos de Deformação; DMD = Duplo Mecanismos de Deformação; LP = Lei de Potência; LSH = Lei de fluência seno-hiperbólica. ³ PH = Pressão Hidrostática; PE = Pressão Excessiva; I = Ignorada.

6. Metodologia de análise do estado de tensões induzido por estruturas salinas

Neste capítulo é apresentada a metodologia utilizada no presente trabalho para a análise do estado de tensões induzido por estruturas salinas, considerando a interação geomecânica entre a estrutura salina e a formação adjacente. Sendo apresentado como o pré-processamento (modelo geométrico e malha de elementos finitos) é realizado, como as condições de campo são consideradas (carregamento e condições de contorno), a definição das propriedades dos materiais, o cálculo do estado inicial de tensões e da pressão no contorno do sal.

6.1.

Modelo Geomecânico (Pré-processamento)

Como visto na seção 2.2.2 as estruturas salinas podem assumir diversas formas geométricas, sendo a maioria delas bastante complexas do ponto de vista de modelagem computacional. Com o objetivo de avaliar a influência de alguns parâmetros na alteração do estado de tensões induzido por estruturas salinas, diversos modelos bidimensionais do tipo almofada de sal (Figura 6.1) foram desenvolvidos e analisados, como será visto no Capítulo 8.

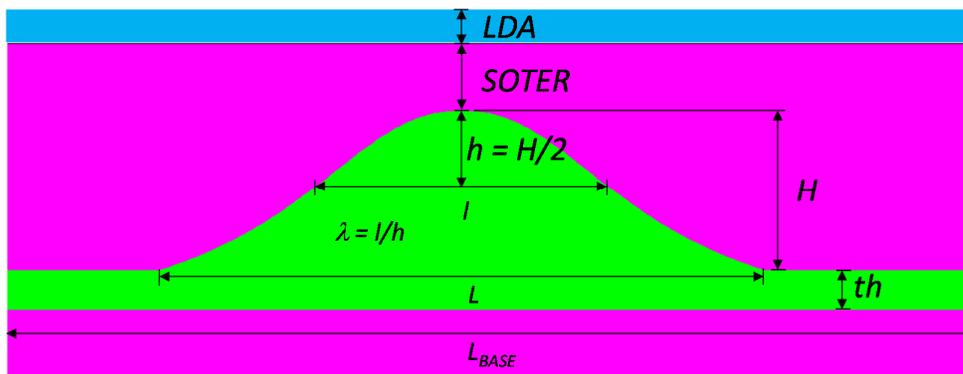
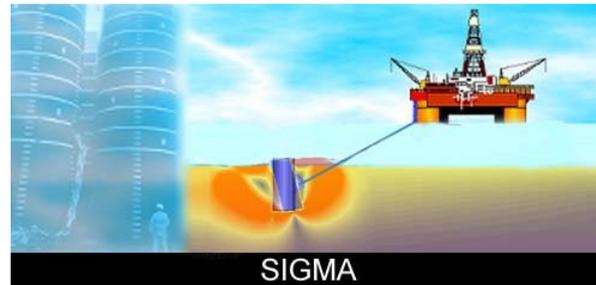


Figura 6.1 – Modelo geométrico de uma almofada de sal.

Devido aos inúmeros parâmetros geométricos envolvidos na modelagem, como lamina d'água (LDA), altura (H) e comprimento (L) da estrutura salina,

distância do topo do domo salino ao piso marítimo (SOTER), a distância vertical e horizontal do modelo, entre outros, ver Figura 6.1. Todo o processo de criação do modelo foi automatizado e os modelos geomecânicos criados através de um módulo de *templates* parametrizados bidimensionais onde os parâmetros geométricos supracitados são inseridos através de diálogos (ver Figura 6.2), permitindo uma modelagem rápida e fácil de geometrias idealizadas.



Sistema Integrado de Geotecnia para Múltiplas Análises
Copyright 1997 by CENPES/PDP/MC
<http://www.tecgraf.puc-rio.br>
tecgraf@tecgraf.puc-rio.br

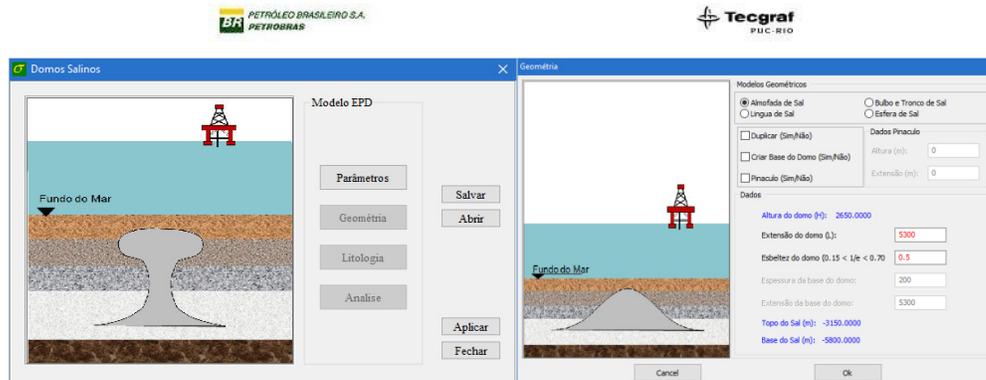


Figura 6.2 – Diálogo do módulo de *template* parametrizado para domos salinos implementado no sistema SIGMA2D.

O *template* de domo foi implementado pelo presente autor no sistema SIGMA2D (Sistema Integrado em Geotecnia para Múltiplas Análises) (AMARAL *et. al.*, 1997; LIRA, 1998), desenvolvido no Instituto Tecgraf/PUC-Rio em parceria com o Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello (CENPES) da Petrobras, utilizado no pré-processamento e pós-processamento dos modelos de elementos finitos para simulações de escavação de poços, de painel de lavras, de reativação de falhas e da análise do estado de tensão em maciços rochosos.

O sistema SIGMA2D começou a ser desenvolvido em 1997 de forma a ser facilmente estendido, configurado e adaptado para diferentes tipos de simulações.

O sistema SIGMA2D é composto pelo módulo de pré-processamento Mtool (*Bidimensional Mesh Tool*), responsável pela definição da geometria e topologia do modelo e geração do modelo de elementos finitos, e o módulo de pós-processamento Mview (*Bidimensional Mesh View*), responsável pela visualização dos resultados.

Os atributos do sistema SIGMA2D, *i.e.*, materiais, condições de contorno, carregamentos e parâmetros de análise referentes ao problema físico e ao programa de análise, são gerenciados pelo módulo ESAM (*Extensible System of Attributes*), que permite a especificação dos atributos no pré-processador Mtool e a consulta destes atributos no pós-processador Mview, através de um arquivo de configuração, fazendo assim a integração com o programa de análise. O módulo ESAM permite que uma interface seja definida para captura dos dados dos atributos de simulação e que novos atributos, inseridos no programa de análise, possam ser facilmente incorporados ao pré-processador Mtool. Isto permitiu o desenvolvimento de novos atributos necessários para o desenvolvimento da tese. A Figura 6.3 ilustra a arquitetura do SIGMA2D.

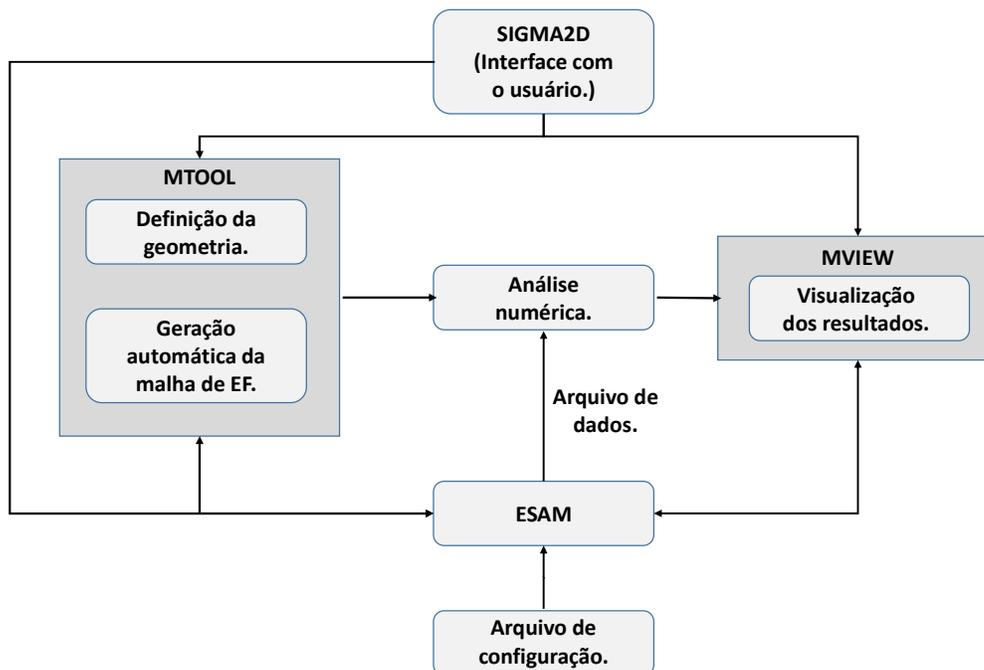


Figura 6.3 – Arquitetura do SIGMA2D (baseado em LIRA, 1998).

Além dos parâmetros geométricos supracitados, outros parâmetros, como, o regime de tensões (k_0), o soterramento do domo salino, as condições de contorno, se o domo salino está ou não conectado a uma fonte de sal, espessura

(th) e comprimento da fonte de sal (L_{base}), o número de camadas e propriedades materiais do sal e da rocha também podem ser definidos no *template*.

Basicamente, a modelagem via *template* envolve quatro etapas: (1) definição dos parâmetros globais do *template*, tais como, lamina d'água, extensão horizontal e vertical do modelo, condições de contorno laterais (restrita da direção X e livre na direção Y ou fronteira lateral infinita) e subdivisão vertical e horizontal da malha; (2) definição da geometria e parâmetros geométricos do domo salino, tais como, extensão e altura do domo salino, entre outros parâmetros geométricos; (3) definição da litologia das camadas de sal e da formação, o modelo constitutivo e regime de tensões (k_0) utilizados; (4) Por fim, os parâmetros do programa de análise são definidos. Depois de definir todos os parâmetros necessários, o modelo geométrico está pronto para ser criado de forma rápida e simples.

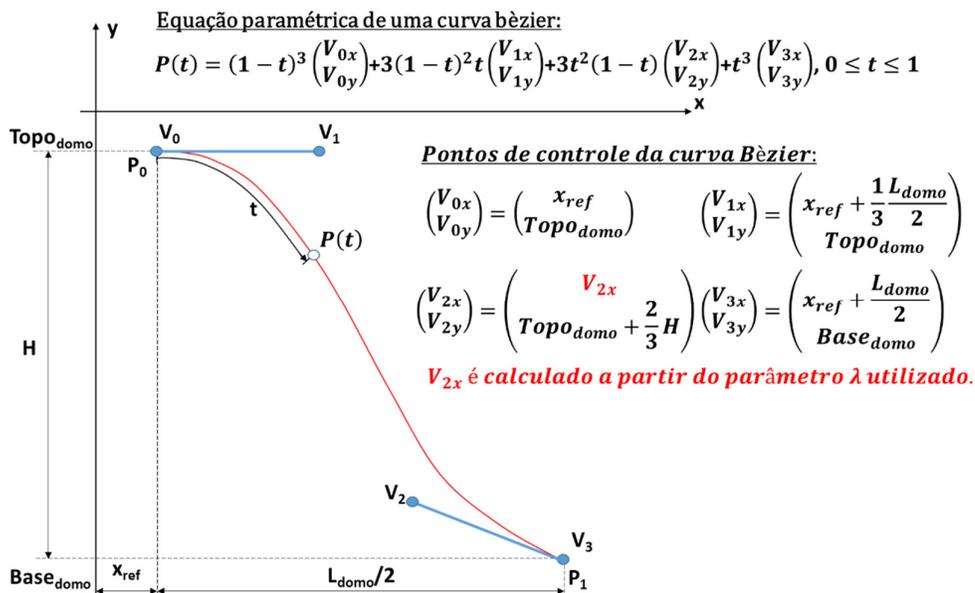


Figura 6.4 – Criação da geometria do domo a partir de uma curva Bèzier.

A geometria do domo salino e as camadas da formação adjacente ao sal são criadas automaticamente utilizando ferramentas de modelagem do próprio sistema SIGMA2D, como, curvas *polyline* e *bèziers*. A geometria do domo, assim como das camadas da formação próxima ao domo (ver Figura 6.5), são criadas usando uma curva *bèzier*, definida a partir das coordenadas dos pontos de controle (V_0 , V_1 , V_2 e V_3) da curva, conforme mostra a Figura 6.4. A coordenadas são calculadas com base nos parâmetros globais e geométricos definidos nas etapas (1) e (2) supracitadas. O próprio *template* cria a geometria e os atributos

necessários para a análise e os atribui ao modelo. A malha de elementos finitos é também gerada automaticamente.

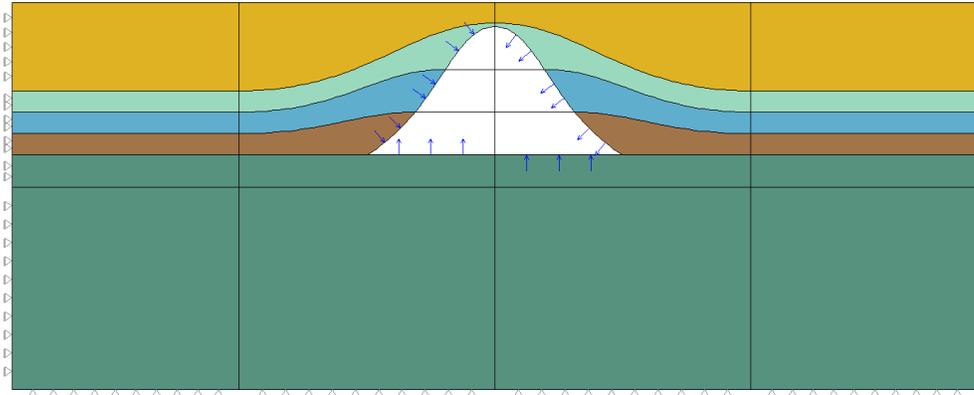


Figura 6.5 – Modelo geométrico idealizado de um domo salino sem conexão a uma fonte de sal com restrição lateral na direção X e livre na direção Y.

A Figura 6.5 mostra o modelo geométrico de um domo salino sem conexão a uma fonte de sal, criado via *template* com diferentes camadas de sal e de rocha, com pressão no contorno do sal e com condições de contorno laterais (neste caso, restrito na direção X e livre na direção Y) e da base (restrita na direção Y e livre da direção X). Já a Figura 6.6 apresenta um modelo com dois domos salinos conectados a uma fonte de sal e com condições de contorno de fronteira lateral infinita.

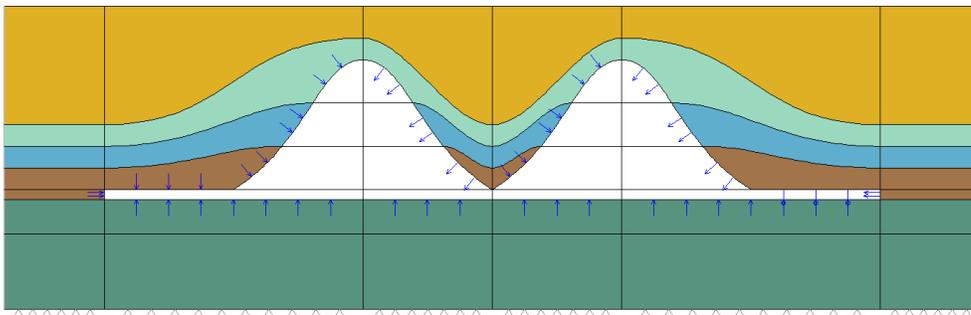


Figura 6.6 – Modelo geométrico idealizado de dois domos salinos conectados a uma fonte de sal com fronteiras laterais infinitas.

Em um modelo de elementos finitos, procura-se representar o meio contínuo através de domínios discretos. Contudo, em alguns problemas de engenharia o meio contínuo é infinito, como, o comportamento do solo. Representar este comportamento utilizando elementos finitos requer alguns cuidados na hora da

modelagem, como, por exemplo, definir a localização da fronteira rígida de forma que a resposta na zona de interesse não seja afeta, e melhor represente o meio infinito. Porém, isso acaba gerando modelos com grandes quantidades de elementos e nós.

Segundo o professor Luiz Fernando Martha em sua apostila Método dos Elementos Finitos (MARTHA, 1994), este tratamento pode levar a três problemas: (1) Nem sempre é claro onde a fronteira rígida deve ser posicionada; (2) A análise pode ser muito cara devido ao grande número de nós utilizados; e (3) Em problemas de dinâmica estrutural do solo, a fronteira rígida reflete as ondas de propagação de deformação elástica.

Portanto, a opção de utilizar uma fronteira lateral infinita foi inserida no *template* para melhor representar o comportamento do solo e diminuir a quantidade de elementos e nós do modelo. Os elementos infinitos simulam o decaimento dos deslocamentos nodais no infinito através de funções de interpolação apropriadas (BETTES, 1977; 1980; BEER & MEEK, 1981) ou é realizado um mapeamento geométrico, de forma que o elemento “cresce” para um tamanho infinito (ZIENKIEWICZ *et. al.*, 1977; MARQUES & OWEN, 1984). O programa de análise usado no presente trabalho utiliza o segundo método para representar uma fronteira infinita.

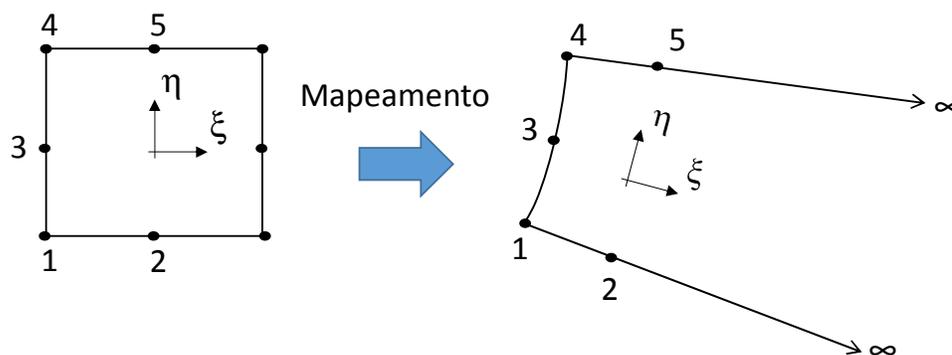


Figura 6.7 – Elemento Infinito de *Serendipity* com 5 nós.

Sendo assim, os modelos de elementos finitos de Estado Plano de Deformação de domos salinos são gerados utilizando elementos isoparamétricos quadrilaterais de oito nós, com a fronteira lateral composta de elementos infinitos de cinco nós (Figura 6.7). No *template* também existe a opção de elementos finitos quadrilaterais com interpolação linear (quatro nós). Neste caso, o elemento infinito utilizado tem quatro nós.

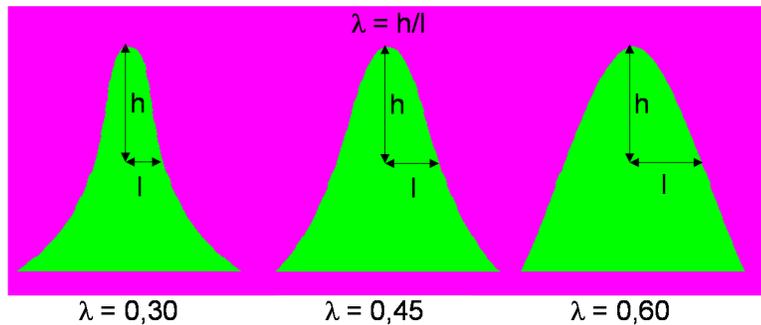


Figura 6.8 – Geometria do domo salino definida através do parâmetro λ , mantendo a relação L/H constante.

A fim de variar a geometria do domo salino, mas manter a mesma relação entre a altura (H) e largura (L), foi definido o parâmetro geométrico λ , que é igual a l/h . Define o comprimento l , que é medido na altura média ($h = H/2$) do domo salino, como mostrado na Figura 6.8. Por problemas de modelagem geométrica, este valor deve variar entre 0.15 e 0.70, uma vez que as curvas dos domos se interceptam para valores menores que 0.15. Para valores maiores que 0.70, a geometria do domo deixa de ser de uma almofada. No presente trabalho, foram utilizados três valores para o parâmetro geométrico λ (0.30, 0.45 e 0.60).

Devido à grande quantidade de modelos a serem criados, foi desenvolvido um programa *standalone* em C++, que automatiza o processo de criação desses modelos a partir de um arquivo TPL³ de referência. Este programa lê este arquivo TPL de referência, criado pelo *template*, e permite definir o parâmetro que deseja variar, o valor inicial e final do parâmetro e um incremento para sua variação. Com este programa se pode variar tanto os parâmetros geométricos como os parâmetros geomecânicos do modelo. Isso permite criar um grande número de modelos rapidamente.

6.2.

Processamento

As simulações numéricas do comportamento das estruturas de sal e do maciço rochoso foram realizadas através do sistema de elementos finitos ANVEC (COSTA, 1984) utilizado pela Petrobras na análise de estabilidade e integridade de poços e análise do estado de tensões em maciços rochosos.

³ O arquivo TPL guarda todas as informações, parâmetros globais, geometria, litologia e parâmetros de análise inseridos no diálogo do *template*.

Este programa simula o comportamento físico não-linear de materiais visco-elasto-plásticos, sendo o comportamento das rochas salinas representado pelo Modelo Empírico de Fluência baseado na Lei de Potência ou o Modelo de Físico de Fluência de Duplo Mecanismo de Deformação, descrito na seção 4.3.3, sendo este último o utilizado no presente trabalho. O comportamento do maciço rochoso é representado segundo um modelo constitutivo elasto-plástico com critério de ruptura de Mohr-Coulomb, determinando quando o material entra em regime plástico.

O ANVEC é um programa de elementos finitos que realiza análises numéricas quase-estáticas com não-linearidades físicas de modelos de estado plano de tensão, estado plano de deformação e axissimétricos via Método Implícito de Integração da deformação no tempo. O método de Newton-Raphson é utilizado para resolver de forma incremental-iterativa o sistema de equações não-linear de equilíbrio. O programa possui elementos isoparamétricos de *Serendipity* de 4 e 8 nós e elementos infinitos de 4 e 5 nós com integração numérica completa (3x3) ou reduzida (2x2).

O programa de análise calcula o estado inicial de tensões do maciço em repouso, com base em um peso específico equivalente constante para todo o maciço.

Para uma melhor estimativa do estado inicial de tensões, o presente autor implementou no programa de pré-processamento do SIGMA2D um novo atributo, chamado de *DENSITY SURFACE*, discutido na Seção 6.2.1. Este atributo permite o cálculo do peso específico em qualquer ponto do modelo.

Com o objetivo de obter uma melhor estimativa do estado de tensões induzido por estruturas salinas, foi incorporada à análise a simulação do mecanismo de flutuabilidade, como será discutido na Seção 6.2.2.

6.2.1.

Atributo *DENSITY SURFACE*

O atributo *DENSITY SURFACE* é aplicado depois que as propriedades das camadas de rocha são atribuídas ao modelo. A estrutura de dados utilizada pelo pré-processador do SIGMA2D permite mapear toda a geometria do modelo e criar *scanlines*, ordenando os pontos em ordem crescente inicialmente na direção x e depois em ordem decrescente na direção y, de maneira que atravessem todas as camadas existentes no modelo, como ilustra a Figura 6.9. Em seguida, todas as curvas são subdividas de acordo com *scanlines* verticais com distintas

coordenada x, para garantir que cada *scanline* vertical corte todas as camadas do modelo para aquela coordenada x.

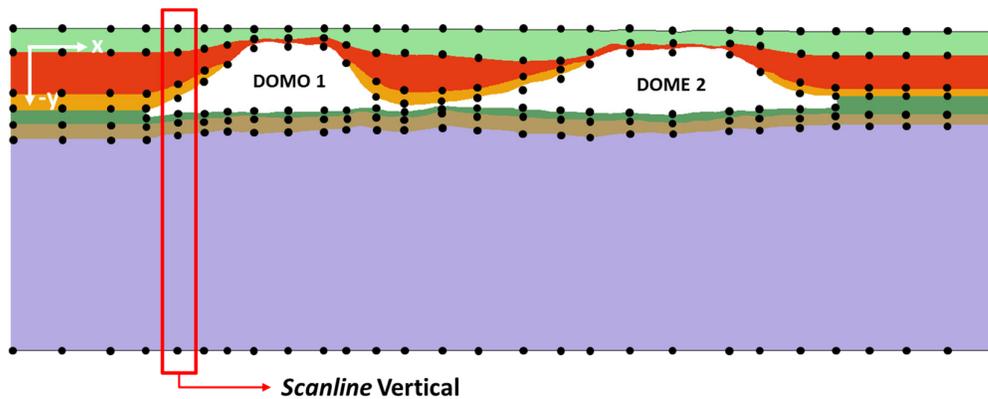


Figura 6.9 – Ilustração da nuvem de pontos (*scanlines*) criada pelo atributo *DENSITY SURFACE*.

O atributo permite entrar com dois tipos de informação: a curva do Gradiente de Soterramento de um poço e/ou a Densidade Média de cada camada para o cálculo da superfície de peso específico equivalente do modelo, como mostra a Figura 6.10. Antes de realizar o cálculo da superfície de peso específico equivalente a partir da nuvem de pontos criada pelas *scanlines*, a densidade média de cada camada é calculada e/ou atribuída a cada ponto da *scanline*.

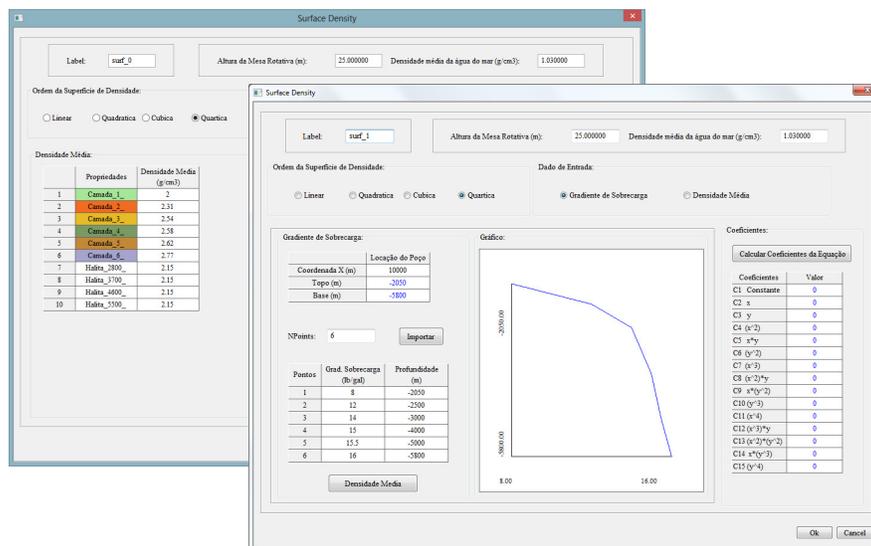


Figura 6.10 – Diálogo do atributo *DENSITY SURFACE*.

A opção de entrar com a curva de Gradiente de Soterramento de um poço verifica se a curva passa por todas as camadas do modelo através dos dados da locação do poço, coordenada x e topo e base do poço, inseridos via dialogo do atributo. O cálculo do peso específico equivalente de cada camada identificada é realizado através da equação:

$$G_{ov} = \frac{\sigma_v}{PROF} \Rightarrow \gamma_{eq} = \frac{G_{ov}PROF - LDA\gamma_{agua}}{(PROF - LDA)} \quad (6.1)$$

onde G_{ov} é a curva do Gradiente de Soterramento, $PROF$ é a profundidade vertical com relação a um DATUM e γ_{eq} o peso específico equivalente da camada. Caso a curva de Gradiente de Soterramento do poço não atravesse uma ou mais camadas, estas são identificadas e listadas no diálogo do atributo, para que a densidade média correspondente possa ser inserida.

Como o atributo mapeia todas as camadas existentes no modelo, pode-se inserir diretamente a densidade média de cada camada. A densidade da formação pode ser estimada a partir de correlações matemáticas como a de Gardner, Eq. (6.2), que é um dos métodos mais utilizados na indústria do petróleo devido a sua simplicidade e confiabilidade (ROCHA & AZEVEDO, 2009):

$$\rho = a(V)^b = a \left(\frac{10^6}{\Delta t} \right)^b \quad (6.2)$$

onde a e b são constantes empíricas, cujo valores são 0,23 e 0,25, respectivamente, definidos para o Golfo do México, V a velocidade da onda compressional da rocha (ft/s) e Δt o tempo de transito ($\mu\text{s}/\text{ft}$). Segundo Rocha & Azevedo (2009) os parâmetros a e b devem ser calibrados a partir de perfis de densidade da região em análise.

Outra correlação utilizada na indústria do petróleo é de Belloti (ROCHA & AZEVEDO, 2009), baseada nos tempos de trânsito da onda compressional, que é dividida em duas equações. Para formações consolidadas:

$$\rho_m = 3.28 - \frac{\Delta t}{88.95} \quad (\Delta t < 100\mu\text{s}/\text{ft}) \quad (6.3)$$

e para formações não consolidadas:

$$\rho_m = 2.75 - 2.11 \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t + 200} \quad (\Delta t > 100\mu\text{s}/\text{ft}) \quad (6.4)$$

onde Δt_m é o tempo de transito da matriz ($\mu\text{s}/\text{ft}$). Na Tabela 6.1 são apresentados valores do tempo de trânsito da onda compressional para alguns materiais.

Tabela 6.1 – Valores de tempo de trânsito da onda compressional (ROCHA & AZEVEDO, 2009).

Materiais e Fluidos	Tempos de Trânsito da onda compressional ($\mu\text{s}/\text{ft}$)
Arenito não-consolidado	58,6
Arenito semi-consolidado	55,6
Arenito Consolidado	52,6
Calcário	47,6
Argila/Folhelho	167,0 a 62,5
Sal	55,6
Aço (Revestimento)	57,0
Água Salgada	189,0
Óleo	218,0
Ar	916,0

Depois de calcular e/ou atribuir a densidade média para cada ponto da *scanline*, o atributo calcula a superfície de peso específico equivalente em três etapas:

- 1) Cálculo do litostático para cada ponto da *scanline* vertical levando em consideração as camadas sobrepostas e a LDA (ver Figura 6.11).

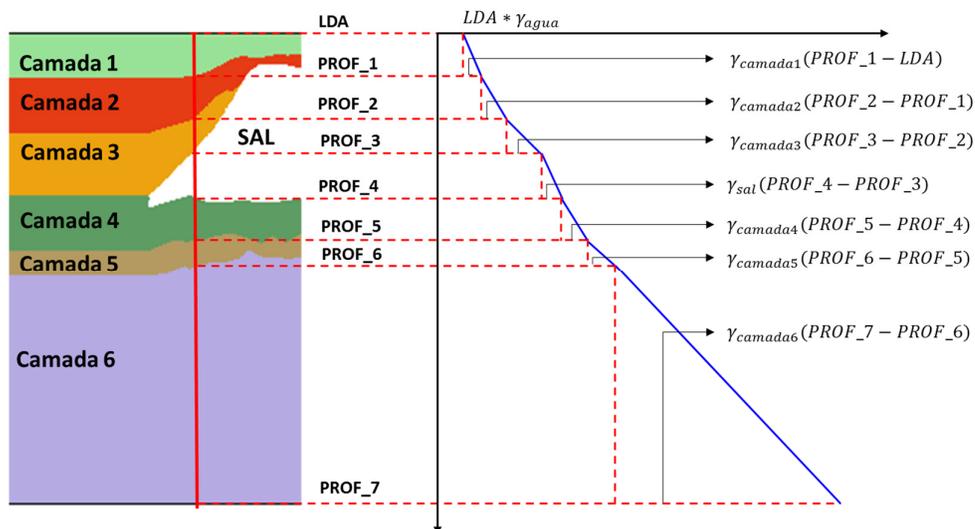


Figura 6.11 – Cálculo do litostático para cada ponto de uma *scanline* vertical.

- 2) Com base no litostático calculado, o peso específico equivalente é calculado para cada ponto de cada *scanline* vertical ao longo de todo o modelo, considerando a profundidade do ponto em relação à LDA, como mostra a Figura 6.12.

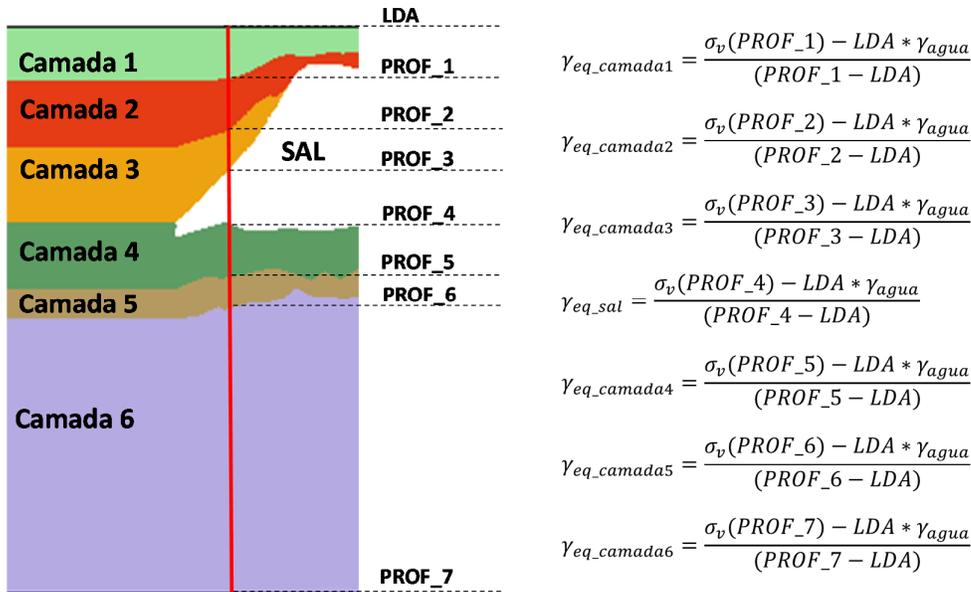


Figura 6.12 – Peso específico equivalente calculado para cada ponto de cada *scanline* vertical ao longo de todo o modelo.

- 3) Por fim, o cálculo dos coeficientes da superfície de peso específico via Método dos Mínimos Quadrados.

Este procedimento é necessário uma vez que o programa de análise calcula o estado inicial de tensões para cada ponto de integração do modelo de elementos finitos a partir da profundidade do ponto em relação à DATUM, neste caso a LDA.

O cálculo da superfície de peso específico equivalente de um modelo é realizado através da interpolação de uma equação de 4^o grau nas direções x e y, Eq. (6.5), utilizando o Método dos Mínimos Quadrados (HINTON & CAMPBELL, 1974; BURNETT, 1987).

$$\begin{aligned} \gamma(x, y) = & C_1 + \\ & C_2x + C_3y + \\ & C_4x^2 + C_5xy + C_6y^2 + \\ & C_7x^3 + C_8x^2y + C_9xy^2 + C_{10}y^3 + \\ & C_{11}x^4 + C_{12}x^3y + C_{13}x^2y^2 + C_{14}xy^3 + C_{15}y^4 \end{aligned} \quad (6.5)$$

Com o objetivo de representar a variação de densidade na direção x, como ocorre em um maciço com dois domos salinos adjacentes, optou-se por uma variação de 4^o ordem. A Eq. (6.5) foi organizada de acordo como o triângulo de Pascal, de maneira que é possível utilizar uma equação de ordem menor (3^o, 2^o ou 1^o grau) para gerar a superfície de peso específico equivalente, caso jogue

necessário. A análise com o valor constante para o peso específico equivalente constante, pode ser realizada inserindo-o no coeficiente C_1 , com os demais coeficientes iguais a zero.

O Método dos Mínimos Quadrados consiste em ajustar a melhor superfície a um conjunto de pontos minimizando o erro pela soma do quadro da diferença entre o valor estimado, $\gamma(x_i, y_i)$, e o valor real, γ_i , como mostra a equação a seguir:

$$e = \sum_{i=1}^{np} [\gamma(x_i, y_i) - \gamma_i]^2 \quad (6.6)$$

onde np é o número total pontos da *scanline*. Para que e seja mínimo, a sua derivada em relação aos coeficientes C_j ($j = 1..15$) deve ser igual a zero:

$$\frac{\partial e}{\partial C_j} = \sum_{i=1}^{np} [\gamma(x_i, y_i) - \gamma_i] \frac{\partial \gamma(x_i, y_i)}{\partial C_j} = 0 \quad j = 1..15 \quad (6.7)$$

Isso nos gera um sistema de equações composto por 15 equações e 15 incógnitas (Coeficientes C_j), como vemos a seguir:

$$\begin{aligned} \frac{\partial e}{\partial C_1} &= \sum_{i=1}^{np} [\gamma(x_i, y_i) - \gamma_i] = 0 & \Rightarrow & \sum_{i=1}^{np} \gamma(x_i, y_i) = \sum_{i=1}^{np} \gamma_i \\ \frac{\partial e}{\partial C_2} &= \sum_{i=1}^{np} [\gamma(x_i, y_i) - \gamma_i] \times x_i = 0 & \Rightarrow & \sum_{i=1}^{np} \gamma(x_i, y_i) \times x_i = \sum_{i=1}^{np} \gamma_i \times x_i \\ &: & & \\ \frac{\partial e}{\partial C_{15}} &= \sum_{i=1}^{np} [\gamma(x_i, y_i) - \gamma_i] \times y_i^4 = 0 & \Rightarrow & \sum_{i=1}^{np} \gamma(x_i, y_i) \times y_i^4 = \sum_{i=1}^{np} \gamma_i \times y_i^4 \end{aligned} \quad (6.8)$$

Desenvolvendo o sistema de equações, Eq. (6.8), isolando os coeficientes C_j e reordenando-a, podemos coloca-la na forma matricial, onde o termo do lado direito é separado na matriz **P** (que contém os somatórios), e no vetor **C** (coeficientes da equação) e termo do lado esquerdo é separado na matriz **Q** (posição x e y dos pontos das *scanlines*) e no vetor **γ** (valores dos pesos específicos de cada ponto das *scanlines*). Assim temos:

$$\mathbf{PC} = \mathbf{Q}\boldsymbol{\gamma} \quad (6.9)$$

onde $\mathbf{C}_{15 \times 1}$ é o vetor dos coeficientes da equação $\gamma(x, y)$, $\boldsymbol{\gamma}_{np \times 1}$ é o vetor com os valores do peso específico de cada ponto da nuvem, a matriz $\mathbf{Q}_{15 \times np}$ é igual a:

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix} C_1 \\ C_2 \\ C_3 \\ C_4 \\ C_5 \\ C_6 \\ C_7 \\ C_8 \\ C_9 \\ C_{10} \\ C_{11} \\ C_{12} \\ C_{13} \\ C_{14} \\ C_{15} \end{bmatrix}; \quad \boldsymbol{\gamma} = \begin{bmatrix} \gamma_1 \\ \gamma_2 \\ \vdots \\ \gamma_{np} \end{bmatrix}; \quad \mathbf{Q} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & \cdots & 1 \\ x_1 & x_2 & \cdots & x_{np} \\ y_1 & y_2 & \cdots & y_{np} \\ x_1^2 & x_2^2 & \cdots & x_{np}^2 \\ x_1 y_1 & x_2 y_2 & \cdots & x_{np} y_{np} \\ y_1^2 & y_2^2 & \cdots & y_{np}^2 \\ x_1^3 & x_2^3 & \cdots & x_{np}^3 \\ x_1^2 y_1 & x_2^2 y_2 & \cdots & x_{np}^2 y_{np} \\ x_1 y_1^2 & x_2 y_2^2 & \cdots & x_{np} y_{np}^2 \\ y_1^3 & y_2^3 & \cdots & y_{np}^3 \\ y_1^4 & y_2^4 & \cdots & y_{np}^4 \\ x_1^3 y_1 & x_2^3 y_2 & \cdots & x_{np}^3 y_{np} \\ x_1^2 y_1^2 & x_2^2 y_2^2 & \cdots & x_{np}^2 y_{np}^2 \\ x_1 y_1^3 & x_2 y_2^3 & \cdots & x_{np} y_{np}^3 \\ y_1^4 & y_2^4 & \cdots & y_{np}^4 \end{bmatrix} \quad (6.10)$$

e a matriz $\mathbf{P}_{15 \times 15}$ expressa por:

A matriz de \mathbf{P} é quadrada e simétrica. Logo, pré-multiplicando a Eq. (6.9) pela matriz inversa de \mathbf{P} , temos:

$$\mathbf{P}^{-1}\mathbf{P}\mathbf{C} = \mathbf{P}^{-1}\mathbf{Q}\mathbf{y} \quad (6.11)$$

onde a matriz $\mathbf{P}^{-1}\mathbf{P}$ é igual à matriz identidade. Logo:

$$\mathbf{C} = \mathbf{P}^{-1}\mathbf{Q}\mathbf{y} \quad (6.12)$$

Resolvendo o sistema de equações lineares expresso pela Eq. (6.12) obtemos o vetor dos coeficientes \mathbf{C} da Eq. (6.5). No presente trabalho utiliza-se o Método de Crout, também chamado de Decomposição LU para resolver o sistema de equações. Resolvido o sistema de equações, temos os coeficientes da equação de 4º ordem que melhor representa a nuvem de pontos gerada. Com isso, é possível obter o peso específico equivalente para qualquer ponto de Gauss da malha de elementos finitos simplesmente passando as suas coordenadas x e y .

O cálculo dessa superfície é realizado no pré-processador do sistema SIGMA2D, devido à sua estrutura de dados mais sofisticada, que permite o mapeamento das camadas de forma rápida e eficiente. O cálculo dentro do programa de análise iria requerer a mudança de toda a estrutura de dados do programa, uma vez que esta não permite identificar quais camadas seriam atravessadas pelas *scanlines*. Portanto, o atributo *DENSITY SURFACE* gera os coeficientes da Eq. (6.5), que serão lidos pelo programa de análise para o cálculo do estado inicial de tensões sem que haja necessidade de alterar o programa.

6.2.2.

Atributo *BOUNDARY PRESSURE CONTOUR SALT*

Como discutido na seção 2.2.3, uma das razões para que o sal tenha o movimento ascendente, é necessário que a formação sobrejacente seja mais densa que o sal, princípio da Flutuabilidade. Para simular a Flutuabilidade do sal e iniciar o processo de fluência do sal durante a análise, foi implementado no pré-processador SIGMA2D o atributo *BOUNDARY PRESSURE CONTOUR SALT (BP CONTOUR SALT)*, ver dialogo na Figura 6.13, que aplica uma pressão em todo o contorno do domo salino devido ao contraste de densidade entre a formação adjacente e a rocha salina.

Basicamente o atributo multiplica a diferença entre o peso específico equivalente da formação e do sal, pela a profundidade z do ponto em questão:

$$p = z(\gamma_{\text{formação}} - \gamma_{\text{sal}}) \quad (6.13)$$

No caso de modelos de elementos finitos, a profundidade é a coordenada y do nó da malha em relação a um DATUM acima do nó. No caso de modelos em regiões *offshore*, a LDA acima do nó é o DATUM. A lamina d'água acima do ponto é calculada a partir da interpolação linear em relação a curva DATUM que representa o piso marinho. Este DATUM é inserido no atributo *GEOSTATIC* usado pelo programa de análise para calcular do estado inicial de tensões, como será visto na seção 6.4.

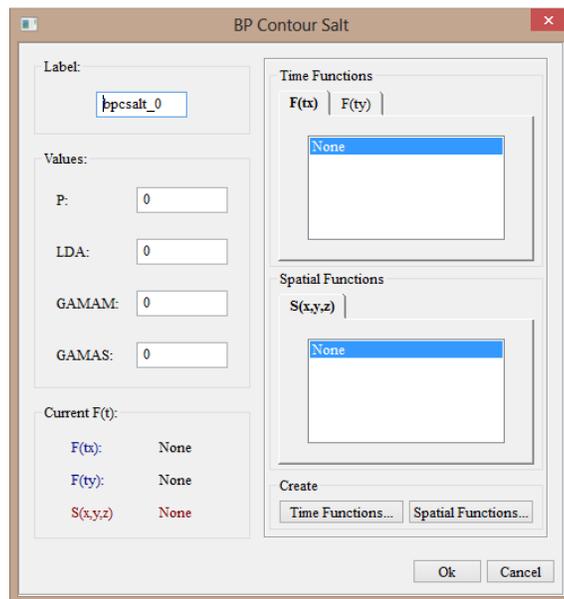


Figura 6.13 – Dialogo do atributo *BP CONTOUR SALT*.

O atributo *BP CONTOUR SALT* mapeia toda a interface sal/formação e calcula o valor da pressão em cada nó do modelo levando em consideração a profundidade do ponto em relação à LDA, a sua normal em relação à superfície do domo salino (interface sal/formação), o coeficiente de empuxo no repouso (k_0) e a densidade média de cada material (via atributo *DENSITY SURFACE*). Caso, o atributo *DENSITY SURFACE* não seja utilizado, a pressão é calculada considerando o peso específico equivalente constante no maciço. O cálculo também leva em consideração a sobrecarga devido à lamina d'água, caso o maciço esteja em região offshore.

É importante destacar que o cálculo da pressão no contorno do sal leva em consideração o peso específico do material calculado. Com essa consideração espera-se obter uma melhor estimativa da força devida ao mecanismo de

Flutuabilidade, uma vez que, considerar o peso específico equivalente constante no cálculo da pressão no contorno do sal nos leva a um erro, assim como o erro cometido no cálculo do estado inicial de tensões que será discutido na seção 6.4.

A densidade da rocha salina é praticamente constante, independente da espessura da formação sobreposta e da profundidade que se encontra, pois, as rochas salinas apresentam baixa porosidade, sendo praticamente incompressíveis e sofrem pouco efeito da compactação. Sendo assim, o peso específico do sal é considerado constante durante o cálculo da pressão e igual a 21.00 kN/m³ (POIATE *et. al.*, 2006).

6.3. Propriedades dos Materiais

O modelo físico de Duplo Mecanismo de Deformação, Eq. (4.7), descrito na seção 4.3.3, é utilizado para representar o comportamento de fluência das rochas salinas, por melhor representar as rochas salinas encontradas nas bacias evaporíticas brasileiras. Neste modelo, o mecanismo correspondente é ativado de acordo com as condições de temperatura e intervalo de tensão diferencial.

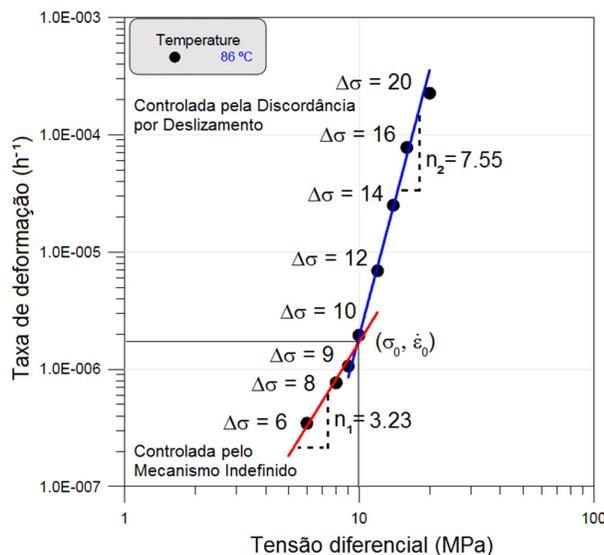


Figura 6.14 – Modelo de Duplo Mecanismo de Deformação para a halita brasileira submetida a uma temperatura de 86°C (adaptado de POIATE, 2012).

Os parâmetros da Eq. (4.7) foram obtidos de ensaios experimentais de fluência sob condições de temperatura e tensão diferencial. Na Figura 6.14 é

apresentado o resultado obtido para a halita brasileira (COSTA *et. al.*, 2005; 2010; POIATE *et. al.*, 2006; POIATE, 2012). O sal halita foi escolhido por ser a rocha salina mais abundante em bacias evaporíticas.

As amostras de sal foram obtidas de poços localizados no estado de Sergipe, no nordeste do Brasil e os ensaios realizados à temperatura de 86 °C e tensões diferenciais variando de 6 a 20 MPa, como mostra na Figura 6.14. Os valores de σ_0 e ε_0 representam a fronteira entre os mecanismos dominantes e seus valores foram obtidos a partir da interpolação dos resultados da Figura 6.14. As propriedades mecânicas da Halita brasileira utilizadas no presente trabalho são apresentadas na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 – Propriedades Mecânica dos Materiais.

Propriedades mecânicas da Halita (POIATE <i>et. al.</i> , 2006)	
E	20.40GPa
ν	0.36
k_0	1.00
γ_{halita}	21.00 kN/m ³
Gradiente Geotérmico Médio	12 °C/km (COSTA <i>et. al.</i> , 2012)
σ_0	9.762 MPa
ε_0	$1.671 \times 10^{-6} h^{-1}$
n_1	3.223 ($\sigma_{ef} \leq \sigma_0$)
n_2	7.562 ($\sigma_{ef} > \sigma_0$)
Propriedades mecânicas da formação (COSTA <i>et. al.</i> , 2005a)	
E	30.185GPa
ν	0.319
$\gamma_{formação}$	22.56 kN/m ³
Gradiente Geotérmico Médio	30 °C/km (COSTA <i>et. al.</i> , 2012)
c	4800 kPa
ϕ	28°

Como o comportamento de fluência da rocha salina varia em função da profundidade devido ao efeito da variação de temperatura, este pode ser levado em consideração dividindo o domo salino em várias camadas, onde a temperatura de cada camada é calculada considerando uma variação linear da temperatura com a profundidade, com base nos gradientes geotérmicos do sal e da formação (ver valores na Tabela 6.2), e a temperatura do fundo do mar igual a 4°C, como mostra a Figura 6.15. No presente trabalho assume-se o gradiente geotérmico médio da Bacia de Santos igual a 30°C/km para o maciço rochoso e 12°C/km para o gradiente geotérmico do sal (COSTA *et. al.*, 2012).

A temperatura de cada camada é considerada constante e calculada na profundidade da base da camada a partir da equação:

$$T = T_{mar} + SOTER G_{mac} + (BASE - TOPO)G_{sal} \quad (6.14)$$

onde T é temperatura do sal a ser considerada na camada, T_{mar} é a temperatura do fundo mar, $SOTER$ é a espessura de sedimentos acima do sal, G_{mac} é o gradiente geotérmico do maciço rochoso, G_{sal} é o gradiente geotérmico do sal, $BASE$ é a profundidade da base da camada de sal e $TOPO$ é a profundidade do topo da camada de sal.

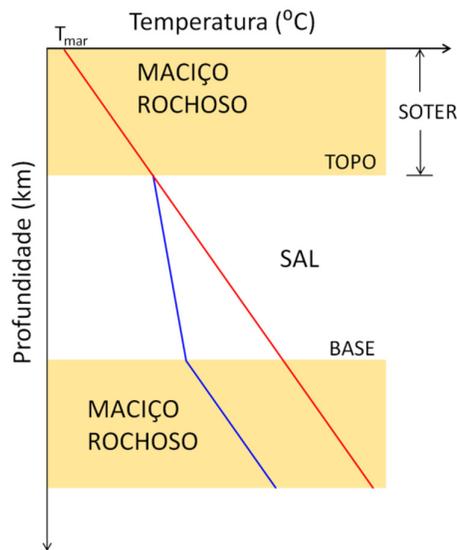


Figura 6.15 – Variação de temperatura devido o gradiente geotérmico do sal.

Tabela 6.3 – Propriedades de algumas rochas salinas (POIATE, 2012).

Tipo de Rocha	γ (kN/m ³)	E (MPa)	ν	σ_0 (kPa)	n_1	n_2	ϵ_0 (h ⁻¹)	T_{ref} (°C)
Carnalita	15.69	4020	0.36	5710.0	2.868	7.169	1.55x10 ⁻⁴	130
Taquidrita	16.67	4920	0.33	8144.3	2.589	7.448	2.99x10 ⁻⁴	86

Logo, a taxa de deformação varia para cada camada de sal do modelo e deve ser corrigida pela temperatura da base da camada (T), conforme a Eq. (4.10), uma vez que os resultados de laboratórios apresentados na Tabela 6.2 foram obtidos para a temperatura de 86°C (T_{ref}). A saber, as propriedades de outros tipos de rochas salinas obtidas pelos mesmos pesquisadores brasileiros são apresentadas na Tabela 6.3. Para ensaios a temperatura de 86°C, não foi possível identificar o duplo mecanismo de deformação para a carnalita brasileira, porém ensaios a temperatura de 130°C este mecanismo é identificado (POIATE, 2012).

A avaliação da ruptura de rochas salinas pode ser realizada através do acoplamento de critérios de fratura com as equações constitutivas de fluência, discutidas na seção 4.3, possibilitando a estimativa da taxa de deformação na fase terciária, como proposto por Chan *et. al.*, (1992; 1994a; 1994b) e Fossum & Fredrich (2002). No presente trabalho adotou-se o critério de dilatância do sal, que é discutido na seção 6.3.2.

O comportamento do maciço rochoso adjacente à estrutura salina é representado segundo um modelo constitutivo elasto-plástico com critério de ruptura de Mohr-Coulomb (GOODMAN, 1989; LAMBE & WHITMAN, 1969), determinando quando o material entra em escoamento plástico. As propriedades mecânicas do maciço rochoso utilizadas na modelagem via *template* parametrizado, do presente trabalho, são apresentadas na Tabela 6.2.

6.3.1.

Critério de Mohr-Coulomb

O critério de Mohr-Coulomb é baseado no círculo de Mohr e descreve todos os estados de tensão nos quais haja ruptura da rocha por cisalhamento. Como podemos observar na Figura 6.16A, o critério é definido por uma reta tangente aos círculos de Mohr, cuja equação em termos da tensão normal (σ) e de cisalhamento (τ) é:

$$\tau = c + tg(\phi)\sigma \quad (6.15)$$

onde c é a coesão da rocha e ϕ é o ângulo de atrito interno.

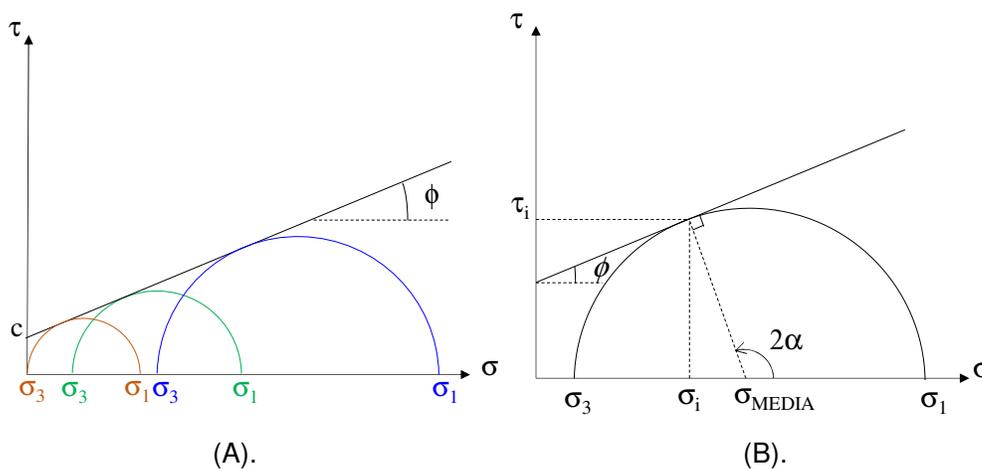


Figura 6.16 – Critério de Mohr-Coulomb.

A reta tangente aos círculos de Mohr define a envoltória de ruptura, que por sua vez define as tensões de cisalhamento máximas para qualquer estado de tensão. Portanto, dizemos que a rocha irá falhar, se o estado de tensão atuante atinge a envoltória de ruptura da rocha.

O par de tensões (τ_i, σ_i) que toca a envoltória de ruptura (Figura 6.16B) faz um ângulo de 2α , medido com o eixo das tensões normais a partir da tensão média ($\sigma_{MÉDIA}$), onde α é a inclinação do plano principal ou plano de falha. Sendo assim, é possível definir a tensão de cisalhamento e tensão normal no ponto de ruptura em termos das tensões principais:

$$\begin{aligned}\tau &= \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \text{sen}(2\alpha) \\ \sigma &= \sigma_{MÉDIA} + \frac{(\sigma_1 - \sigma_3)}{2} \text{cos}(2\alpha)\end{aligned}\quad (6.16)$$

onde $(\sigma_1 - \sigma_3)$ é chamado de tensão diferencial ou tensão desviadora e

$$\sigma_{MÉDIA} = \frac{(\sigma_1 + \sigma_3)}{2} \quad e \quad 2\alpha = \phi + \frac{\pi}{2} \quad (6.17)$$

Substituindo a Eq. (6.16) na Eq. (6.15) e rearranjando a equação, obtemos a função de escoamento plástico $f(\sigma_1, \sigma_3)$ para o critério de Mohr-Coulomb que define a condição de escoamento do material em termos das tensões principais:

$$f(\sigma_1, \sigma_3) = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} + \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} \text{sen}(\phi) - c \text{cos}(\phi) = 0 \quad (6.18)$$

Observa-se que o critério não considera o efeito da tensão intermediária σ_2 e de acordo com o critério a tensão de falha sob compressão é maior que a tensão sob tração.

O critério de Mohr-Coulomb para o estado de tensão multiaxial em termos das tensões principais é dado por seis equações (f_i), que representam uma superfície de escoamento e define seis planos que representam um cone hexagonal de base irregular no espaço das tensões principais, como mostra a Figura 6.17A.

A superfície de escoamento f pode ser representada no espaço bidimensional, em termos das tensões principais, através de uma seção transversal com mesma normal do eixo hidrostático. O plano normal ao eixo hidrostático, gerado ao cortar a superfície de escoamento, é chamado de plano octaédrico, mostrado na Figura 6.17B.

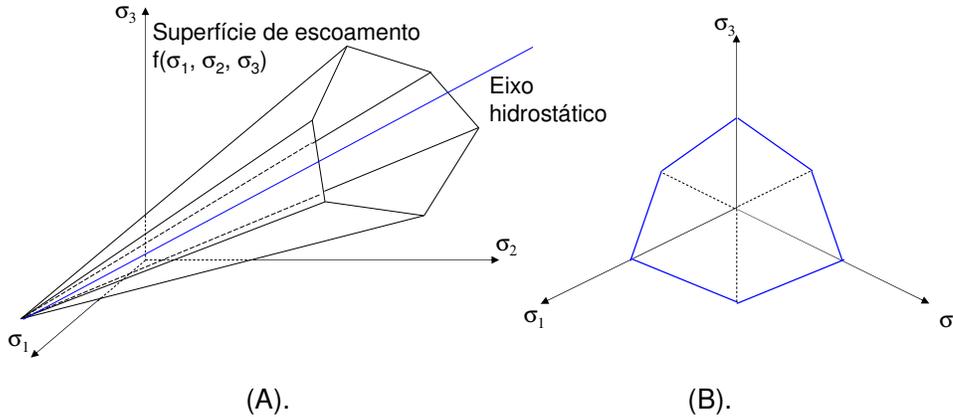


Figura 6.17 – (A) Superfície de escoamento e (B) Plano octaédrico para o Critério de Mohr-Coulomb.

Alternativamente, Nayak & Zienkiewicz (1972) propuseram o Critério de Mohr-Coulomb em termos dos invariantes de tensão, cuja função de escoamento assume a seguinte forma:

$$f(J_1, J_2, J_3) = \left[\cos(\theta) - \frac{1}{\sqrt{3}} \sin(\theta) \operatorname{sen}(\phi) \right] \sqrt{J_2} + \frac{J_1}{3} \operatorname{sen}(\phi) - c \cos(\phi) = 0 \quad (6.19)$$

onde J_1 é o primeiro invariante de tensão, J_2 é o segundo invariante de tensão ou tensor desviador e θ é o ângulo de Lode, dado por:

$$\theta = \frac{1}{3} \operatorname{sen}^{-1} \left(-\frac{3\sqrt{3}J_3}{2J_2^{3/2}} \right), -\frac{\pi}{6} \leq \theta \leq \frac{\pi}{6} \quad (6.20)$$

onde J_3 é o terceiro invariante de tensão.

6.3.2.

Critério de Dilatância do Sal

A fim de avaliar o dano na rocha salina utiliza-se o critério de dilatância do sal. A dilatância é o aumento de volume atribuído a ocorrência de microfaturas durante a aplicação de carga e durante o teste de fluência, mantida a carga constante. Van Sambeek *et. al.* (1993) realizaram uma revisão de critérios de dilatância oriundos de três diferentes testes laboratoriais independentes. HUNSCHÉ (1992) realizou o ensaio sob compressão triaxial ($\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$) e SPIERS *et. al.* (1988) e RATIGAN *et. al.* (1991) realizaram o ensaio sob compressão biaxial ($\sigma_1 > \sigma_2 = \sigma_3$). A superfície de dilatância obtida pelos três ensaios são apresentadas a seguir:

$$\begin{aligned}
 \sqrt{J_2} &\geq 0.83\sigma_{MÉDIA} + 1.9 && (\text{SPIERS } et. al., 1988) && (a) \\
 \sqrt{J_2} &\geq 0.27 J_1 && (\text{RATIGAN } et. al., 1991) && (b) \\
 \sigma_{oct} - (f_1\sigma_{MÉDIA}^2 + f_2\sigma_{MÉDIA}) &\geq 0 && (\text{HUNSCHE, 1992}) && (c)
 \end{aligned}
 \tag{6.21}$$

onde

$$J_1 = 3 \sigma_{MÉDIA} \tag{6.22}$$

e σ_{oct} é a tensão de cisalhamento octaédrica, $\sigma_{MÉDIA}$ é a tensão normal média ou octaédrica e as constantes f_1 e f_2 tem valores -0.0168 e 0.86, respectivamente, para tensões em MPa para a Eq. (6.21)(c).

Segundo Van Sambeek *et. al.* (1993) as três superfícies são similares para tensões médias baixas a moderadas. Como observado da Eq. (6.21)(a) e Eq. (6.21)(b), a condição de dilatância de SPIERS *et. al.* (1988) e RATIGAN *et. al.* (1991) são similares. Contudo, para baixas tensões médias a superfície de SPIERS *et. al.* (1988) não intercepta o ponto zero, como os demais, sendo recomendados testes adicionais sob baixa tensão média, de forma a averiguar se a diferença é significativa. A superfícies de HUNSCHE (1992) é mais apropriada para elevadas tensões médias, devido a sua não-linearidade.

Contudo, ainda segundo o autor os modelos lineares (SPIERS *et. al.*, 1988; RATIGAN *et. al.*, 1991) são mais fáceis de serem usados e mais adequados para a maioria dos intervalos de tensão média encontrados. Para o sal halita utilizado no presente trabalho, adotou-se a condição de dilatância proposta por RATIGAN *et. al.* (1991), Eq. (6.21)(b).

6.3.3.

Índice de Plastificação (RATIO)

Observa-se que os critérios de Mohr-Coulomb e de dilatância do sal podem ser escritos em função do segundo invariante de tensão ou tensor desviador. Para o critério de Mohr-Coulomb, Eq. (6.19), temos:

$$\sqrt{J_2} = \frac{-\left(\frac{J_1}{3}\right) \sin(\phi) + c \cos(\phi)}{\left[\cos(\theta) - \frac{1}{\sqrt{3}} \sin(\theta) \sin(\phi)\right]} \tag{6.23}$$

onde $\sqrt{J_2}$ é a tensão efetiva e igual a:

$$\bar{\sigma} = \sqrt{J_2} = \sqrt{\frac{1}{6}[(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2]} \quad (6.24)$$

Desta forma, podemos estabelecer um Índice de Plastificação (RATIO) para cada ponto do maciço rochoso, que varia de 0 a 1, como sendo a razão entre o valor do segundo invariante de tensão para o estado de tensões atuante e o valor limite do segundo invariante de tensão, Eq. (6.23), para um dado valor do primeiro invariante de tensões:

$$RATIO = \frac{\bar{\sigma}_{atuante}}{\bar{\sigma}_{MAX}}, \quad \bar{\sigma}_{MAX} = \sqrt{J_{2MAX}} \quad (6.25)$$

A interpretação do RATIO em relação à envoltória de ruptura de Mohr-Coulomb é vista de maneira simples na Figura 6.18, onde o RATIO é igual à tensão de cisalhamento atuante sobre a tensão de cisalhamento máxima para o mesmo nível de tensão normal.

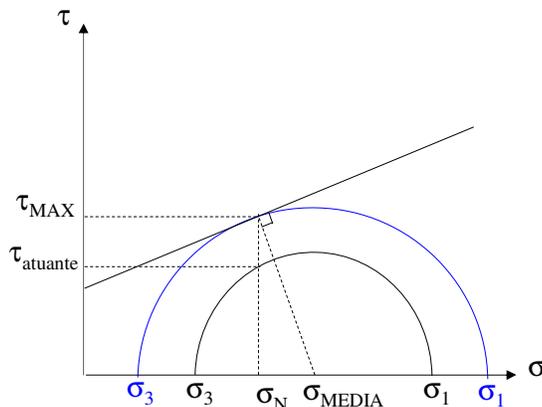


Figura 6.18 – Índice plastificação para o critério de Mohr-Coulomb.

O RATIO igual a 0 significa que a tensão desviadora é nula e apenas o estado de tensões hidrostático está atuando. Nesta condição não há desenvolvimento de deformações plásticas. O RATIO igual a 1 significa que o estado de tensões está sobre a superfície de escoamento de Mohr-Coulomb, logo há deformações plásticas na rocha.

Para o critério de dilatância do sal proposto por RATIGAN *et. al.* (1991), Eq. (6.21)(b), temos:

$$\bar{\sigma} = \sqrt{J_2} \geq 0.27 J_1 \quad (6.26)$$

Assim, o RATIO pode ser expresso por:

$$RATIO = \frac{\sqrt{J_2}}{0.27 J_1} \quad \text{ou} \quad RATIO = \frac{\sqrt{J_2}}{0.27 (3 \sigma_{MEDI A})} \quad (6.27)$$

e o valor máximo é igual a 1 e as tensões e a condição de dilatação são corrigidas para atender este critério.

6.4.

Estado Inicial de Tensões

No início do desenvolvimento de um domo salino o principal mecanismo de formação dos domos é a Sobrecarga Diferencial (peso devido à sobrecarga do maciço) e para que o movimento ascendente do sal continue é essencial que o mecanismo de Flutuabilidade esteja presente (contraste de densidade entre o sal e a formação adjacente ao sal), como foi mostrado na seção 2.2.2. No presente trabalho, estes dois mecanismos são considerados durante a análise e assume-se que a maior das tensões é a vertical e que as duas tensões horizontais, mínima e máxima, são iguais ($\sigma_v > \sigma_{hmax} = \sigma_{hmin}$).

Como discutido no Capítulo 5, o estado de tensões em uma bacia sedimentar é devido à sobrecarga das camadas (tensão vertical). A tensão horizontal é considerada uma fração da tensão vertical, de acordo com a Eq. (5.1).

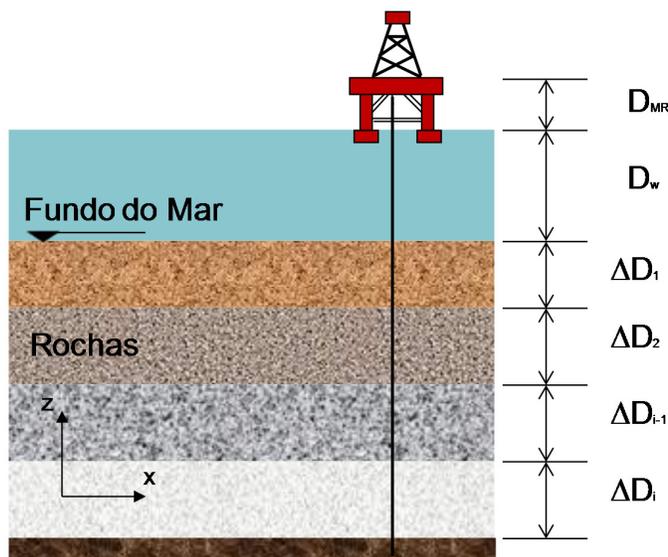


Figura 6.19 – Intervalos de profundidade para o cálculo da tensão vertical (σ_v).

Sendo assim, a tensão vertical em um dado elemento de rocha pode ser calculada pelo somatório dos pesos de todas as camadas sobrepostas ao

elemento, ou seja, peso do ar somado ao peso da água e dos trechos de rocha até profundidade desejada, como ilustra a Figura 6.19. Logo, Eq. (5.1) pode ser expressa pela seguinte equação:

$$\sigma_v = \rho_w g D_w + \sum_{i=0}^n \rho_{bi} g \Delta D_i \quad (6.28)$$

onde g é a aceleração gravitacional, ρ_{bi} é a densidade de cada camada da formação, ρ_w é a densidade da água do mar, D_{MR} a distância da mesa rotativa ao nível do mar, D_w a lâmina d'água e ΔD_i os intervalos de profundidade. A parcela referente ao trecho de ar (D_{MR}) pode ser desprezada, visto que a massa específica do ar é desprezível.

O estado inicial de tensões do maciço em repouso (sobrecarga diferencial) é calculado no programa de análise a partir do atributo *GEOSTATIC*, onde é definido o peso específico equivalente médio do maciço (valor constante) e um *DATUM*. No caso de regiões offshore, este *DATUM* representa o piso marinho. Caso o atributo *DENSITY SURFACE* seja utilizado, o estado inicial de tensões é calculado a partir do peso específico equivalente, calculado a partir da Eq. (6.5). Devido ao programa de análise utilizado no presente trabalho, serão considerados e comparados dois tipos de estado inicial de tensões do maciço em repouso:

- 1) Com base em um peso específico equivalente constante para todo o maciço.
- 2) Com base no atributo *DENSITY SURFACE*, introduzido neste trabalho, onde o cálculo da superfície de peso específico equivalente é realizado através da interpolação de uma equação de 4º grau nas direções x e y , Eq. (6.5), utilizando o Método dos Mínimos Quadrados, como discutido na Seção 6.2.1.

A comparação entre as duas metodologias de cálculo do estado inicial de tensões será vista no Capítulo 7. É importante ressaltar que foi identificado na revisão bibliográfica, sobre o estado de tensões em estruturas salinas, apenas o uso do peso específico constante para a rocha salina e a formação adjacente ao sal. Portanto, o presente trabalho difere dos demais trabalhos discutidos na Seção 5.2, com relação a isto. Visto que a metodologia apresentada aqui nos leva a uma melhor estimativa do estado de tensões, uma vez que se leva em consideração a variação de densidade das camadas em todo o modelo através do atributo *DENSITY SURFACE*.

Para simular o mecanismo de Flutuabilidade do sal e inicializar o processo de fluência do sal durante a análise, aplica-se uma pressão devida ao contraste

de densidade entre a formação adjacente e a rocha salina em todo o contorno do domo salino, através do atributo *BOUNDARY PRESSURE CONTOUR SALT (BP CONTOUR SALT)*. É importante lembrar que o peso específico equivalente do maciço utilizado no cálculo do atributo *BP CONTOUR SALT*, é obtido a partir do atributo *DENSITY SURFACE*. Sendo assim, o presente trabalho busca obter uma melhor estimativa da força devida o mecanismo de Flutuabilidade.

Deve-se ressaltar que a carga devido ao peso da lamina d'água também é considerada no cálculo da tensão vertical, considerando um peso específico da água igual a 10.00 kN/m³ (COSTA *et. al.*, 2005; BORGES, 2008).

A simulação do comportamento de fluência do domo salino é realizada para um tempo de simulação de 2 milhões de anos (COSTA *et. al.*, 2005; POIATE *et. al.*, 2006), considerado para alguns autores tempo suficiente para as tensões dentro do domo salino atingir o estado de tensões isotrópico. Ressalta-se que a relaxação das tensões durante o tempo de simulação não tem relação com o tempo geológico.

O programa de análise realiza as análises numéricas em termos de tensões totais, considerando a pressão de poros hidrostática. A pressão de poros atuando no maciço ajuda a aliviar parte da tensão total atuando no maciço. Quando as tensões dentro da estrutura de sal atingem estados de tensão isotrópicos ($\sigma_v = \sigma_h$), a tensão desviadora dentro do sal se aproxima de zero devido à relaxação das tensões no sal, uma vez que o sal não suporta tensões desviadoras, e conseqüentemente a formação adjacente é carregada. Logo, para manter o equilíbrio e satisfazer os diferentes estados de tensões entre a formação adjacente ($\sigma_h \neq \sigma_v$) e o sal ($\sigma_h = \sigma_v$), a magnitude das tensões desviadora na formação próxima à estrutura de sal se torna elevada e dentro da estrutura de sal se tornam praticamente nulas, fazendo com que o estado de tensões seja perturbado na formação adjacente à estrutura salina. Por isso, a tensão desviadora, Eq. (6.24), pode ser utilizada com um indicador para analisar o estado de tensões dentro da estrutura de sal. Contudo, na análise dos resultados é importante observar se as tensões na formação adjacente ao sal estão estabilizadas, analisando a variação das tensões ao longo do tempo de simulação.

Outra variável importante na análise do estado de tensões é a tensão média, uma vez que a redução da tensão média na formação implica em redução da resistência ao cisalhamento para o Critério de Mohr-Coulomb. A combinação entre uma tensão efetiva elevada e uma tensão média reduzida, implica que o material nesta região pode estar próximo da resistência de falha.

7. Análise do estado de tensões em domos salinos

Neste Capítulo será aplicada a metodologia apresentada no presente trabalho para análise do estado de tensões induzido por estruturas salinas considerando a interação geomecânica entre o domo salino e a formação adjacente, bem como uma discussão dos resultados obtidos.

7.1. Introdução.

Primeiramente, a metodologia é aplicada em um modelo idealizado de domo salino do tipo almofada de sal criado via *template* parametrizado apresentado na seção 6.1, com o objetivo de avaliar a magnitude e extensão da perturbação das tensões na formação adjacente ao sal. O domo salino é modelado considerando se está conectado ou não a uma fonte de sal e os resultados obtidos são comparados. Em seguida, a trajetórias de poços fictícios verticais e direcionais atravessando ou passando próximo ao domo salino é discutida, com o objetivo de mostra a influência do estado de tensões na perfuração de poços.

A influência do estado inicial de tensões sobre modelos criados a partir de imagens, será discutida comparando dois estados iniciais de tensões diferentes: (1) considerando o peso específico equivalente do maciço rochoso constante para todo o modelo; (2) considerando o peso específico equivalente do maciço rochoso variando nas direções x e y, através do atributo *DENSITY SURFACE*.

Depois de analisar a influência dos dois estados iniciais de tensões supracitados, é realizada a influência da pressão na interface sal/formação sobre um domo salino. Essa pressão foi calculada de duas formas: (1). Utilizando a densidade para toda formação adjacente (COSTA *et. al.*, 2005); (2). Utilizando a densidade média da formação em contato com sal (presente trabalho).

Por fim, para mostra a importância e como o *template* pode ajudar a obter uma resposta rápida, é realizada uma comparação de um modelo 2D criado a partir de uma seção transversal e um modelo criado via *template* parametrizado, com mesmas características geométricas e geomecânicas.

7.2.

Modelagem Via *Template* de Domos Salinos Conectados ou Não a uma Fonte de Sal.

Nesta seção, a metodologia é aplicada em um modelo idealizado de domo salino do tipo almofada de sal com o objetivo de determinar a magnitude e extensão da perturbação das tensões na formação adjacente ao sal, bem como uma discussão sobre a trajetória de um poço fictício e regiões com potencial risco de problemas durante a perfuração de um poço.

Muitas vezes é difícil definir o contorno do domo salino devido à baixa resolução das informações sísmicas, e dependendo da interpretação geológica que é realizada pode haver perda de informação geológica. Então, para avaliar a influência de uma fonte de sal sobre o estado de tensões, dois domos salinos com as mesmas características geométricas e geomecânicas foram modelados. Um dos domos é conectado a uma fonte de sal e o outro não, como mostra a Figura 7.1.

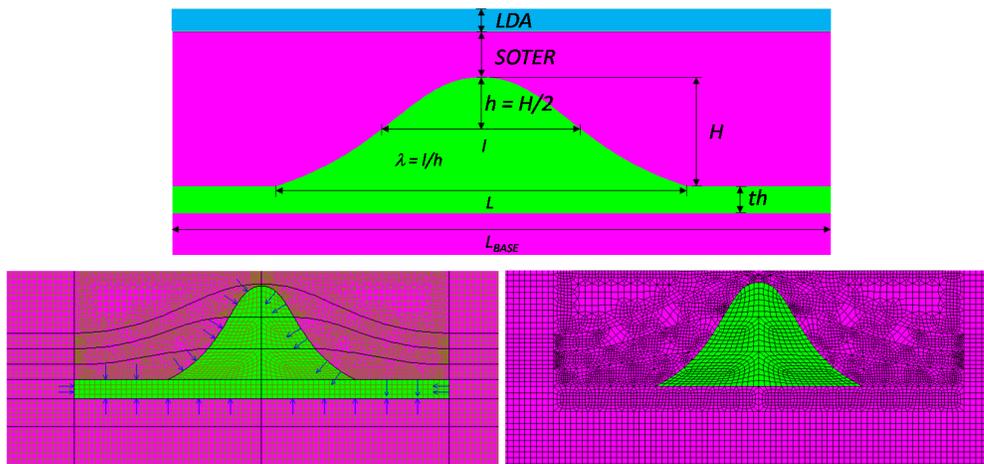


Figura 7.1 – Modelo de Elementos Finitos dos domos salinos.

O domo salino parametrizado modelado via *template* tem uma relação L/H igual a 2 ($L = 5300\text{m}$) e está conectado a uma fonte de sal com largura da base igual a duas vezes a largura da base do domo ($L_{\text{base}} = 2L = 10600\text{m}$), parâmetro λ é igual a 0.45 e regime de tensões (k_0) igual a 0.80. Os demais parâmetros geométricos utilizados encontram-se na Tabela 7.1. Os valores das propriedades mecânicas utilizados, tanto para o sal quanto para a formação adjacente ao sal, se encontram na Tabela 6.2. O comportamento do sal e do maciço rochoso é avaliado conforme discutido na seção 6.3.

Tabela 7.1 – Parâmetros geométricos do domo salino.

Parâmetros geométricos	
Lamina d'água (LDA)	2050m
Soterramento do domo salino (SOTER)	500m
Altura do domo salino (H)	2650m
Topo do domo salino	2550m
Base do domo salino	5200m
Largura do domo salino (L)	5300m
Espessura da fonte de sal (th)	530m (20%H)
Largura da fonte de sal (L_{base})	2L ou 10600m
Parâmetro λ	0.45

Como o comportamento de fluência da rocha salina é bastante influenciado pela temperatura, uma vez que a rocha salina apresenta elevada condutividade térmica em relação às outras rochas, e conseqüentemente, altera o gradiente geotérmico do maciço ao redor do sal, como foi visto na a Figura 6.15.

Tabela 7.2 – Taxa de deformação corrigida pela temperatura para a profundidade da base de cada camada de halita do modelo.

	$\epsilon_{0corrigida}$ (anos ⁻¹)	Temperatura (K)
Camada 1 de Halita (prof. 3433.3m)	7.17E-04	302.75
Camada 2 de Halita (prof. 4316.7m)	1.41E-03	313.35
Camada 3 de Halita (prof. 5200.0m)	2.65E-03	323.95
Camada 4 de Halita (prof. 5730.0m)	3.79E-03	330.31

O domo salino foi dividido em três camadas afim de melhor representar o comportamento de fluência, onde as três primeiras camadas têm espessura de 883.33m e a fonte de sal tem espessura de 530m. A taxa de deformação de cada camada de halita foi corrigida para a temperatura da base da camada, Eq. (6.14), uma vez que a taxa de deformação de referência (ϵ_0) para halita brasileira foi obtida de ensaios laboratoriais realizados a temperatura de 86°C. A Tabela 7.2 apresenta os valores da taxa de deformação corrigida de cada camada, de acordo com a Eq. (4.10).

A fim de simplificar a análise, a formação adjacente ao sal é considerada a mesma para todo o modelo, embora o *template* desenvolvido no sistema SIGMA2D permita a entrada de várias camadas. Em cenários de bacias de brasileiras, a sobrecarga diferencial é calculada considerando um peso específico

equivalente médio para toda a formação e igual a 22.56 kN/m³ e de 21.00 kN/m³ para o sal (COSTA *et. al.*, 2005a; BORGES, 2008; COSTA *et. al.*, 2012).

O estado inicial de tensões é calculado como discutido na seção 6.4, considerando a condição de equilíbrio geostático no repouso, com regime de tensões igual a $\sigma_{Hmin} = \sigma_{Hmax} = 0.80\sigma_v$. Nas Figura 7.2 e Figura 7.3 são apresentados os isomapas das tensões horizontais e verticais, respectivamente, para o modelo conectado a fonte de sal. Nos Gráfico 7.1 (A e B) é possível observar que as tensões adjacentes ao domo salino estão alteradas em relação às tensões no *farfield*, onde o estado de tensões é igual à condição de equilíbrio geostático no repouso.

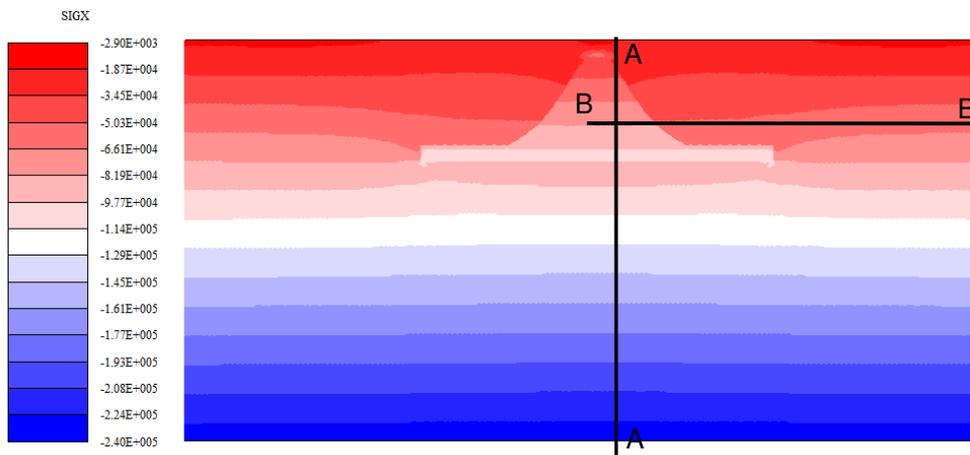


Figura 7.2 – Isomapa da Tensão horizontal (kPa) para 2.000.000 anos para o modelo conectado a fonte de sal.

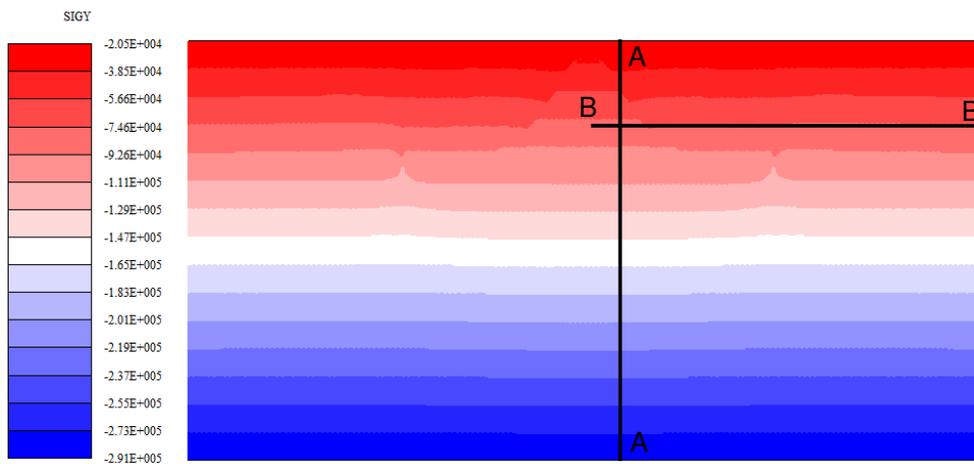


Figura 7.3 – Isomapa da Tensão vertical (kPa) para 2.000.000 anos para o modelo conectado a fonte de sal.

Os Gráfico 7.1 e Gráfico 7.2 mostram a alteração do estado de tensões provocado pelo diapirosmo do sal ao longo de uma seção transversal passando a 832m a direita do centro do domo salino conectado à fonte de sal e ao longo de uma seção longitudinal a uma profundidade de -4405m, respectivamente.

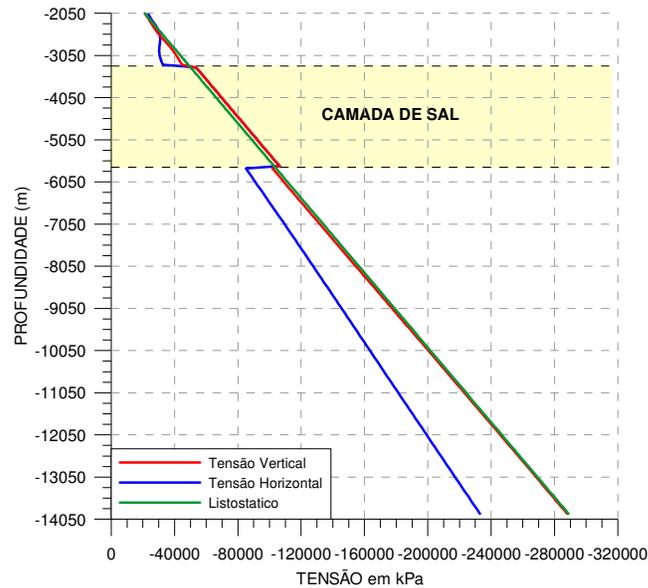


Gráfico 7.1 – Gráfico ao longo de uma seção transversal a 832 m do centro do domo salino (Seção AA, ver Figura 7.2 e Figura 7.3) para o modelo conectado a fonte de sal.

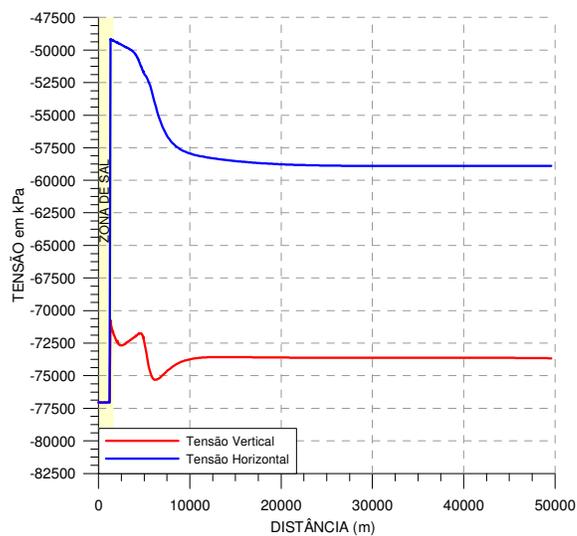


Gráfico 7.2 – Gráfico ao longo de uma seção longitudinal na profundidade -4405m. (Seção BB, ver Figura 7.2 e Figura 7.3) para o modelo conectado a fonte de sal.

No Gráfico 7.1 fica claro que a tensão vertical dentro do domo salino não é igual ao litostático. Observa-se no Gráfico 7.2 que o raio de influência da perturbação das tensões é de ~20km a partir do centro do domo salino, ou ainda, podemos dizer que a extensão da perturbação é de ~4 vezes a largura da base do domo salino ($L = 5300\text{m}$) ou ~2 vezes a largura da fonte de sal ($L_{\text{base}} = 10600\text{m}$). Além disso, observa-se em ambos os gráficos (A e B) o relaxamento das tensões dentro da estrutura de sal, uma vez que as tensões atingiram o estado de tensões isotrópico ($\sigma_h = \sigma_v$), como mostra o Gráfico 7.3.

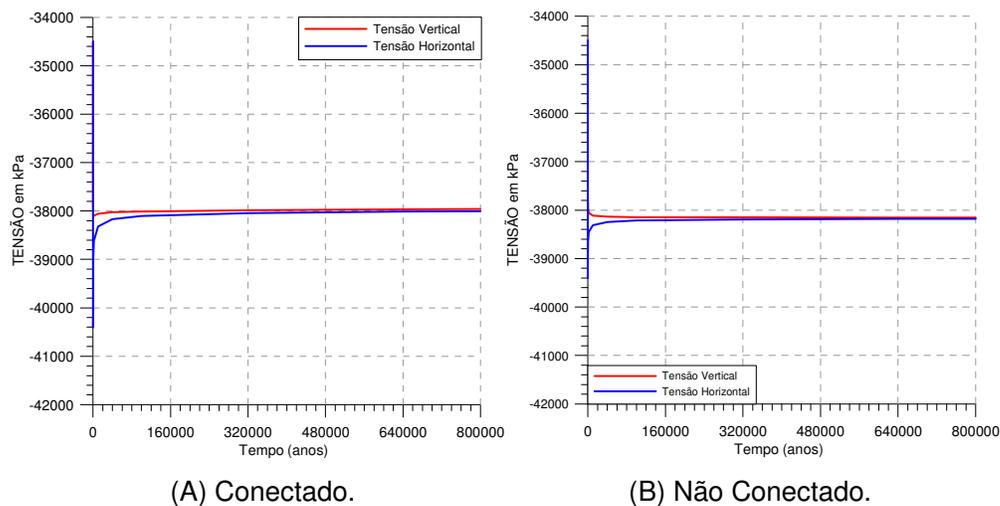


Gráfico 7.3 – Gráfico das Tensões Horizontais e Verticais versus Tempo dentro e no topo dos domos salinos.

No Gráfico 7.3 temos a evolução da tensão horizontal e vertical em um ponto localizado dentro e no topo do domo salino, mostrando que o domo salino atingiu o estado de tensões isotrópico por volta do tempo 320.000 anos para o modelo conectado à fonte de sal e 160.000 anos (Gráfico 7.3A) para o modelo não conectado à fonte de sal (Gráfico 7.3B), ou seja, bem antes do modelo com fonte de sal. Lembrando que o modelo conectado a uma fonte de sal apresenta mais energia de deformação.

No Gráfico 7.4A, observamos que no tempo igual a 160.000 anos as tensões no maciço logo acima do domo salino conectado a fonte de sal estão estabilizadas e não existe mais transferência de carga do domo salino para o maciço, pois as tensões dentro do domo salino estão relaxadas. No domo salino não conectado a fonte de sal (Gráfico 7.4B) isto ocorre o por volta do tempo 40.000 anos.

A transferência das tensões desviadoras do domo salino para a formação adjacente à estrutura de sal aumenta a magnitude das tensões desviadoras na

interface sal/formação, como mostra a Figura 7.4, que também deixa clara a relaxação das tensões dentro do domo salino conectado a fonte de sal, que se encontram praticamente nulas (0.32 kPa), uma vez que o sal não suporta tensões desviadoras.

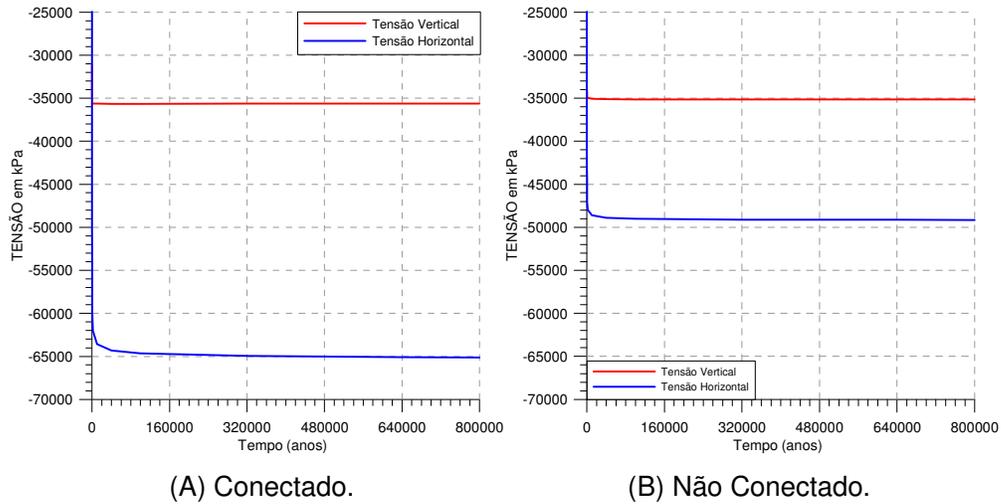


Gráfico 7.4 – Gráfico das Tensões Horizontais e Verticais versus Tempo na formação logo acima dos domos salinos.

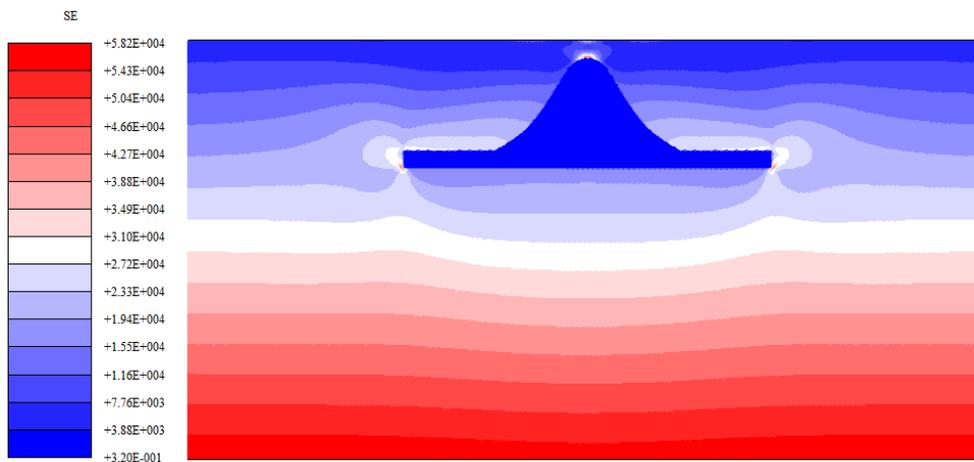


Figura 7.4 – Isomapa da Tensão de von Mises (kPa) para 2.000.000 anos para o modelo conectado a fonte de sal.

Na Figura 7.5 é apresentado o isomapa das tensões de cisalhamento, para o modelo conectado a fonte de sal, e podemos verificar que na interface sal/formação apresenta tensões cisalhantes elevadas. Através da tensão de cisalhamento e da tensão média (Figura 7.6) é possível identificar regiões com potencial risco ao se perfurar através delas, uma vez que regiões com elevada

tensão de cisalhamento e redução da tensão média podem indicar que o maciço estar próximo à resistência de falha, pois a redução da tensão média implica redução da resistência ao cisalhamento para o Critério de Mohr-Coulomb.

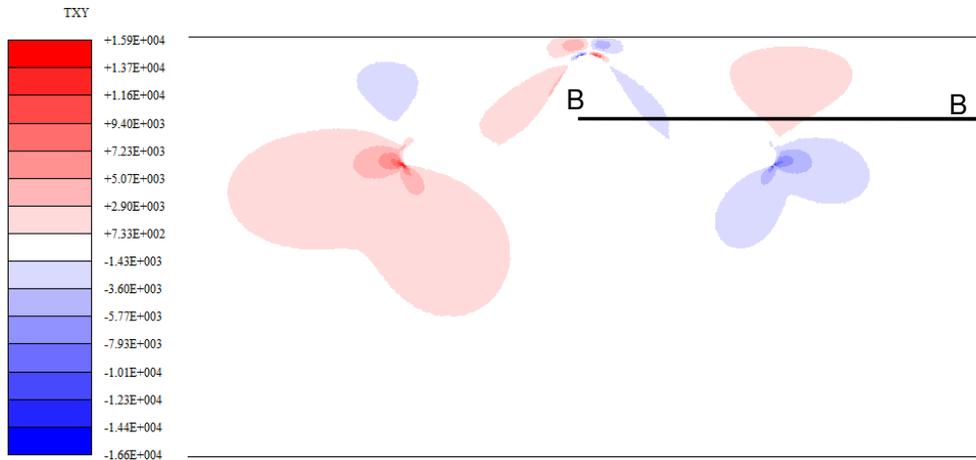


Figura 7.5 – Isomapa da Tensão de cisalhamento (kPa) para 2.000.000 anos para o modelo conectado a fonte de sal.

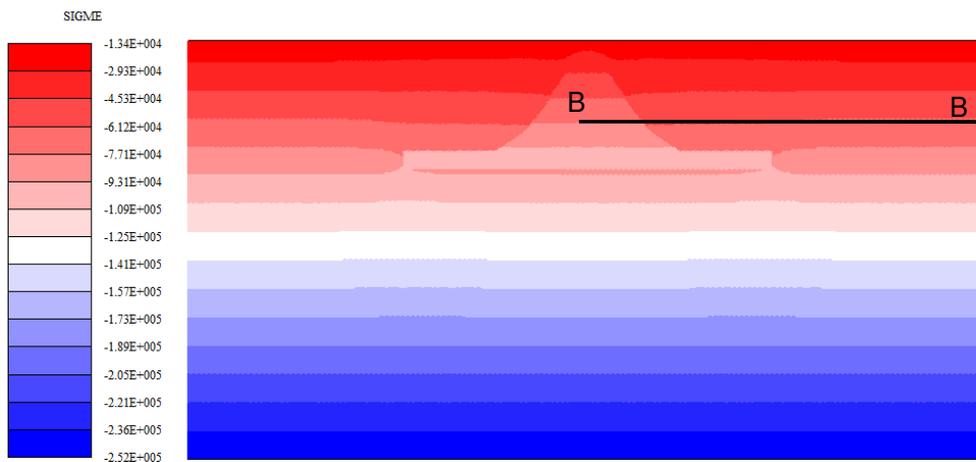


Figura 7.6 – Isomapa da Tensão média (kPa) para 2.000.000 anos para o modelo conectado a fonte de sal.

Observa-se no Gráfico 7.5 que as tensões de cisalhamento estão elevadas, ao mesmo tempo que, as tensões médias no maciço estão reduzidas com relação às tensões médias dentro do sal em ambos os modelos, como mostra o Gráfico 7.6, na seção longitudinal BB (ver Figura 7.5 e Figura 7.6, respectivamente). Observa-se ainda no Gráfico 7.6 que a magnitude e extensão da tensão média em ambos os modelos estão bem próximos.

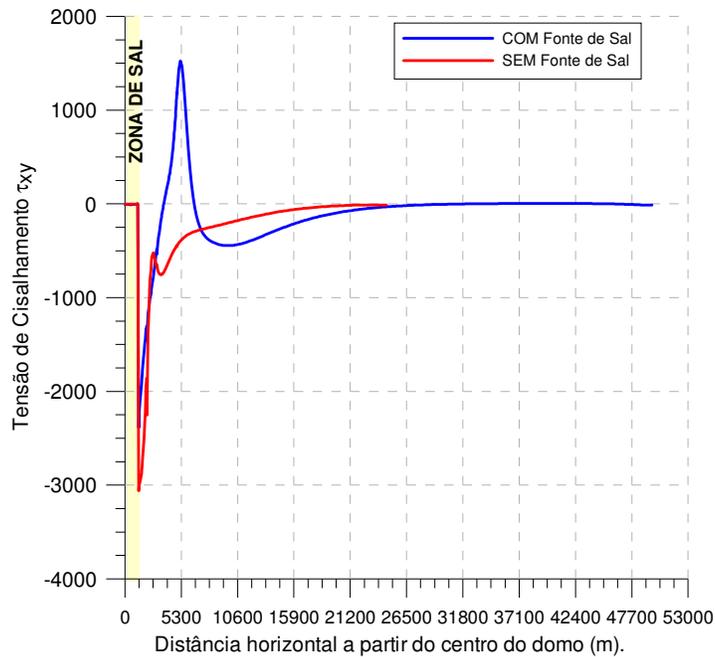


Gráfico 7.5 – Gráfico da tensão de cisalhamento ao longo da seção longitudinal BB (Profundidade de -4405m).

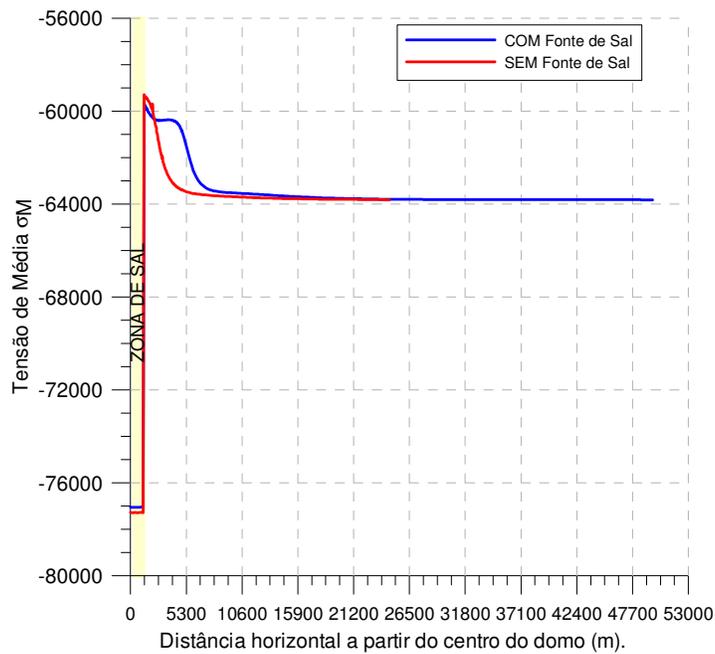


Gráfico 7.6 – Gráfico da tensão Média ao longo da seção longitudinal BB (Profundidade de -4405m).

Portanto, podem ocorrer problemas durante a perfuração de poços atravessando o domo salino e saindo nessa região, uma vez que o maciço pode

estar fraturado. Na comparação das tensões de cisalhamento do modelo com e sem fonte de sal observamos que a magnitude da tensão de cisalhamento e o raio de influência no maciço são maiores no modelo com fonte de sal na seção longitudinal a uma profundidade de -4405m.

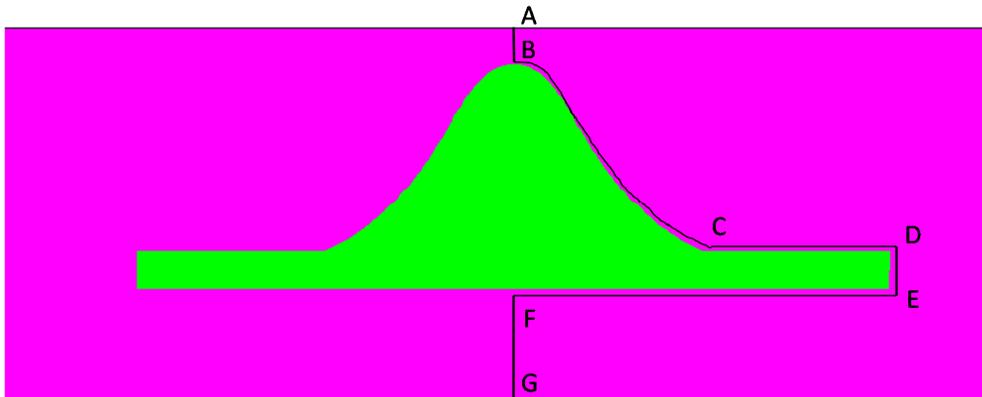


Figura 7.7 – Linha ABCDEFG ao longo da interface sal/formação para o modelo conectado a fonte de sal.

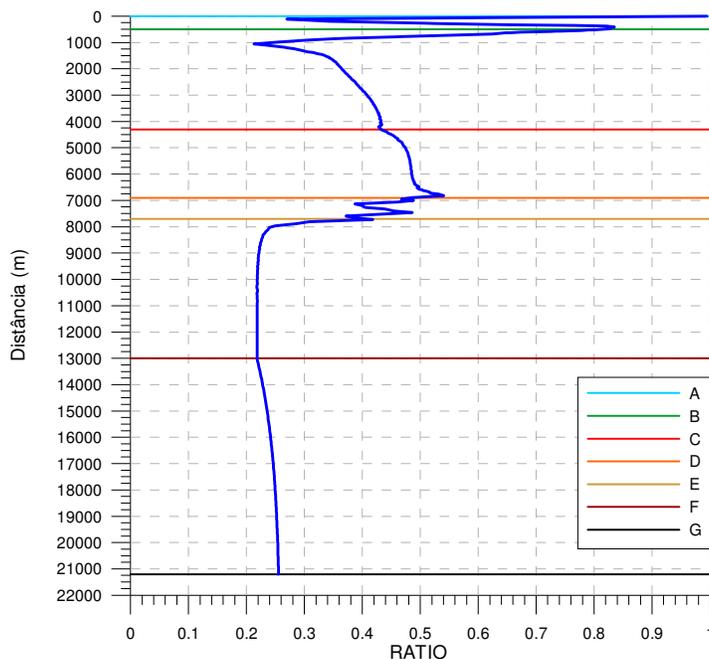


Gráfico 7.7 – Gráfico do RATIO ao longo da linha ABCDEFG para o modelo conectado a fonte de sal, ver a Figura 7.7.

Uma melhor avaliação das possíveis regiões fraturas no maciço é realizada utilizando o Índice de Plastificação (RATIO) discutido na seção 6.3.3. No Gráfico 7.7 temos o Índice de Plastificação ao longo da linha ABCDEFG mostrada na

Figura 7.7. Observa-se que a formação acima do domo salino se encontra plastificada, com $RATIO$ de 0.84 e 1, e no trecho BCDE da interface sal/formação apresenta um $RATIO$ significativo.

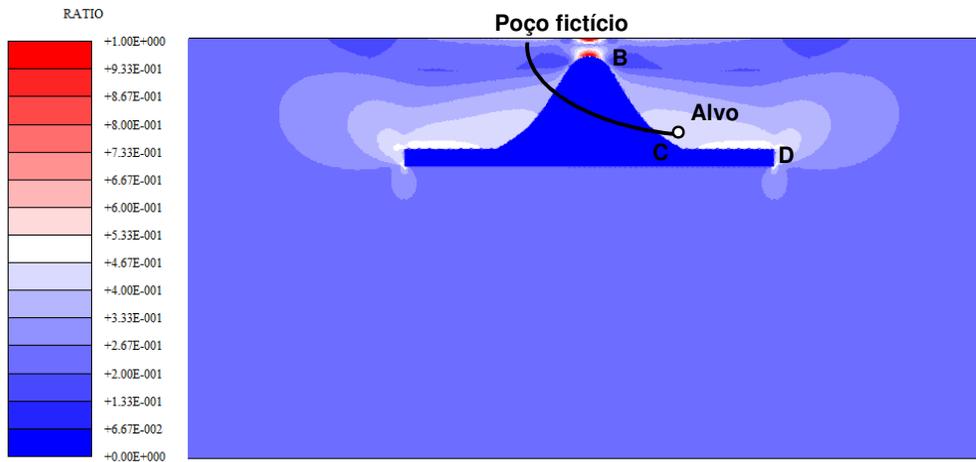


Figura 7.8 – Isomapa do Índice de plastificação ($RATIO$) para 2.000.000 anos para o modelo conectado a fonte de sal.

Observa-se na Figura 7.8 e no Gráfico 7.7 que o maciço acima do domo salino pode estar plastificado ($RATIO = 1.0$) e que na seção BCD o $RATIO$ varia de 0.20 a 0.82. Embora a região não esteja plastificada, o $RATIO$ nessa região é significativo e sugere possíveis zonas fraturas na formação adjacente.

Portanto, um poço sendo perfurado através do domo salino e saindo nessa região, como ilustrado na Figura 7.8, pode encontrar uma tensão horizontal reduzida (ver Figura 7.2) que combinada com um peso de fluido de perfuração inadequado para a região pode abrir fraturas existentes e ocasionar perda de circulação, por exemplo. Lembrando que as propriedades do fluido de perfuração podem não ter sido ajustas às novas condições e o gradiente de fratura está alterado. Além disso, podem surgir poro pressões anormais, aumentando o risco de *kick*. Sendo assim, caso o poço tivesse que seguir a trajetória indicada na Figura 7.8, precauções devem ser tomados para minimizar possíveis problemas.

O Gráfico 7.8 mostra como as tensões de cisalhamento para o modelo conectado a fonte de sal são altas no trecho BC e trecho DE (ver a Figura 7.7), como discutido anteriormente, principalmente próximo ao topo do domo salino (Ponto B) e na extremidade da fonte de sal (Trecho DE).

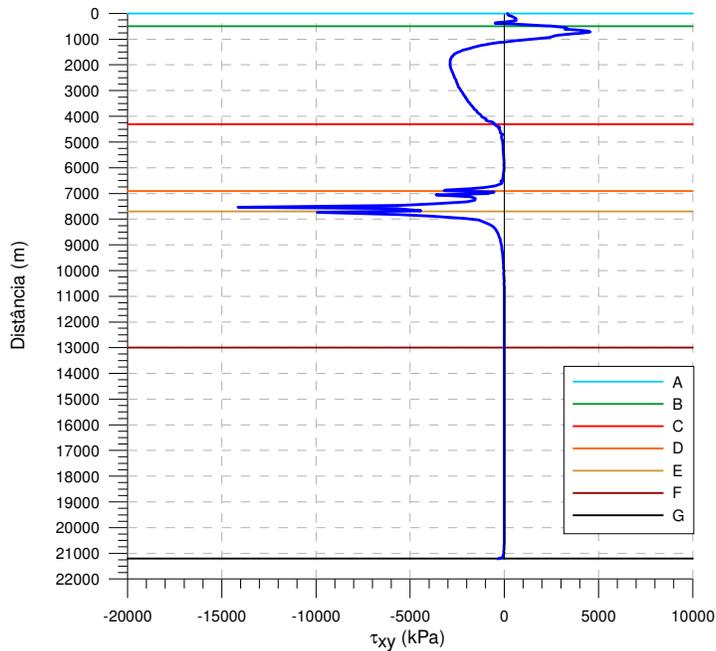
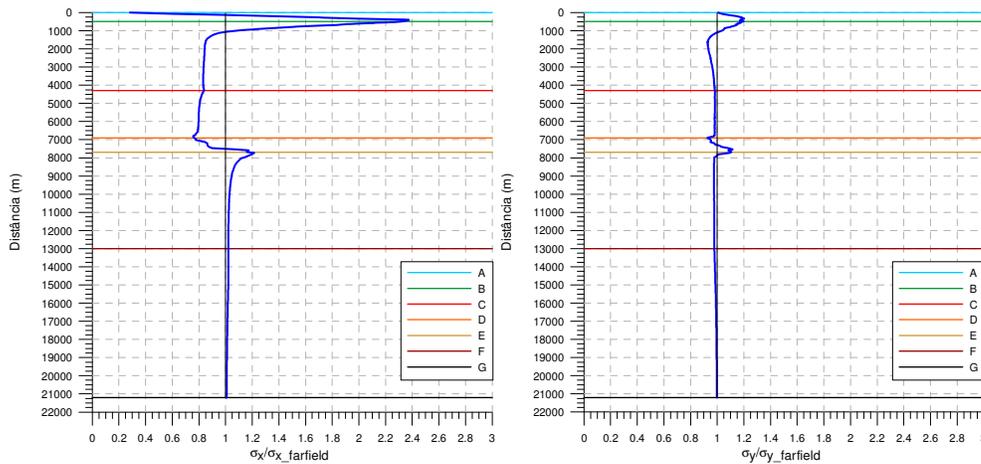


Gráfico 7.8 – Gráfico da Tensão de Cisalhamento ao longo da linha ABCDEFG para o modelo conectado a fonte de sal, ver a Figura 7.7.



(A) Tensão horizontal.

(B) Tensão vertical.

Gráfico 7.9 – Gráfico das tensões normalizados com relação as tensões longe da estrutura de sal ao longo da linha ABCDEFG para o modelo conectado a fonte de sal, ver a Figura 7.7.

O Gráfico 7.9 mostra a perturbação das tensões horizontais e verticais ao longo da interface sal/formação, para o modelo conectado a fonte de sal, mostrado na Figura 7.7 e normalizada com relação às tensões longe da estrutural de sal (*farfield*). Observa-se no Ponto B, localizado logo acima do domo salino, que a perturbação da tensão horizontal neste ponto é elevada ($\sim 2.376\sigma_{x_farfield}$), pois essa

região tem baixa resistência devido à perda de coesão causada pela movimentação do domo salino, além de menor soterramento, logo se encontra plastificada, como mostra o RATIO na Figura 7.8.

No trecho BCD a perturbação da tensão horizontal cai para $\sim 0.84\sigma_{x_farfield}$ à medida que se afasta do topo do domo salino e caminha pela interface sal/formação em direção à base do domo salino. No trecho EF (*rubble zone* abaixo do domo salino) a perturbação da tensão horizontal no Ponto E (extremidade da fonte de sal) é elevada ($\sim 1.215\sigma_{x_farfield}$) devido à descontinuidade e decai para o valor de *farfield* a medida que se aproxima do centro do domo salino (Ponto F).

No Gráfico 7.9 fica claro que os gradientes de pressão na interface sal/formação serão afetados, uma vez que as tensões ao longo dela estão perturbadas. Na Tabela 7.3 são apresentados os valores das tensões horizontais e verticais normalizadas com relação ao *farfield* dos pontos ABCDEFG.

Tabela 7.3 – Valores das tensão horizontal e tensão vertical normalizados com relação ao *farfield* ao longo da linha ABCDEFG, ver a Figura 7.7

Ponto	Prof.(m)	$\sigma_x/\sigma_{x_farfield}$	$\sigma_{x_farfield}$ (kPa)	$\sigma_y/\sigma_{y_farfield}$	$\sigma_{y_farfield}$ (kPa)
A	-2095.73	0.282	-17499	1.006	-21874
B	-2525.50	2.376	-24363	1.173	-30454
C	-5149.85	0.839	-72333	0.985	-90404
D	-5149.85	0.755	-72333	0.973	-90404
E	-5762.51	1.215	-84192	1.092	-105240
F	-5762.51	1.020	-84192	0.978	-105240
G	-13892.40	1.006	-231987	0.997	-289984

A Figura 7.9 mostra o isomapa do Índice de Plastificação (RATIO) e se observa que a região acima do domo salino no modelo sem fonte de sal está menos plastificada do que a região do modelo conectado a fonte de sal (ver Figura 7.8), em virtude da menor massa de sal se movendo. Além disso, os flancos do domo salino no modelo sem fonte de sal apresentam plastificação, o que não ocorre no modelo conectado a fonte de sal.

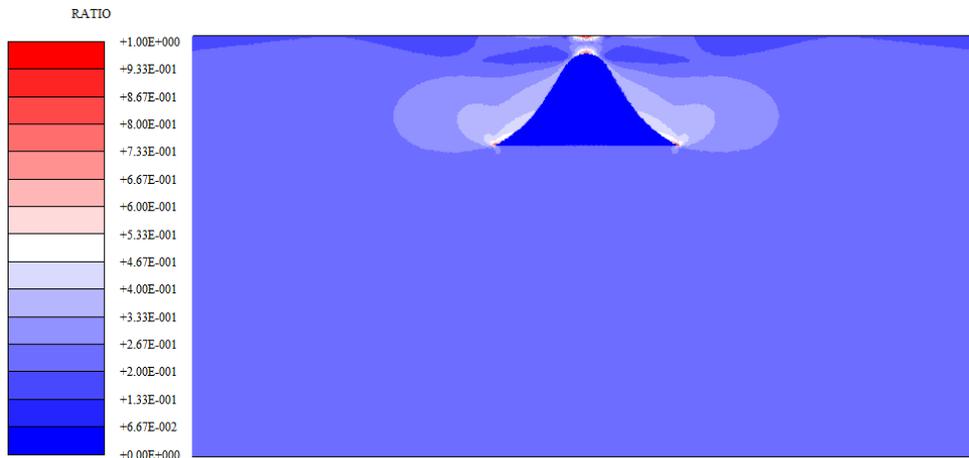


Figura 7.9 – Isomapa do Índice de plastificação (RATIO) para 2.000.000 anos para o domo salino não conectado a fonte de sal.

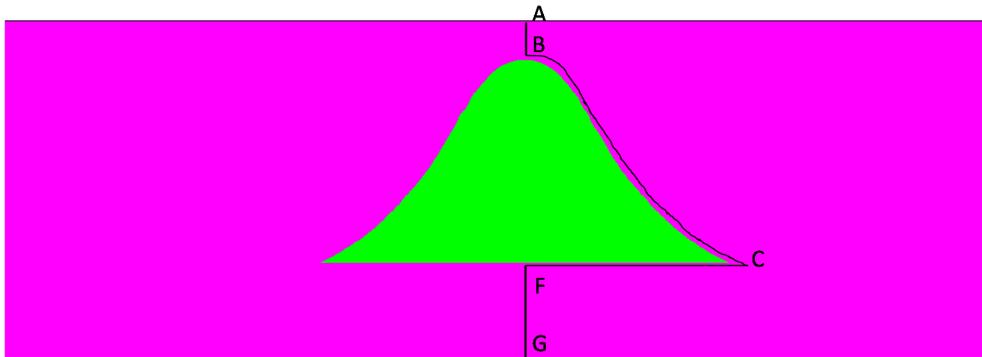


Figura 7.10 – Linha ABCFG ao longo da interface sal/formação.

No Gráfico 7.10 temos o RATIO para o modelo sem fonte de sal ao longo da Seção ABCFG mostrada na Figura 7.10. Observamos que a região acima do domo salino não chegou a plastificar (RATIO = 0.77) como ocorreu quando o domo está conectado a fonte de sal e mostrado no Gráfico 7.7. Porém o ponto C (flanco do domo salino) apresenta um RATIO igual a 0.61 e maior que o RATIO (0.44) do mesmo ponto no modelo conectado a fonte de sal. Isto ocorre porque as tensões de cisalhamento nos flancos do domo salino sem fonte de sal são maiores comparadas as tensões de cisalhamento no modelo conectado a fonte de sal. Observa-se ainda que o RATIO no trecho EFG (modelo com fonte de sal) e o trecho CFG (modelo sem fonte de sal), abaixo do domo salino, são bem semelhantes.

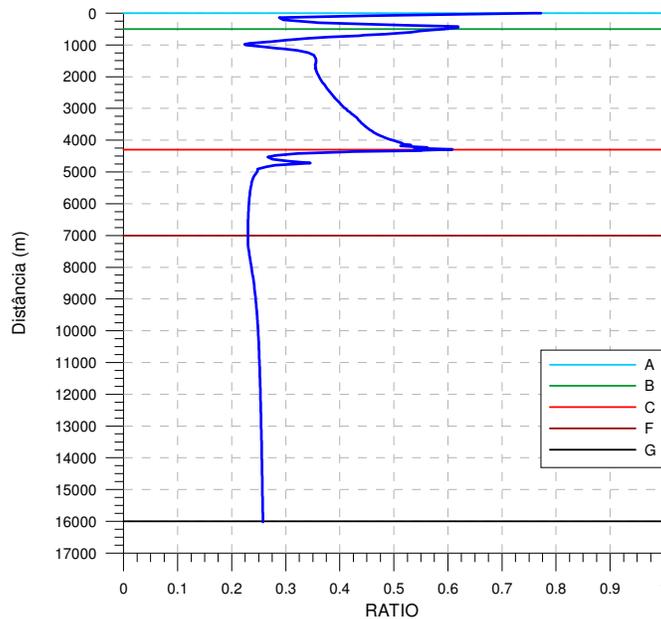
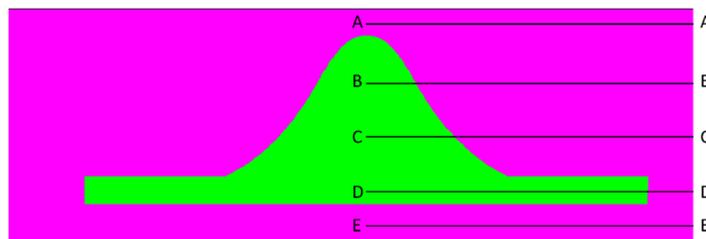
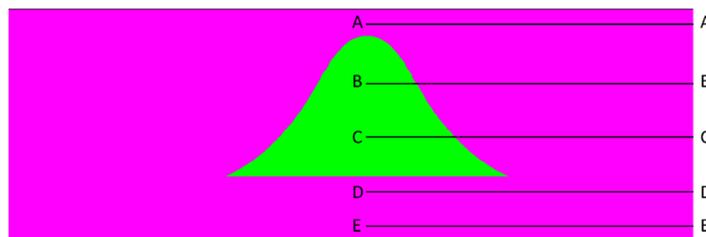


Gráfico 7.10 – Gráfico do RATIO ao longo da linha ABCFG, ver a Figura 7.10.

No Gráfico 7.11 ao Gráfico 7.15 são realizadas comparações da magnitude e extensão das perturbações das tensões horizontais e verticais do domo salino conectado ou não a fonte de sal em cinco seções longitudinais em diferentes profundidades mostradas na Figura 7.11: Seção AA (prof. -2285m), Seção BB (prof. -3345m), Seção CC (prof. -4405m), Seção DD (prof. -5462m) e Seção EE (prof. -5995m). Os resultados obtidos estão resumidos na Tabela 7.4.

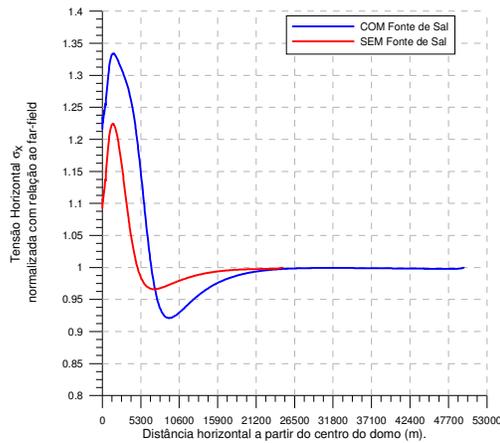


(A) Conectado.

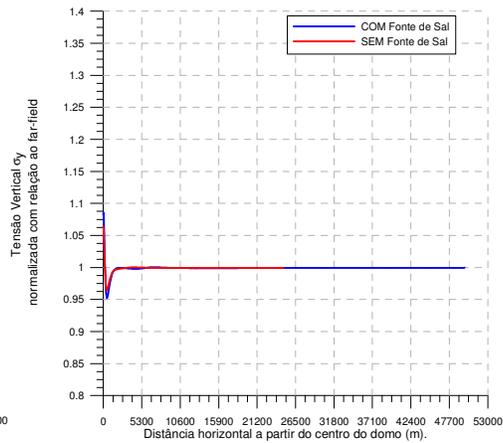


(B) Não conectado.

Figura 7.11 – Seções longitudinais a serem avaliadas.

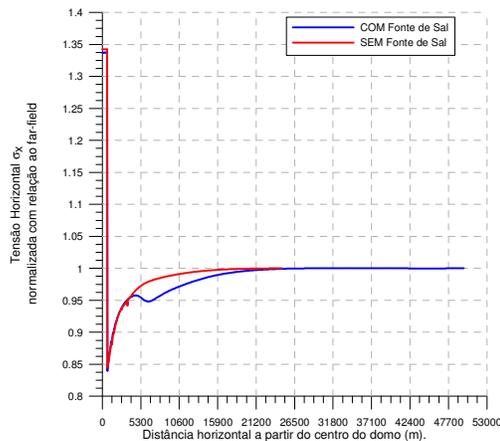


(A) Tensão Horizontal.

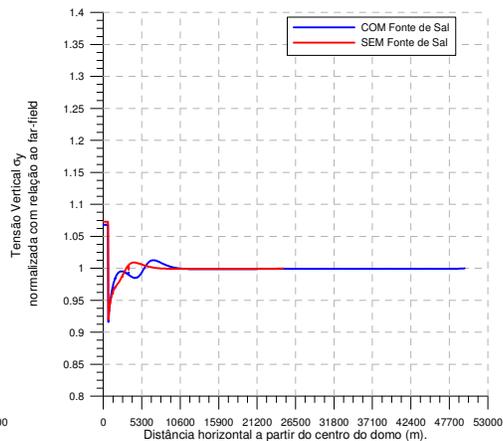


(B) Tensão Vertical.

Gráfico 7.11 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical ao longo da seção longitudinal AA (Profundidade de -2285m) normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal.

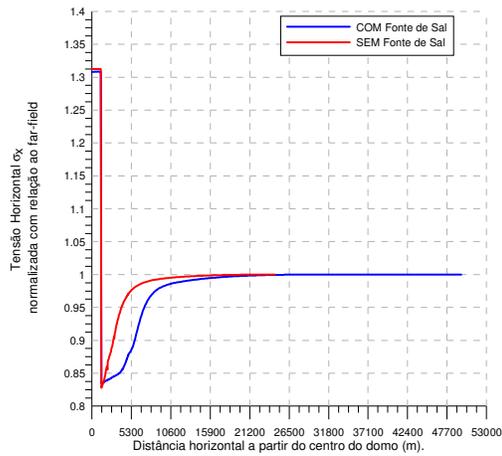


(A) Tensão Horizontal.

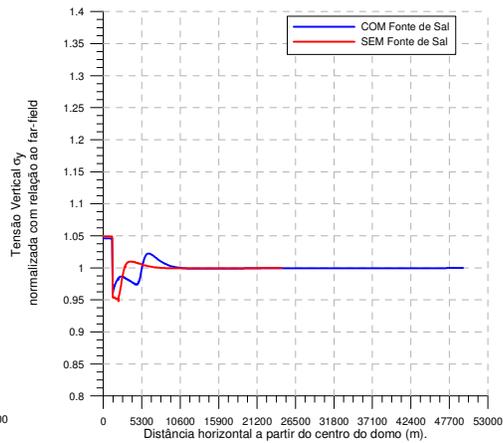


(B) Tensão Vertical.

Gráfico 7.12 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical ao longo da seção longitudinal BB (Profundidade de -3345m) normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal.

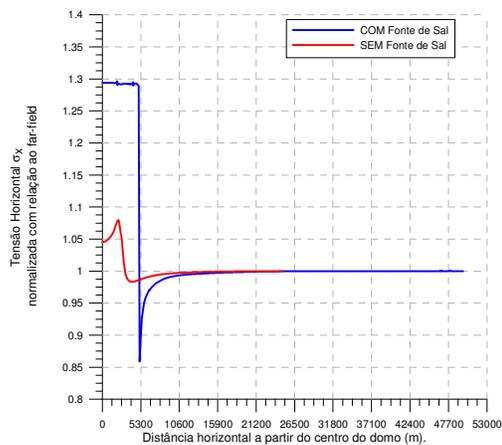


(A) Tensão Horizontal.

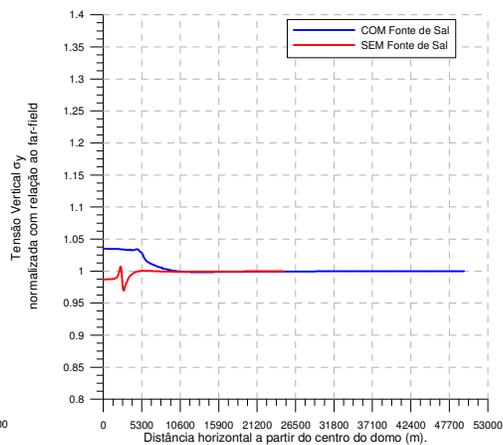


(B) Tensão Vertical.

Gráfico 7.13 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical ao longo da seção longitudinal CC (Profundidade de -4405m) normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal.

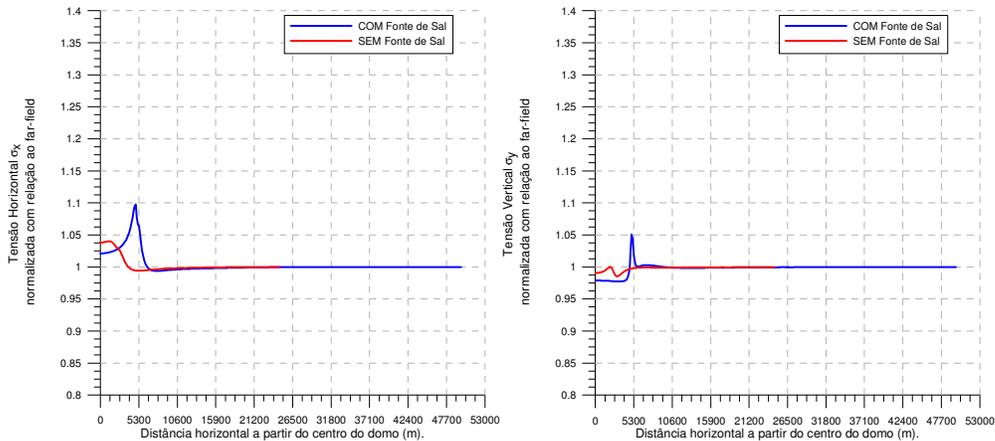


(A) Tensão Horizontal.



(B) Tensão Vertical.

Gráfico 7.14 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical ao longo da seção longitudinal DD (Profundidade de -5465m) normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal.



(A) Tensão Horizontal.

(B) Tensão Vertical.

Gráfico 7.15 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical ao longo da seção longitudinal EE (Profundidade de -5995m) normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal.

Tabela 7.4 – Comparação da magnitude e extensão da perturbação das tensões horizontais e verticais normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal entre os modelos com e sem fonte de sal.

PROF. (m)	$\sigma_x/\sigma_{x_farfield}$		$\sigma_{x_farfield}$ (kPa)	LX _{per}	$\sigma_y/\sigma_{y_farfield}$		$\sigma_{y_farfield}$ (kPa)	LY _{per}
	MIN	MAX			MIN	MAX		
DOMO SALINO COM FONTE DE SAL								
-2285	0.921	1.334	-20660	5.0L	0.952	1.086	-25813	2.0L
-3345	0.839	1.337	-39771	4.0L	0.916	1.068	-49733	2.5L
-4405	0.835	1.309	-58901	4.0L	0.960	1.046	-73644	2.5L
-5465	0.859	1.296	-78031	3.0L	0.998	1.035	-97555	2.5L
-5995	0.994	1.098	-87596	2.0L	0.977	1.051	-109528	3.0L
DOMO SALINO SEM FONTE DE SAL								
-2285	0.966	1.224	-20679	4.0L	0.964	1.064	-25826	1.0L
-3345	0.844	1.343	-39768	3.0L	0.920	1.073	-49754	2.0L
-4405	0.828	1.312	-58896	3.0L	0.951	1.049	-73660	1.5L
-5465	0.983	1.079	-78026	2.0L	0.970	1.007	-97567	1.0L
-5995	0.994	1.034	-87591	1.5L	0.985	1.000	-109517	1.0L

Na Tabela 7.4 é apresentado um resumo dos valores máximos e mínimos da perturbação das tensões horizontais e verticais normalizadas com relação às tensões longe da estrutural de sal (*farfield*), bem como o raio de influência da

perturbação das tensões em relação ao centro do domo salino para ambos os modelos. Com o objetivo de observar o comportamento das tensões acima e abaixo do domo salino foram criados os Gráfico 7.11 e Gráfico 7.15, respectivamente. Enquanto que os demais gráficos cortam o domo salino em diferentes profundidades para que as tensões na interface sal/formação sejam avaliadas.

Observa-se que a perturbação das tensões horizontais é maior no Gráfico 7.11 (seção acima do domo salino) do que no Gráfico 7.15 (seção abaixo do domo salino) para ambos os modelos. Isto ocorre, porque a região acima do domo recebe energia da estrutura de sal e, conseqüentemente, parte da formação acima do sal tende a plastificar como observado na Figura 7.8 e Figura 7.9. A Tabela 7.4 também mostra o raio de influência da perturbação das tensões, para o modelo conectado a fonte de sal, é de ~27km ou 5 vezes a largura da base do domo salino ($L = 5300\text{m}$) acima do domo (ver Gráfico 7.11) e de ~16km ou 3L abaixo do domo (ver Gráfico 7.15), medido a partir do centro do domo salino. Além disso, vemos que a extensão da perturbação diminui para 3L e 1.5L, respectivamente, para o modelo sem a fonte de sal.

Para o modelo conectado a fonte de sal, devido ao efeito de borda, à medida que o Gráfico 7.15 se aproxima da extremidade da fonte de sal (distância horizontal de 5300m em relação ao centro do domo salino), a perturbação da tensão horizontal vai aumentando exponencialmente até o valor de $\sim 1.10\sigma_{x_farfield}$, e tão logo começa a se distanciar da fonte de sal a perturbação cai rapidamente para valores próximos de $\sigma_{x_farfield}$. No modelo sem a fonte sal, observa-se que a perturbação da tensão horizontal inicial igual a $\sim 1.04\sigma_{x_farfield}$ e cai para a tensão *far-field* à medida que a distância aumenta. No caso da tensão vertical, a perturbação da tensão abaixo do domo salino conectado a fonte de sal segue aproximadamente igual ao valor *farfield* ($0.977\sigma_{y_farfield}$) até próximo à extremidade da fonte de sal, onde há um pico na perturbação das tensões, para o valor de $\sim 1.05\sigma_{y_farfield}$, caindo logo em seguida para valores próximos do *farfield*. Para o modelo sem fonte de sal as tensões são praticamente iguais às tensões *farfield*. Destaca-se que o gráfico não está passando pelo sal no modelo sem fonte sal.

Nos Gráfico 7.12, Gráfico 7.13 e Gráfico 7.14, para o modelo conectado a fonte sal, observa-se que as tensões horizontais dentro da estrutura de sal estão perturbadas na ordem de $1.30\sigma_{x_farfield}$. Já as tensões verticais, a perturbação é menor quando comparada com a perturbação da tensão horizontal, variando de $1.07\sigma_{y_farfield}$ (profundidade de -3345) a $1.04\sigma_{y_farfield}$ (profundidade de -5465).

Porém, independente da profundidade analisada, vemos que a extensão das perturbações são aproximadamente as mesmas, ~21km ou de 4 vezes a largura da base do domo salino ($L = 5300\text{m}$) para as tensões horizontais e ~13km ou 2.5L para as tensões verticais.

Observa-se ainda, que tão logo os gráficos saem de dentro da estrutura salina, a perturbação das tensões horizontais cai para valores na ordem de $0.84\sigma_{x_farfield}$ e variam de $0.92\sigma_{y_farfield}$ a $0.99\sigma_{y_farfield}$ para as tensões verticais na região da interface sal/formação. Para o modelo sem a fonte sal, observa-se que a perturbação das tensões dentro do sal são aproximadamente as mesmas nos Gráfico 7.12 e Gráfico 7.13. No Gráfico 7.14 a magnitude da perturbação das tensões diminui, uma vez que o gráfico não está atravessando o sal.

Na Tabela 7.4 vemos ainda que a extensão da perturbação das tensões (raio de influência em relação ao centro do domo salino) é menor, na ordem de 1 vez a largura da base do domo salino ($L = 5300\text{m}$), no modelo sem fonte de sal, uma vez que a fonte de sal altera o estado de tensões acima e abaixo dela. Além disso, a magnitude da perturbação das tensões no maciço logo acima do domo (PROF. -2285m) também é menor compara ao modelo de domo salino com fonte de sal, principalmente a tensão horizontal. Em contrapartida, a perturbação das tensões no sal está levemente maior no modelo sem a fonte de sal.

O poço fictício discutido anteriormente (ver Figura 7.8) tem como alvo fictício um ponto a 2600m a direita do centro do domo salino e a uma profundidade de -4600m. Logo se encontra em uma região onde as tensões se encontram perturbadas devido à presença da estrutura de sal. Observando o Gráfico 7.13 para a profundidade -4405m, vemos que próximo ao alvo do poço fictício a tensão horizontal está perturbada na ordem de $\sim 0.85\sigma_{x_farfield}$ para o domo salino conectado a fonte de sal e de $\sim 0.90\sigma_{x_farfield}$ para o domo salino sem fonte de sal. Já as tensões verticais no modelo conectado a fonte de sal a perturbação são na ordem de $\sim 0.97\sigma_{y_farfield}$ e de $\sim 1.03\sigma_{y_farfield}$ para o modelo sem fonte de sal.

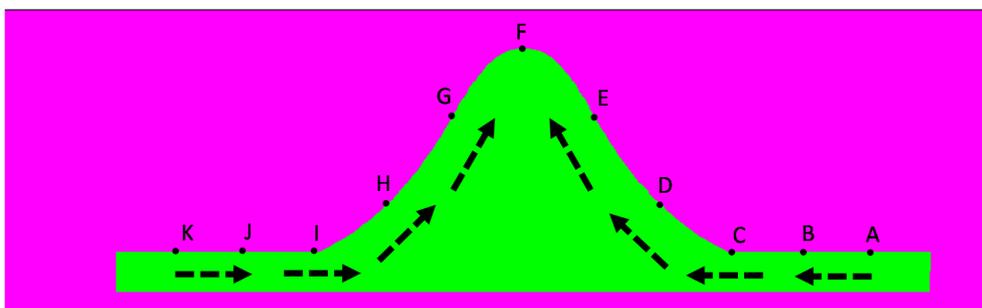


Figura 7.12 – Tendência natural de deslocamento do domo salino.

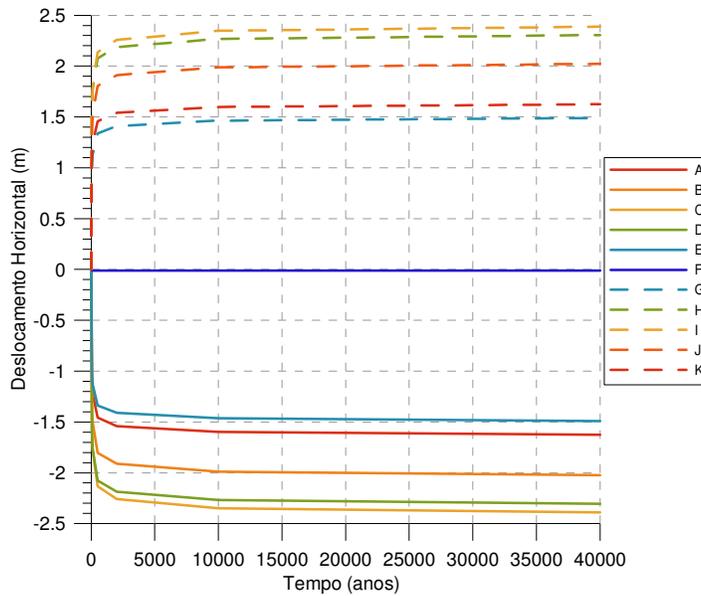


Gráfico 7.16 – Gráfico do Deslocamento Horizontal X STEP TIME dos pontos A, B, C, D, E, F, G, H, I, J e K, mostrados na Figura 7.12.

A Figura 7.12 mostra a tendência natural de deslocamento de um domo salino, que é observada nos gráficos dos deslocamentos versus tempo de simulação, Gráfico 7.16 e Gráfico 7.17 e na Figura 7.13. O Gráfico 7.16 mostra o deslocamento horizontal dos pontos A, B, C, D, E, F, G, H, I, J e K ao longo do tempo de simulação. O deslocamento horizontal aumenta do ponto A/K até o ponto C/I (valor máximo igual a 2.43m), em seguida começa a diminuir até zero (ponto F), mostrando a compressão do domo salino.

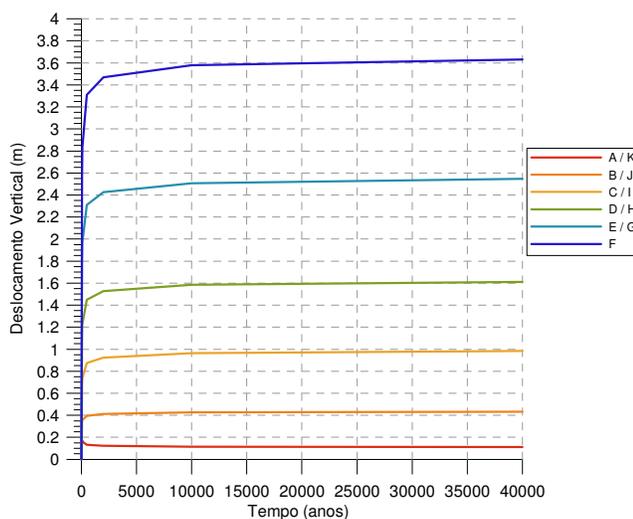


Gráfico 7.17 – Gráfico do Deslocamento Vertical versus Tempo dos pontos A, B, C, D, E, F, G, H, I, J e K, mostrados na Figura 7.12.

Os deslocamentos horizontais dos pontos D/H e E/G diminuem porque o deslocamento vertical começa a controlar o fluxo ascendente de sal, como observado na Figura 7.13. Como esperado o valor máximo do deslocamento vertical é no topo do domo e igual a 3.67m (Ponto F) e devido a simetria do modelo o deslocamento horizontal é nulo.

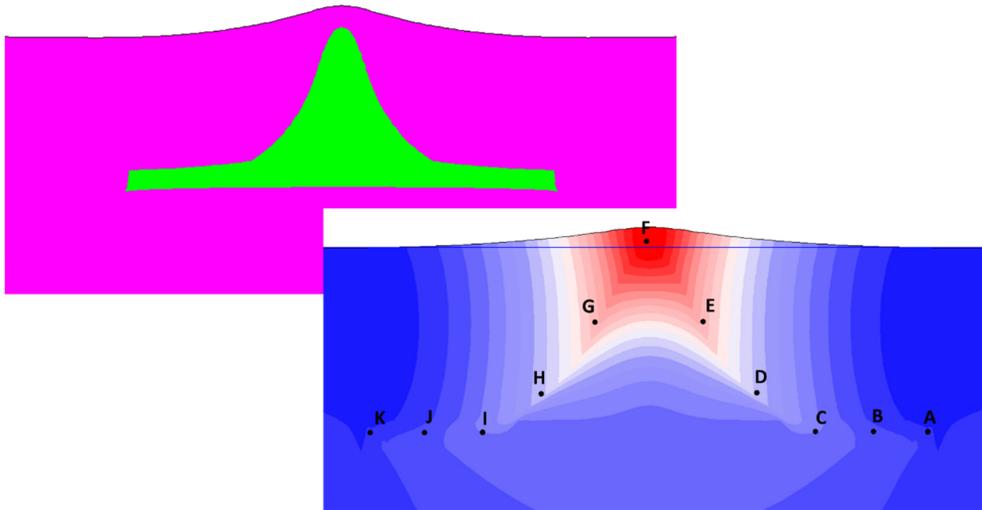


Figura 7.13 – Isomapa dos Deslocamentos de verticais do domo salino (fator de deformação = 100).

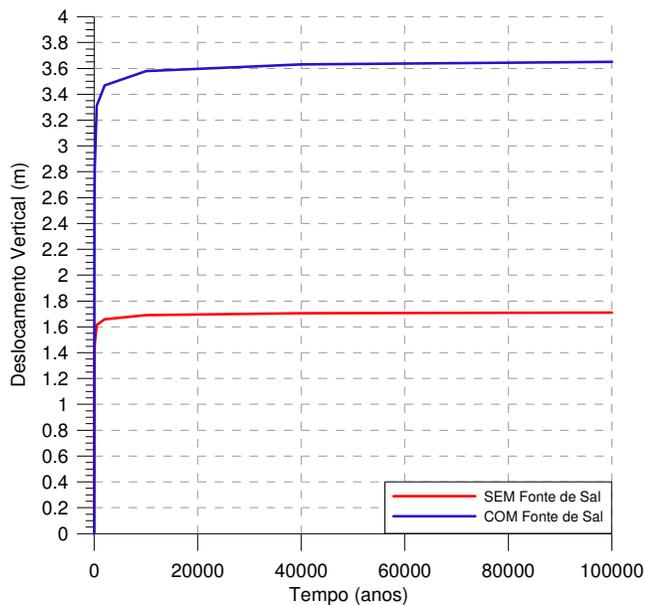


Gráfico 7.18 – Deslocamento Vertical versus Tempo do ponto F (Topo do domo salino) mostrados na Figura 7.12.

O Gráfico 7.18 mostra a diferença entre o deslocamento vertical no topo do domo salino (ponto F mostrado na Figura 7.12) ao longo do tempo de simulação para os dois modelos. Como esperado, o modelo conectado a fonte de sal tem maior deslocamentos (3.67m), aproximadamente duas vezes maior que o modelo sem fonte de sal (1.72m) em razão do deslocamento de uma maior massa de sal.

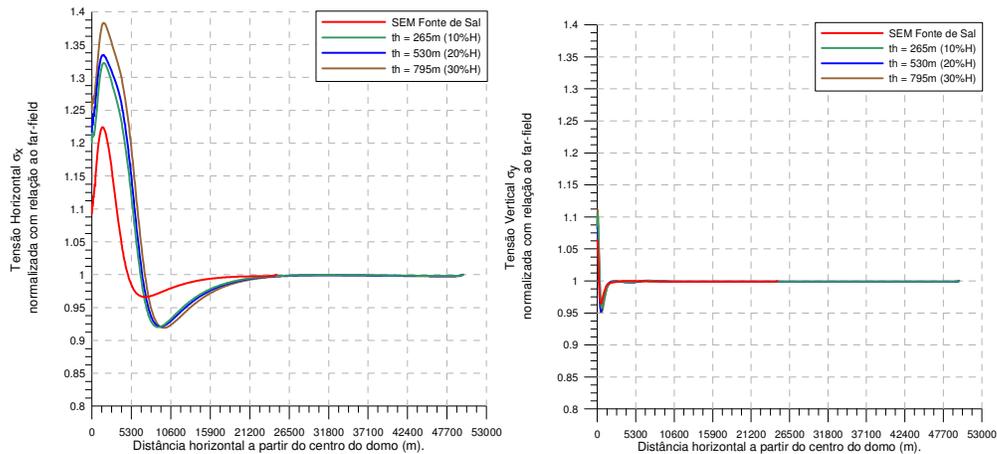


Gráfico 7.19 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical ao longo da seção longitudinal AA (Profundidade de -2285m) normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal para espessuras de fonte sal diferentes.

No Gráfico 7.19 é avaliada a influência da espessura da fonte de sal sobre o estado de tensões em duas seções longitudinais: Seção AA acima do domo salino com profundidade de -2285m e Seção CC cortando o domo salino na profundidade de -4405m. Os resultados do modelo sem fonte de sal foram comparados com modelos conectados a uma fonte de sal com espessuras iguais a 265m (10% H), 530m (20% H) e 795m (30% H).

Nos Gráfico 7.19 e Gráfico 7.20 se observa que a extensão da perturbação para os modelos variando a espessura da fonte de sal é praticamente a mesma. Como discutido anteriormente, a extensão da perturbação do domo sem fonte de salina é menor. Contudo, a magnitude das perturbações aumenta à medida que a espessura da fonte de sal também aumenta na Seção AA, principalmente as tensões horizontais acima do domo salino (Gráfico 7.19). Já a magnitude da perturbação das tensões na Seção CC, que atravessa o domo salino (Gráfico 7.20), tem um aumento pouco significativo.

Portanto, fica claro a diferença em se considerar ou não o domo salino conectado a uma fonte de sal. Visto que a extensão da perturbação é maior nos

modelos conectados a fonte de sal e que a magnitude das tensões na formação acima do domo salino aumenta à medida que a espessura da fonte de sal é maior.

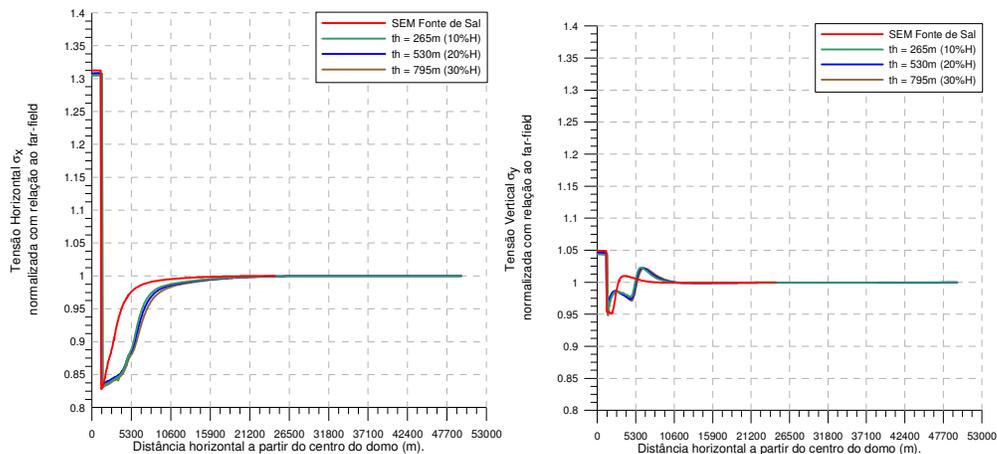


Gráfico 7.20 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical ao longo da seção longitudinal EE (Profundidade de -4405m) normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal para espessuras de fonte sal diferentes.

7.3.

Análise da Trajetória de Poços Fictícios Próximos ou Atravessando Zonas de Sal (ou Influência do Estado de Tensões na Perfuração de Poços).

Nesta seção é realizada uma discussão geral da influência do estado de tensões em três diferentes trajetórias de poços fictícios atingindo o mesmo alvo, como mostra a Figura 7.14, e os potenciais riscos encontrados em cada trajetória, avaliando o estado de tensões ao longo do poço quanto à sua estabilidade. O alvo encontra-se a 2600m a direita do centro do domo salino modelado na seção 7.2 e a uma profundidade de -4600m.

O poço deve atravessar regiões com menor risco de problemas geomecânicos e a decisão da melhor trajetória dependerá das informações disponíveis, *e.g.*, logs, LOT, FIT, curvas de gradiente de pressões e estado de tensões *in situ*, bem como a experiência e conhecimento da região onde o poço deve atravessar.

Devido à movimentação do sal, comprimindo a formação adjacente, zonas de alta pressão podem se formar e gerar regiões com potencial risco de perda de circulação, podem levar a um *kick* caso haja acumulação de óleo, gás ou água. Além disso, podem existir camadas de formação permeável e isolada dentro do

sal, cujo fluido contido nessas camadas pode estar submetido à pressão anormal devido ao peso da sobrecarga e/ou movimentação do sal e também levar ao *kick* (ROCHA & AZEVEDO, 2009). Estas zonas de pressão anormal dentro do domo salino e devido à movimentação do sal são difíceis de detectar e trazem grandes riscos durante a perfuração através ou próximo a estruturas de sal. Outro problema é o gradiente de fratura ao atravessar zonas de sal, uma vez que este pode estar alterado tanto acima, como abaixo do sal, como discutido na seção 2.2.6.

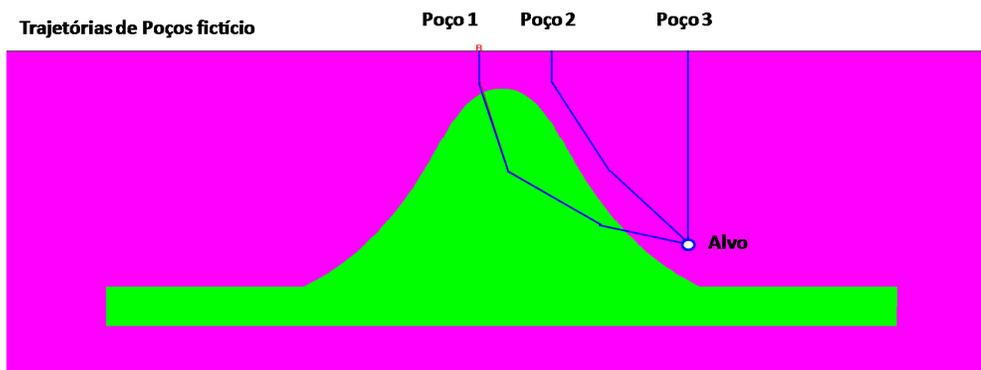


Figura 7.14 – Três possíveis trajetórias de poços fictícios atingindo o mesmo alvo.

Devido à sua simplicidade, um dos métodos utilizados para calcular o gradiente de fratura em poços é Método da Tensão Mínima (ROCHA & AZEVEDO, 2009; BORGES, 2008), onde o gradiente de fratura (G_F) é estimado com sendo função dos gradientes de sobrecarga (G_{OV}) e de pressões de poros (G_P) e da razão entre a tensão efetiva horizontal e tensão efetiva vertical (K):

$$G_F = G_P + K(G_{OV} - G_P) \quad (7.1)$$

onde

$$K = \frac{(\sigma_h - P_p)}{(\sigma_v - P_p)} \quad (7.2)$$

Em alguns casos o gradiente de fratura pode ser maior que o gradiente de sobrecarga (ROCHA & AZEVEDO, 2009).

Como dito no Capítulo 5 a tensão vertical é considerada a tensão principal maior. Porém, devido à alteração do estado de tensões provocado pela movimentação do sal, a tensão vertical pode deixar de ser a tensão principal maior na formação adjacente. Além disso, a tensão de cisalhamento pode estar elevada e isto pode fragilizar a formação adjacente criando as chamadas *Rubble Zones*.

Esta região de rocha fragilizada apresenta grande potencial risco de perda de circulação durante a perfuração do poço (FREDRICH *et. al.*, 2003; WILLSON & FREDRICH, 2005; ROCHA & AZEVEDO, 2009).

Sendo assim, a razão K pode atingir valores maiores que 1.0, pois a tensão vertical deixa de ser a tensão principal maior, como assumido inicialmente. Desta forma, segundo Rocha & Azevedo (2009), enquanto a perfuração dentro do sal ocorre sem problemas relacionados ao gradiente de fratura, a perfuração na formação adjacente pode levar a perdas de circulação.

Estes são alguns dos problemas relacionados ao se perfurar através ou próximo a estruturas de sal. Outros problemas foram discutidos na seção 2.2.6. A seguir é realizada uma breve discussão dos resultados dos três poços fictícios mostrados na Figura 7.14.

7.3.1.

Poço Fictício 1.

O poço fictício 1 é um poço direcional cuja trajetória escolheu-se passar através da estrutura de sal, com ilustra a Figura 7.14. O poço tem início à 300m a esquerda do centro domo salino, seguindo verticalmente até a distância de 350m em relação ao piso marinho, quando tem o primeiro ganho ângulo e logo em seguida atravessa uma extensão de ~2750m de sal.

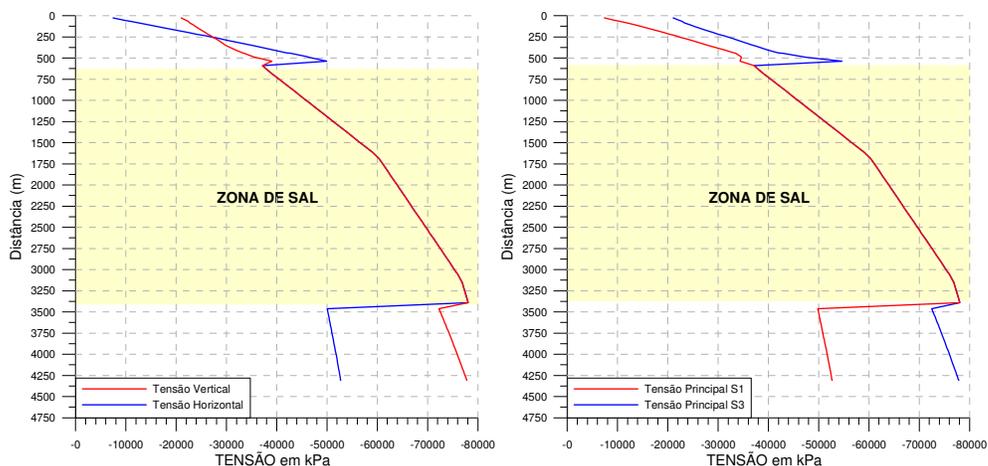


Gráfico 7.21 – Gráfico das Tensões Horizontais, Verticais e Principais ao longo da trajetória no poço fictício 1, ilustrado na Figura 7.14.

No Gráfico 7.21 podemos observar que a tensão vertical deixa de ser a tensão principal maior (S3) na região acima do domo salino. No presente trabalho, a tensão principal maior é a S3, assumindo-se a convenção do círculo do Mohr mostrado na Figura 7.15.

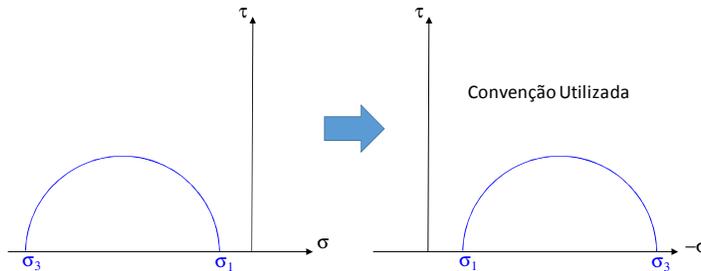


Figura 7.15 – Convenção do Círculo de Mohr.

Como mostra na Eq. (7.1), o gradiente de fratura pode ser calculado de forma simples através da razão K entre a tensão horizontal e tensão vertical. O Gráfico 7.22 mostra a razão K ao longo do poço fictício 1. Observamos que entre a distância de 250m a 600m o valor de K é maior que 1.0, chegando a valores de ~ 1.30 na distância de 500m ao longo da trajetória do poço, ou seja, a tensão vertical é a tensão principal menor nesse trecho.

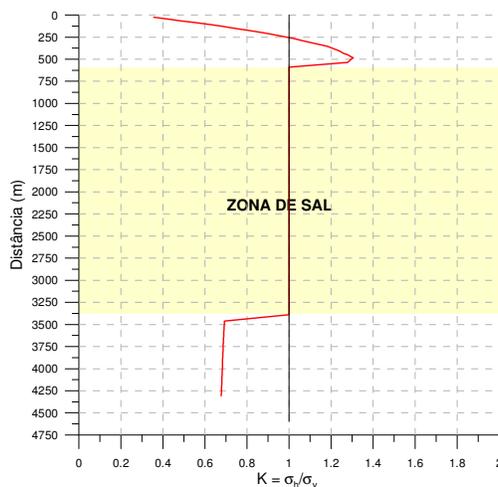


Gráfico 7.22 – Relação K entre a Tensão Horizontal e da Tensão Vertical ao longo da trajetória no poço fictício 1.

Segundo Rocha & Azevedo (2009) a fratura tende a abrir perpendicularmente à direção da menor tensão *in situ*. Portanto, no trecho de 250 a 600m, a fratura que poderia ser formada é horizontal. Quando o poço sai da zona de sal o valor de K cai para ~ 0.70 e a tensão horizontal passa a ser a tensão

principal menor e a fratura deve se desenvolver na direção perpendicular à direção da menor tensão, ou seja, pode desenvolver-se uma fratura vertical no trecho. Ainda segundo os autores, como se partiu da premissa que a tensão horizontal máxima é igual a mínima, a direção da fratura nesse trecho será dada pela heterogeneidade da rocha.

Tendo o gradiente de sobrecarga e de pressão de poros poderíamos obter o gradiente de fratura para o poço fictício 1 conforme a Eq. (7.1), considerando a alteração do estado de tensões provocado pela halocinese. Conforme visto acima, o gradiente fratura do poço fictício 1 está afetado ao atravessar a zona de sal e isto pode levar a problemas durante a perfuração de poços.

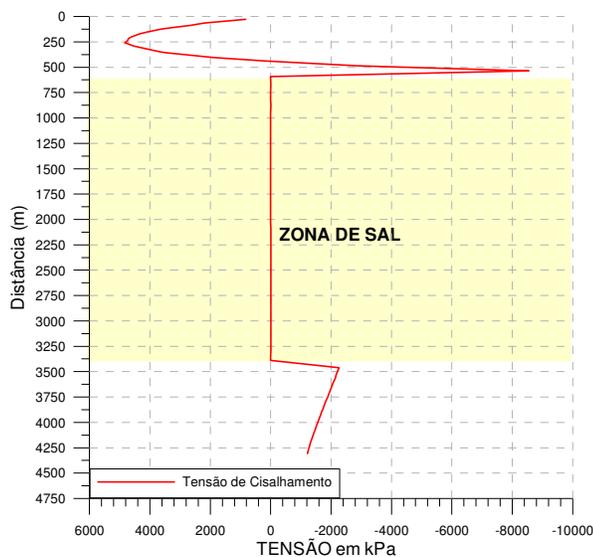


Gráfico 7.23 – Gráfico da Tensão de Cisalhamento ao longo da trajetória no poço fictício 1, ilustrado na Figura 7.14.

Voltando ao Gráfico 7.21 vemos que a tensão horizontal está reduzida na zona depois do sal, bem com as tensões de cisalhamento estão elevadas, como mostra o Gráfico 7.23. Portanto, como dito anteriormente o poço fictício 1 pode estar atravessando as chamadas *Rubble Zones*, região de rocha fragilizada com grande potencial de risco de perda de circulação. Além da possibilidade de atravessar regiões com pressões anormais devido à movimentação do sal, regiões com os gradientes de pressões alterados antes e depois do sal e problemas de fechamento do poço devido à fluência do sal.

7.3.2.

Poço Fictício 2.

O poço fictício 2 também é um poço direcional com início a 900m à direita do centro domo salino seguindo verticalmente até a distância de 430m em relação ao piso marinho, quando tem o primeiro ganho ângulo, com sua trajetória margeando a estrutura e sal a uma distância de ~290m, como ilustra a Figura 7.14. A trajetória do poço fictício 2 passa por uma região com menor risco de perda de circulação acima do domo salino, comparada a trajetória do poço fictício 1. Contudo passa por uma região aonde o maciço possivelmente se encontra fraturado, o que traz um grande risco de instabilidade ao poço.

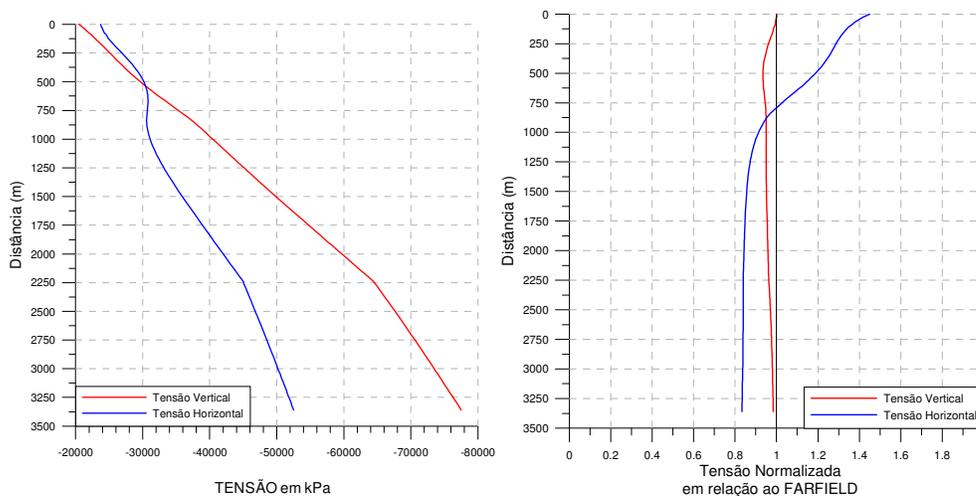


Gráfico 7.24 – Gráfico da Tensões Horizontais e Verticais ao longo da trajetória no poço fictício 2, ilustrado na Figura 7.14.

No Gráfico 7.24 temos o estado de tensões ao longo do poço fictício 2, bem como as tensões normalizadas em relação as tensões *farfield*. Nele vemos que as tensões horizontais estão alteradas na ordem de 0.85 a 1.45 e as tensões verticais na ordem de 0.90 a 1.00 com relação às tensões *farfield*.

A tensão de cisalhamento ao longo da trajetória do poço está elevada em alguns trechos e a menor tensão principal (S1) está reduzida no trecho próximo ao topo do domo salino (entre a distância de 600m a 1000m ao longo da trajetória do poço), como mostra o Gráfico 7.25. Segundo Luo *et. al.* (2012) estas situações podem levar a instabilidade do poço, pois pode não haver uma janela operacional segura (estreita) ao atravessar essas regiões.

Portanto, embora a trajetória do poço fictício 2 evite passar por regiões com grande risco de perda de circulação, como ocorre no poço fictício 1, a sua trajetória atravessa uma região com potencial de instabilidade do poço. No trecho de 600 a 1000m (ver Gráfico 7.25) os problemas de instabilidade do poço tende a ocorrer devido à tensão principal menor (S1) está reduzida. Enquanto que, na interface sal/formação os problemas de instabilidade do poço tendem a ocorrer devido a elevada tensão cisalhamento.

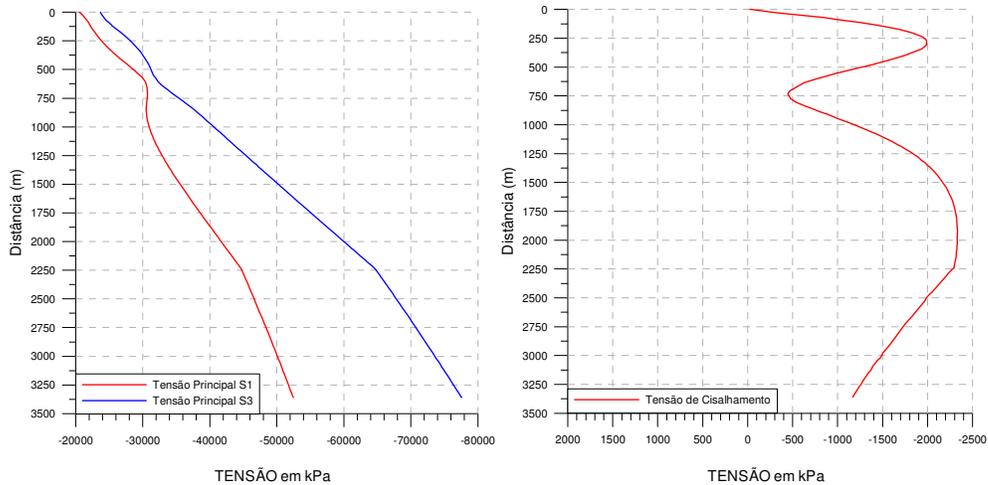


Gráfico 7.25 –Tensão Principais e a Tensão de Cisalhamento ao longo da trajetória no poço fictício 2.

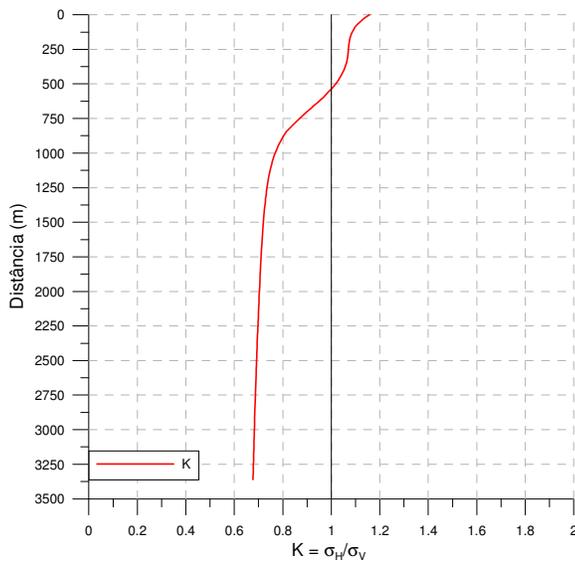


Gráfico 7.26 – Relação K entre a Tensão Horizontal e da Tensão Vertical ao longo da trajetória no poço fictício 2.

Quanto ao gradiente de fratura, vemos no Gráfico 7.26 que a razão K é maior que 1.0 no trecho de 0 a 500m, onde o maior valor da razão K se encontra no topo do maciço e é igual a ~ 1.20 . Comparando como a razão K e os gráficos das tensões do poço fictício 1, vemos que o poço fictício 2 apresenta um menor risco de perda de circulação, visto que não atravessa regiões com redução de tensão horizontal e os gradientes de fraturas estão alterados, embora a razão K (0.70 a 1.20) esteja bem próxima da razão do poço fictício 1 (0.40 a 1.30).

7.3.3.

Poço Fictício 3.

O poço fictício 3 é um poço vertical localizado a 2500m a direita do centro do domo salino, onde sua trajetória não atravessa o domo salino, como ilustra a Figura 7.14. A sua trajetória evita atravessar regiões que apresentam gradientes de pressão alterados devido ao movimento do sal, regiões com grande potencial de perda de circulação e regiões fraturadas que trazem grande risco de instabilidade ao poço.

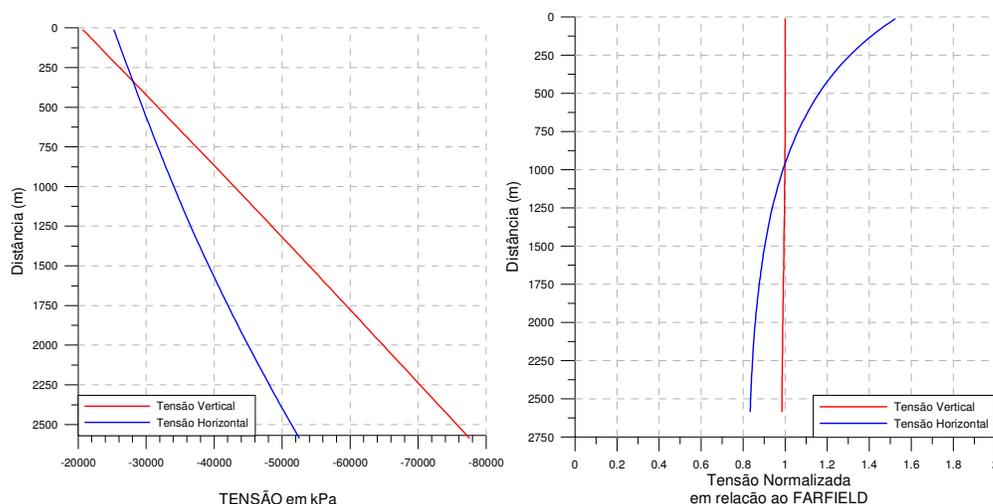


Gráfico 7.27 – Gráfico da Tensões Horizontais e Verticais ao longo da trajetória no poço fictício 3, ilustrado na Figura 7.14.

Observa-se no Gráfico 7.27 que a tensão vertical ao longo do poço fictício 3 praticamente não está alterado com relação as tensões *farfield*. Contudo, as tensões horizontais ainda se encontram bastante alteradas com relação ao *farfield*, chegando a valores de $\sim 1.50\sigma_{x_farfield}$. Analisando a Tabela 7.4 do Seção 7.2, vemos que a extensão da perturbação das tensões para o domo salino

conectado a fonte de sal modelado na seção 7.2 é de aproximadamente 5 vezes a largura da base do domo salino ($L = 5300\text{m}$) em relação ao centro do domo salino, ou seja, $\sim 26.5\text{km}$. Portanto, o estado de tensões do poço fictício 3, locado a 2500m a direita do centro do domo salino ainda está sob o raio de influência do domo salino.

Porém, os riscos de problemas durante a perfuração ao longo trajetória do poço fictício 3 são menores do que as duas trajetórias anteriores, visto que esta trajetória apresenta menor potencial de problemas de instabilidade do poço, pois a não há redução da tensão principal menor, o gradiente de fratura (razão K), embora equivalente às outras duas trajetórias (0.70 a 1.20), não está alterado e as tensões de cisalhamento não estão elevadas, como mostra o Gráfico 7.28.

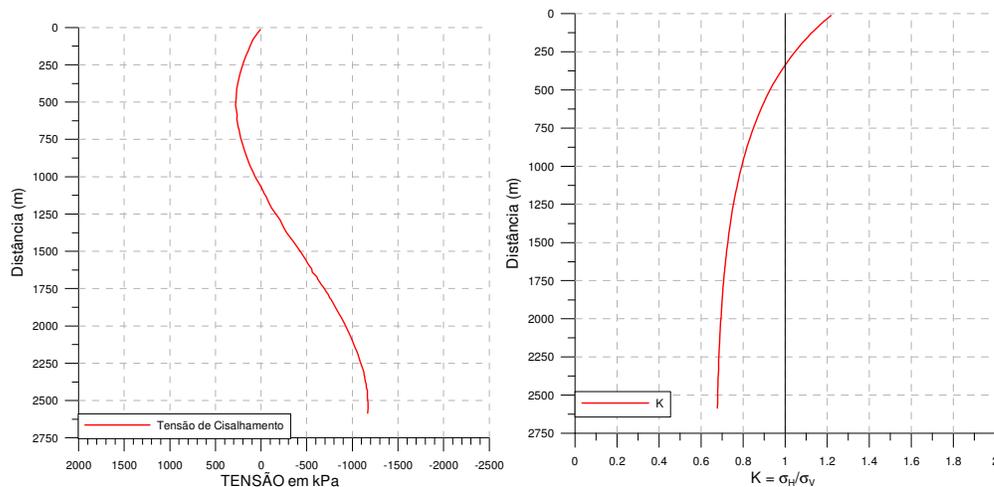


Gráfico 7.28 – Tensão de Cisalhamento e Razão K entre a Tensão Horizontal e da Tensão Vertical ao longo da trajetória no poço fictício 2.

7.3.4.

Comentários.

O objetivo desta seção foi mostra de forma sucinta, como a escolha da trajetória do poço em zonas de sal influenciará no projeto de poços, em termos de problemas que podem ocorrer durante a perfuração, que podem conduzir tanto a perda de tempo de perfuração ocasionada por problemas de instabilidade do poço coma a perda de circulação (ver Figura 2.23), conduzindo a poços mais caros.

Como dito anteriormente, a escolha da trajetória do poço será feita com base na experiência e conhecimento da região onde o poço deve atravessar. Por exemplo, à primeira vista a trajetória do poço fictício 1, seria descartada por

apresentar mais risco durante a perfuração. Contudo, Whitson *et. al.* (2001) dizem que há vantagens em se perfurar através longas seções sal, como, por exemplo, o elevado gradiente de fratura dentro do sal, que permite perfurar seções mais longas entre as colunas de revestimento, e o isolamento de problemas relacionados ao controle do poço em formações permeáveis.

Portanto, desde que o projeto de poço seja detalhado e rigoroso, leve em consideração a perturbação do estado de tensões induzido pelo domo salino, identificando regiões com potencial risco de problemas durante a perfuração do poço e sejam traçadas medidas de maneira a minimizar tais problemas, a trajetória do poço fictício 1 é viável, mesmo sendo a que apresenta maior risco de problemas.

7.4.

Análise da Influência do Estado Inicial de Tensões.

Nesta seção será avaliada a influência de dois diferentes estados iniciais de tensões sobre o maciço. Na revisão bibliográfica sobre o estado da arte na modelagem do estado de tensões em regiões com presença de domos salinos, foi identificado que o cálculo do estado inicial de tensões do maciço é realizado considerando o peso específico equivalente constante para toda a formação. Com discutido no Capítulo 6, esta consideração conduz a uma modelagem mais conservadora, principalmente se o soterramento do domo salino for grande.

Bacias sedimentares de margens divergentes passivas são tectonicamente estáveis e o estado de tensões é devido à sobrecarga dos sedimentos. O estudo de caso utilizado no presente trabalho encontra-se na Bacia de Santos, que é uma bacia de margens passivas e se encontra no centro da placa continental do atlântico sul. Portanto, os efeitos compressionais e extensionais serão considerados depressíveis e o regime de tensões adotado no presente trabalho é $\sigma_{Hmin} = \sigma_{Hmax} = \sigma_v$, ou seja, $k_0 = 1.00$. Os dois estados iniciais de tensões são calculados conforme discutido na seção 6.4.

O principal objetivo deste estudo de caso é testar o atributo *DENSITY SURFACE* para a variação de densidade, uma vez que além da variação de densidade com a profundidade, o modelo apresenta uma grande variação de densidade na direção x, em função da existência de dois domos adjacentes um ao outro, como mostrado na Figura 7.16.

O modelo foi criado a partir da imagem sísmica de dois domos adjacentes (COSTA *et. al.*, 2005a; BORGES, 2008) mostrado na Figura 7.16. A imagem tem extensão de 35km e 6km de altura. O modelo apresenta uma lamina d'água que varia de 2056m a 2212m e o soterramento médio do domo salino é de ~700m. O presente autor identificou seis camadas de formação na imagem sísmica, cujas geometrias foram definidas através de ferramentas de modelagem do pré-processador do sistema SIGMA2D.

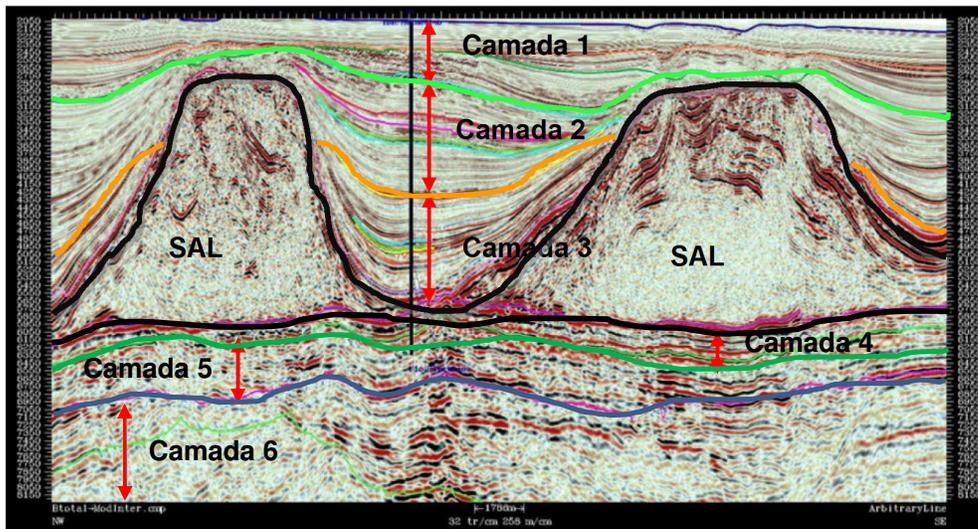


Figura 7.16 – Imagem Sísmica de dois de domos adjacentes (COSTA *et. al.*, 2005a; BORGES, 2008).

Na Figura 7.17 temos o modelo topológico dos domos salinos adjacentes criado no sistema Sigma2d. A fim de minimizar os efeitos de borda, as camadas do modelo foram estendidas em 35km para ambos os lados e utilizados elementos infinitos para representar as fronteiras laterais.

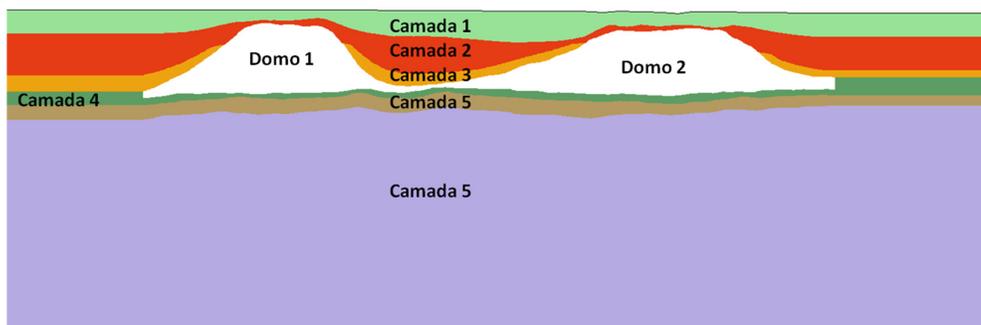


Figura 7.17 – Modelo topológico.

As propriedades dos materiais foram obtidas a partir de propriedades elasto-dinâmicas obtidas de equações de onda em meio contínuo envolvendo a velocidade de onda compressional (V_p) e de onda cisalhante (V_s), mostradas na Figura 7.18, para o estudo de caso em questão.

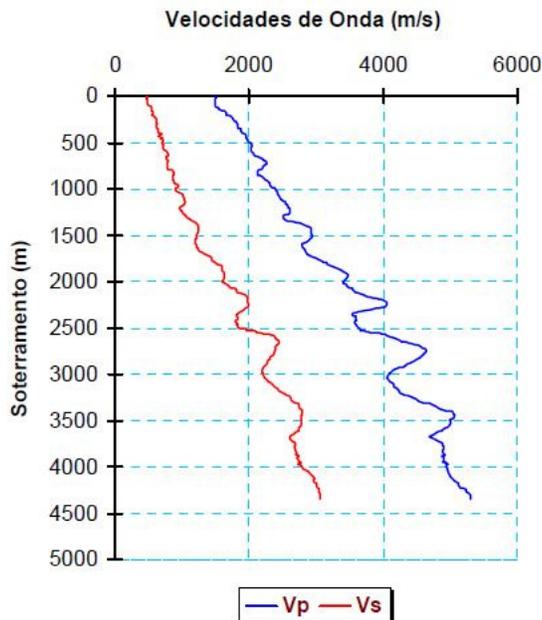


Figura 7.18 – Gráfico de velocidade de onda compressional (V_p) e onda cisalhante (V_s) em função do soterramento (BORGES, 2008).

A partir da Figura 7.18 pôde-se estimar o coeficiente de Poisson (ν), a densidade média (ρ) das camadas e o módulo de elasticidade (E) em função do soterramento da camada. O coeficiente de Poisson (ν) foi calculado a partir da equação (BORGES, 2008):

$$\nu = \frac{\frac{V_p^2}{V_s^2} - 2}{2 \left(\frac{V_p^2}{V_s^2} - 1 \right)} \quad (7.3)$$

onde V_p é a velocidade de onda compressional e V_s é a velocidade de onda cisalhante. O módulo de elasticidade (E) foi calculado através da equação (BORGES, 2008):

$$E = (1 + \nu)\rho V_s^2 \quad (7.4)$$

onde ρ é a densidade da formação (g/cm^3), obtida a partir da Figura 7.19. Quanto a coesão e o ângulo de atrito se utilizou os valores de 4800 kPa e 22° ,

respectivamente, e o gradiente geotérmico médio considerado foi de 30°C/km para o maciço rochoso e de 12°C/km para o sal (COSTA *et. al.*, 2012).

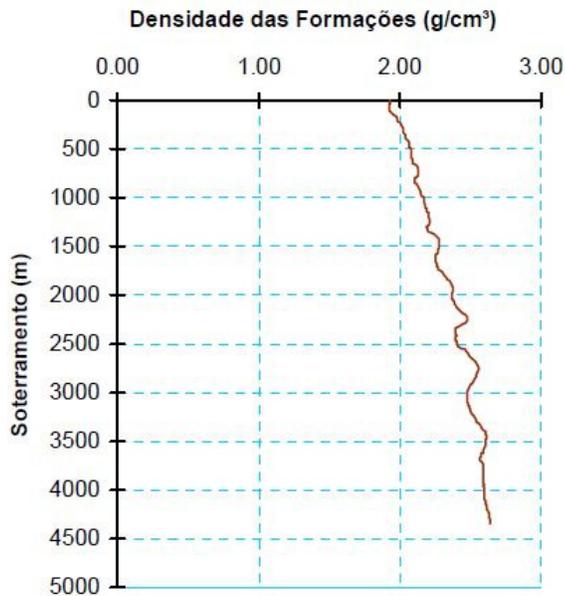


Figura 7.19 – Gráfico da densidade em função do soterramento (BORGES, 2008).

As propriedades mecânicas das camadas da formação utilizadas no presente trabalho foram calculadas com base no soterramento médio da camada, cujos valores se encontram na Tabela 7.5.

Tabela 7.5 – Propriedades mecânica da formação.

Formação	Soter. (m)	V_s (m/s)	V_p (m/s)	ρ (g/cm³)	ν	E (GPa)	c (MPa)	ϕ (°)
Camada 1	588.80	722	2040	2.01	0.43	1.50	4.80	22.0
Camada 2	2032.22	1705	3445	2.31	0.34	9.00	4.80	22.0
Camada 3	3156.79	2435	4208	2.42	0.25	17.92	4.80	22.0
Camada 4	3777.23	2697	4910	2.47	0.28	23.04	4.80	22.0
Camada 5	4254.15	3060	5254	2.50	0.24	29.06	4.80	22.0
Camada 6	9754.17	3073	5320	2.70	0.25	31.85	4.80	22.0

A propriedade do sal halita são as mesmas utilizadas na seção 7.2 e encontradas na Tabela 6.2. O domo salino foi dividido em 8 camadas com espessura de 400m e os valores da taxa de deformação corrigidos para a profundidade da base de cada camada de sal de acordo com a Eq. (4.10) e são apresentados na Tabela 7.6.

Tabela 7.6 – Taxa de deformação corrigida pela temperatura para a profundidade da base de cada camada de sal do modelo.

Horizonte	Prof. (m)	T (°C)	$\epsilon_{0_corrigida} * (\text{anos}^{-1})$
Fundo do Mar	2056.78	4.00	
Topo do domo salino	2720.72	23.92	
Base_halita_1	3031.24	27.64	5.59549E-04
Base_halita_2	3431.24	32.44	7.67152E-04
Base_halita_3	3831.24	37.24	1.04156E-03
Base_halita_4	4231.24	42.04	1.40102E-03
Base_halita_5	4631.24	46.84	1.86785E-03
Base_halita_6	5031.24	51.64	2.46914E-03
Base_halita_7	5431.24	56.44	3.23758E-03
Base_domo_salino	5895.44	62.01	4.39093E-03

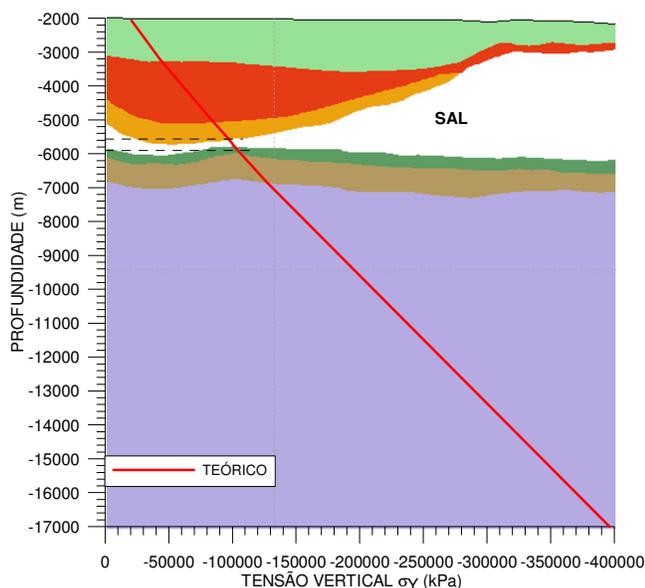


Gráfico 7.29 – Tensão vertical na seção transversal do modelo para o cálculo do peso específico equivalente médio do maciço.

O peso específico equivalente utilizado foi calculado a partir do litostático mostrado no Gráfico 7.29, calculado através da Eq. (6.28), considerado a tensão vertical de $\sigma_v = 396915 \text{ kN/m}^2$ na base do modelo e o soterramento em relação a LDA (PROF - LDA = 17000 - 2080), a partir da equação:

$$\gamma_{eq} = \frac{\sigma_v - LDA \gamma_{\text{água}}}{(PROF - LDA)} = \frac{396915 - 2080 \times 10}{17000 - 2080} = 25.21 \frac{\text{kN}}{\text{m}^3} \quad (7.5)$$

Na Figura 7.20 é apresentado o cálculo do peso específico equivalente para a Seção EE da Figura 7.22 e utilizado para representar o estado inicial de tensão

com peso específico constante (EIT 1). Portanto, o peso específico equivalente médio usado no cálculo do EIT 1 é de 25.21 kN/m³.

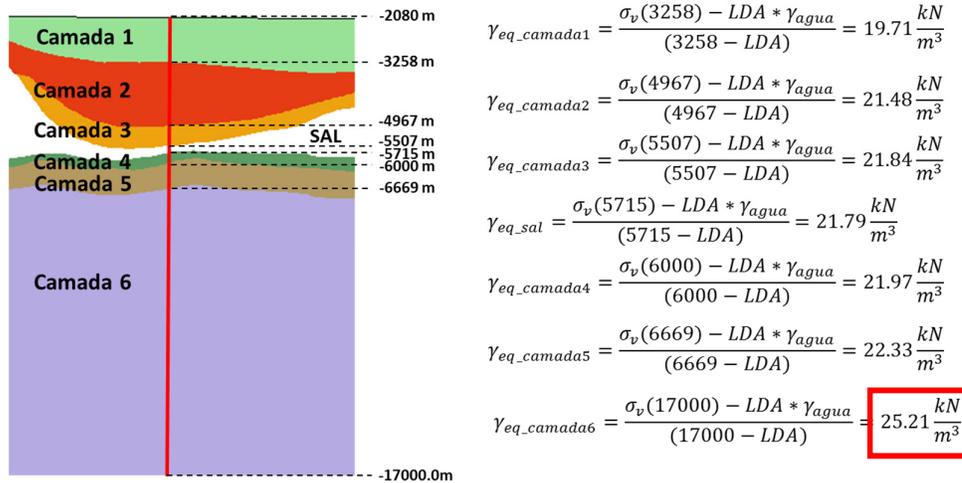


Figura 7.20 – Peso específico equivalente calculado para o EIT 1.

O estado inicial de tensões EIT 2 foi calculado através do atributo *DENSITY SURFACE*, como mostra a Figura 7.21, utilizando a densidade média das camadas (ver Tabela 7.5). Lembrando que a densidade considerada para a halita é de 2.1407 g/cm³.

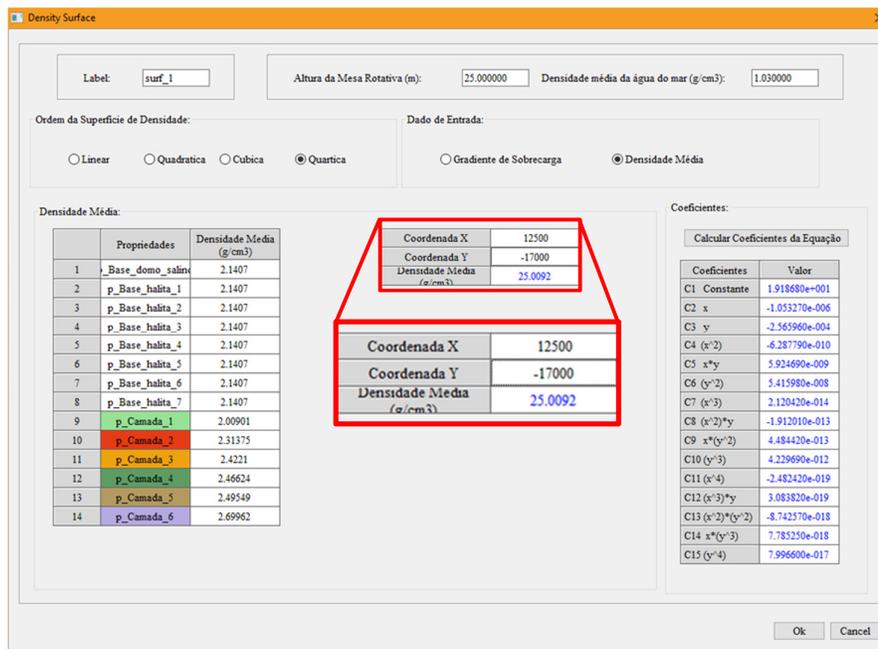


Figura 7.21 – Diálogo do atributo DENSITY SURFACE preenchido com os dados do modelo do Estudo de Caso.

Na Tabela 7.7 são apresentados os coeficientes da superfície de peso específico equivalente, obtidos através do atributo *DENSITY SURFACE* para o cálculo do estado inicial de tensões (EIT 2).

Tabela 7.7 – Tabela com os coeficientes da superfície de peso específico equivalente, Eq. (6.5).

C1	C2	C3	C4	C5
19.1868	-1.05E-06	-0.00026	-6.29E-10	5.92E-09
C6	C7	C8	C9	C10
5.42E-08	2.12E-14	-1.91E-13	4.48E-13	4.23E-12
C11	C12	C13	C14	C15
-2.48E-19	3.08E-19	-8.74E-18	7.79E-18	8.00E-17

Observamos no Gráfico 7.30 que o EIT 2 (GAMAM VARIÁVEL) calculado via superfície de peso específico equivalente está em boa concordância com o cálculo teórico (TEÓRICO) e o EIT 1 (GAMAM CONSTANTE) superestima a tensão vertical.

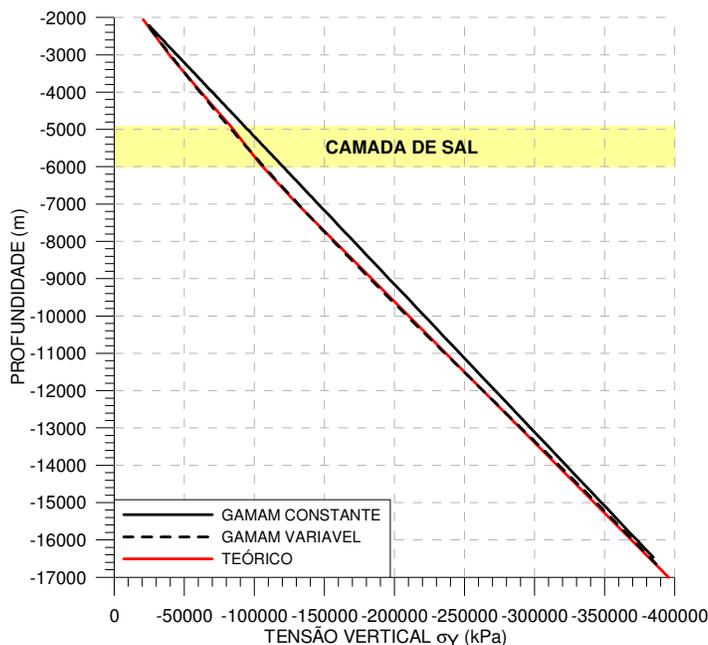


Gráfico 7.30 – Comparação da Tensão Vertical calculado considerando o EIT 1, o EIT 2 e o resultado teórico para a Seção BB (ver Figura 7.22).

A fim de avaliar e comparar o estado inicial de tensões ao longo do domo salino para o EIT 1 e EIT 2, o modelo foi analisado em 12 seções transversais espaçadas de 3500 m como mostra a Figura 7.22.

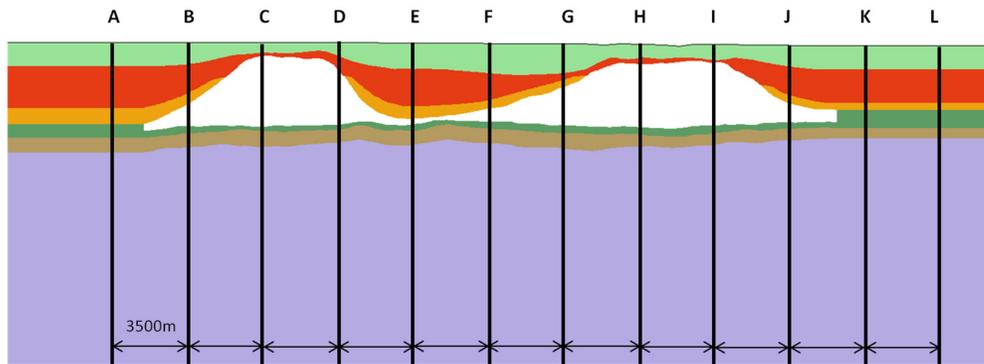


Figura 7.22 – Seções transversais a serem analisadas.

Como podemos observar no Gráfico 7.31 ao Gráfico 7.36, o estado inicial de tensões em todo o maciço (EIT 1) é superestimado ao considerar o peso específico equivalente constante, calculado para a Seção BB (Gráfico 7.31B). Isto é observado em todas as seções transversais. No Gráfico 7.31A (Seção AA), por exemplo, onde também foi calculado o estado de tensões teórico, observamos que o uso do atributo *DENSITY SURFACE* gerou um estado inicial de tensões (EIT 2) próximo ao teórico, sendo o EIT 1 maior que o EIT 2 e o teórico. Ao analisar as Seções EE e FF (Gráfico 7.33) entre os domos salinos adjacentes, observamos que apesar da variação de densidade na direção x em função dos domos salinos adjacentes, o estado inicial de tensões (EIT 2) apresentou boa concordância com o teórico, demonstrando que o uso do atributo *DENSITY SURFACE* pode gerar uma melhor estimativa do estado inicial de tensões.

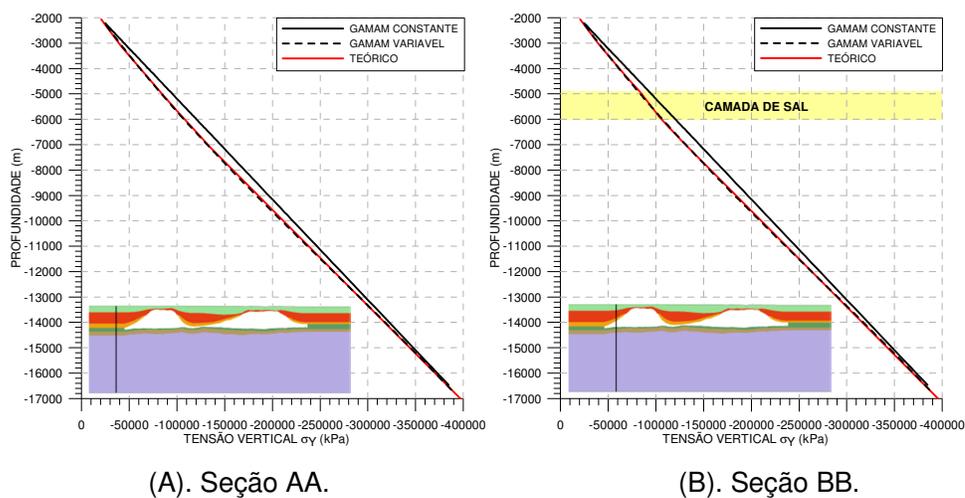


Gráfico 7.31 – Tensão litostática (σ_y) nas Seções AA e BB.

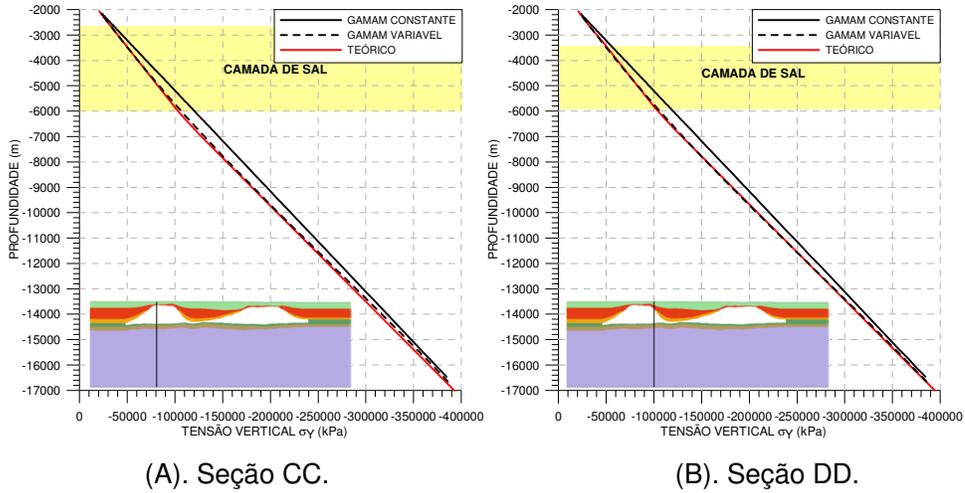


Gráfico 7.32 – Tensão litostática (σ_y) nas Seções CC e DD.

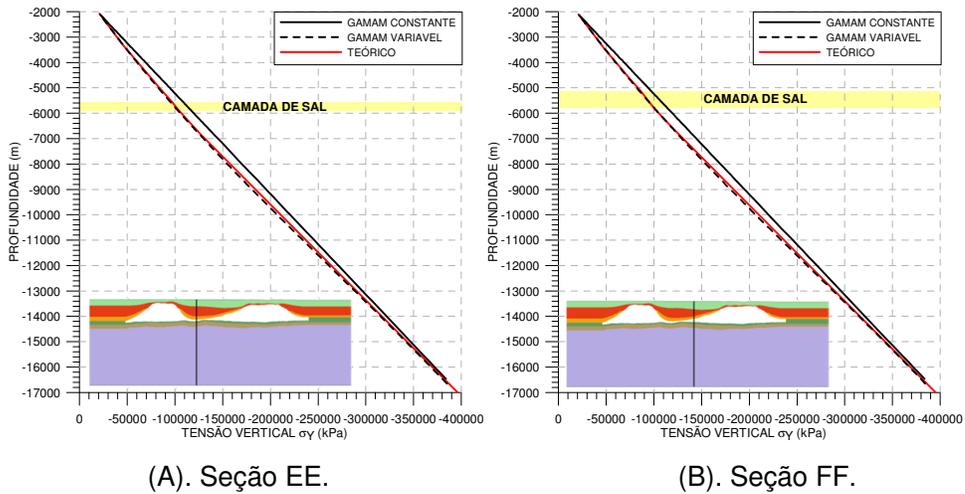


Gráfico 7.33 – Tensão litostática (σ_y) nas Seções EE e FF.

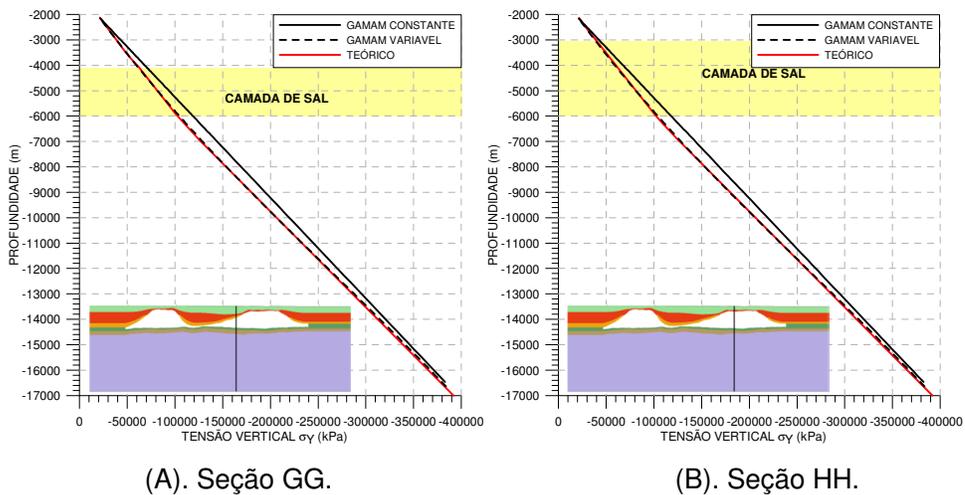
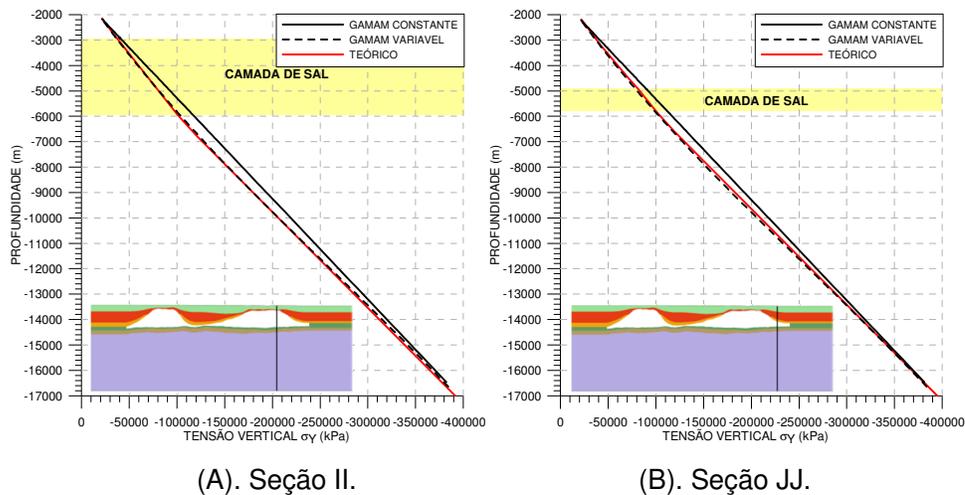
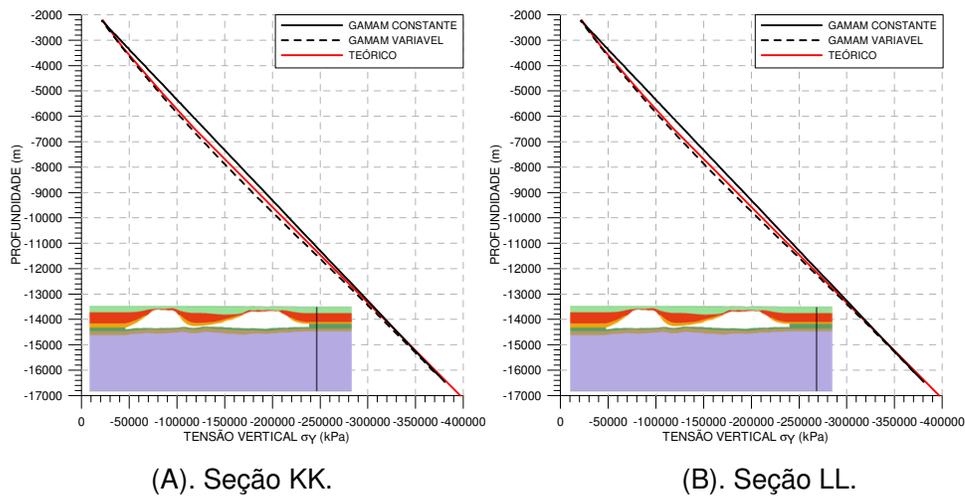


Gráfico 7.34 – Tensão Litostática (σ_y) nas Seções GG e HH.

Gráfico 7.35 – Tensão Litostática (σ_y) nas Seções II e JJ.Gráfico 7.36 – Tensão Litostática (σ_y) nas Seções KK e LL.

A depender da seção transversal utilizada para calcular do peso específico equivalente médio da formação, este pode variar e gerar diferentes estados iniciais de tensões, de forma a superestimar ou subestimar o estado inicial de tensões (EIT 1), como podemos observar neste estudo de caso, na Figura 7.23 e Figura 7.24. É importante ressaltar que o atributo *DENSITY SURFACE* consegue corrigir este problema e representar com boa concordância o estado inicial de tensões em todo o modelo.

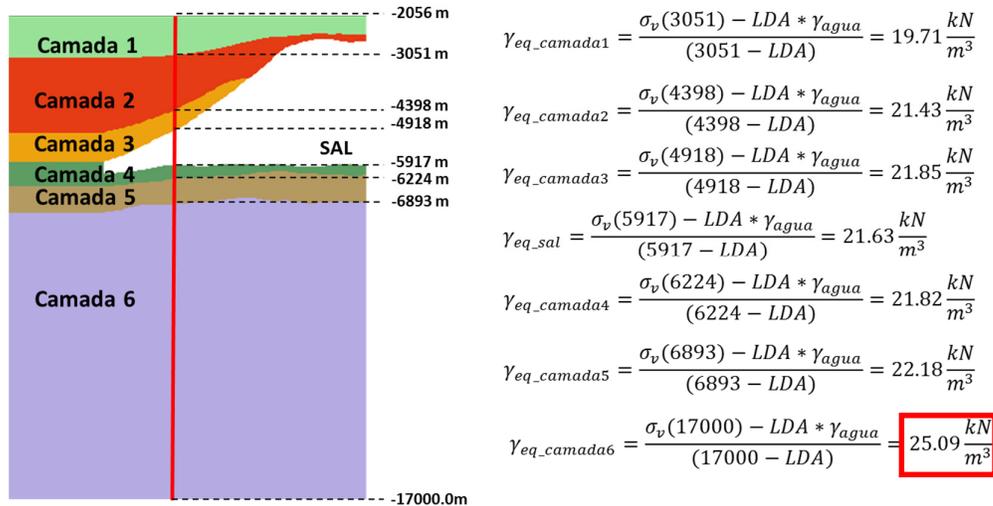


Figura 7.23 – Peso específico equivalente para Seção BB.

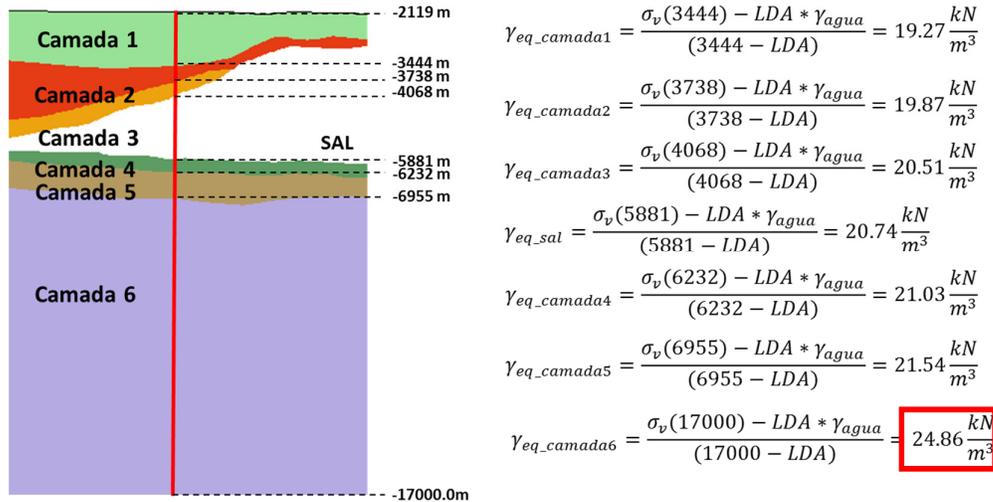


Figura 7.24 – Peso específico equivalente para a Seção GG.

O Gráfico 7.37 mostra a variação do listostático ao longo do modelo e fica claro como o estado inicial de tensões está superestimado, na ordem de 10% a 20%, pelo uso peso específico constante (GAMAM).

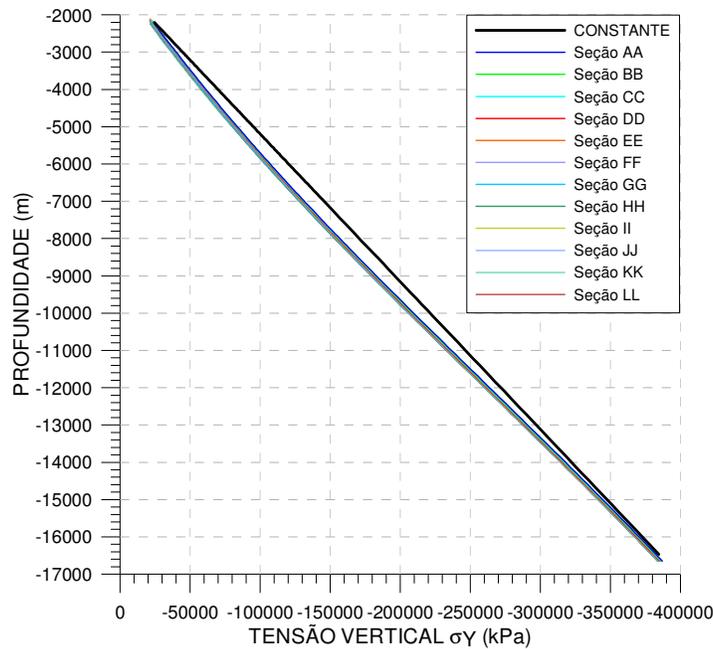


Gráfico 7.37 – Tensão Litostática (σ_y) em todas as seções para o EIT 1 (CONSTANTE) e EIT 2.

7.5.

Influência da Pressão no Contorno do Domo Salino sobre o Modelo do Estudo de Caso.

É importante destacar que o presente trabalho considera o mecanismo de Flutuabilidade do sal, e este é modelado através do atributo *BP CONTOUR SALT*, desenvolvido no presente trabalho e apresentado na seção 6.2.2, que consiste basicamente em uma pressão devido o contraste de densidade entre a formação adjacente e a rocha salina em todo o contorno do domo salino. Como dito anteriormente movimento ascendente do sal é continuado devido à formação sobrejacente ser mais densa que o sal.

Os pesquisadores Costa *et. al.* (2005a) utilizam o mesmo princípio para modelar a flutuabilidade do sal. Contudo, o mesmo peso específico equivalente constante, utilizado para calcular o estado inicial de tensões (EIT 1), é utilizado para calcular a pressão em toda a interface sal/formação. Portanto, assim como o erro introduzido no EIT 1, um erro também é inserido na pressão do contorno do sal quando esta é calculada com o peso específico equivalente constante, uma vez que não leva em consideração o peso específico da camada em real contato

com o sal, o que pode majora esta pressão, principalmente se o soterramento do domo salino for grande.

Sendo assim, o presente trabalho busca obter uma melhor estimativa da força oriunda do mecanismo de Flutuabilidade do sal através do atributo *BP CONTOUR SALT*, levando em consideração a densidade das camadas em contato com o domo salino. O peso específico equivalente da formação adjacente ao sal, utilizado no cálculo da pressão, é obtido a partir da densidade média inserida e/ou calculada no atributo *DENSITY SURFACE* (Seção 6.2.1).

A seguir é realizada a comparação entre modelar a pressão no contorno do sal considerando o peso específico equivalente constante, cujo peso específico equivalente calculado pela Eq. (7.5) é igual a 25.21 kN/m³ (Modelo 1) e utilizando a densidade média da camada inserida no atributo *BP CONTOUR SALT* (Modelo 2). É importante ressaltar que os Modelos 1 e 2 apresentam o mesmo estado inicial de tensões, EIT 2, calculado a partir da variação do peso específico equivalente das camadas, através do atributo *DENSITY SURFACE*.

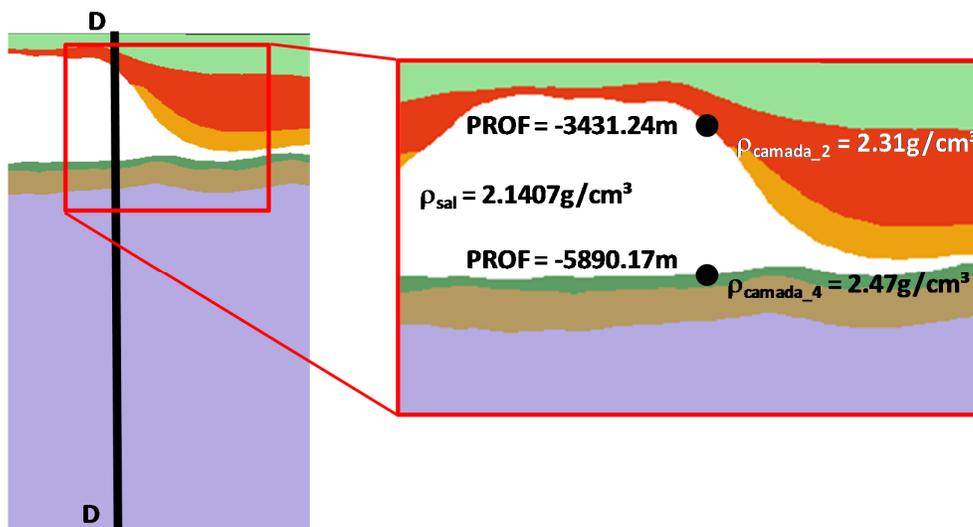


Figura 7.25 – Exemplo 1 – Seção DD: Mecanismo de flutuabilidade do sal (*BOUNDARY PRESSURE CONTOUR SALT*).

De forma simples podemos demonstra a diferença no cálculo da pressão no contorno do sal entre o Modelo 1 e Modelo 2, utilizando a Eq. (6.13) para calcular a pressão no topo do domo salino, profundidade de -3431.24 m, e na base do domo salino, profundidade de -5890.17 m, mostrados na Figura 7.25. A LDA acima dos nós é de 2056m. Lembrando que o atributo leva em consideração a LDA acima do nó através de uma interpolação linear.

Exemplo – Seção DD:

(1) Cálculo da pressão de contorno do sal no topo do sal:

Modelo 1 - Peso específico equivalente constante de 25.21 kN/m³:

$$p_{topo} = (PROF - LDA)(\gamma_{FORMAÇÃO} - \gamma_{SAL}) \quad (7.6)$$

$$p_{topo} = (3431.24 - 2056.0)(25.21 - 21.00) = 5789.76 \text{ kN/m}^3$$

Modelo 2 - Utilizando a densidade média da camada 2 (2.31 g/cm³ = 22.66 kN/m³):

$$p_{topo} = (3431.24 - 2056.0)(22.66 - 21.00) = 2282.90 \text{ kN/m}^3 \quad (7.7)$$

(2) Cálculo da pressão de contorno do sal na base do sal:

Modelo 1 - Peso específico equivalente constante de 25.21 kN/m³:

$$p_{base} = (5890.17 - 2056.0)(25.21 - 21.00) = 16141.86 \text{ kN/m}^3 \quad (7.8)$$

Modelo 2 - Utilizando a densidade média da camada 4 (2.47 g/cm³ = 24.23 kN/m³):

$$p_{base} = (5890.17 - 2056.0)(24.23 - 21.00) = 12384.3691 \text{ kN/m}^3 \quad (7.9)$$

Como podemos observar, a pressão no topo do domo salino calculada considerando o peso específico constante (Modelo 1) é duas vezes e meia maior que a pressão no Modelo 2, superestimando a pressão no topo do domo salino. Assim como no topo do domo salino, a pressão na interface sal/formação na base do domo salino é maior no Modelo 1, onde o peso específico constante é igual a 25.21 kN/m³, que no Modelo 2, onde a pressão é calculada com base no peso específico da camada 4 que igual a 24.23 kN/m³. Isto mostra o quanto o Modelo 1 superestima a pressão na interfase sal/formação em relação ao Modelo 2 (aproximadamente 2.5 e 1.3 vezes maior no topo e na base do domo, respectivamente).

No Gráfico 7.38 podemos observar como a pressão no contorno do sal influencia o estado de tensões induzido pelo sal, principalmente quando o peso específico equivalente constante utilizado no Modelo 1 é maior do que o peso específico das camadas em contato com o sal tanto acima como abaixo do domo salino.

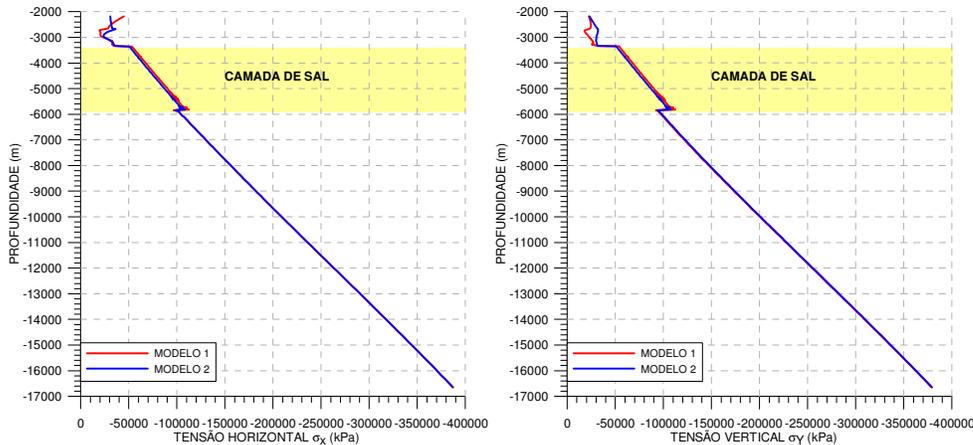


Gráfico 7.38 – Comparação do Estado de Tensões Final, na Seção DD, entre o Modelo 1 e Modelo 2.

Nos Gráfico 7.39 e Gráfico 7.40 temos a evolução das tensões na formação acima e abaixo do domo salino, respectivamente, para os dois modelos. Em virtude da maior pressão no Modelo 1, tanto acima como abaixo do sal, observamos que a tensão no Modelo 2 é menor. Observa-se no Gráfico 7.39 que o comportamento ao longo do tempo da tensão acima do domo salino difere entre os modelos. Enquanto no Modelo 2 a tensão aumenta constantemente até ao fim da análise, no Modelo 1 a tensão passa a diminuir a partir do tempo 320.000 anos. Isso ocorre, pois no Modelo 1 a região acima do domo salino plastifica neste tempo de análise, o que não ocorre no Modelo 2, como podemos observar no Gráfico 7.41.

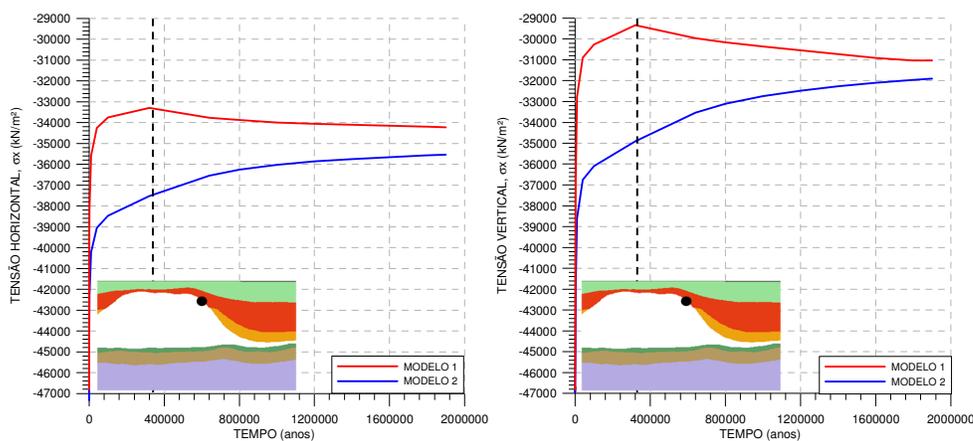


Gráfico 7.39 – Gráfico das tensões horizontais e verticais ao longo do tempo na formação acima do domo salino na Seção DD.

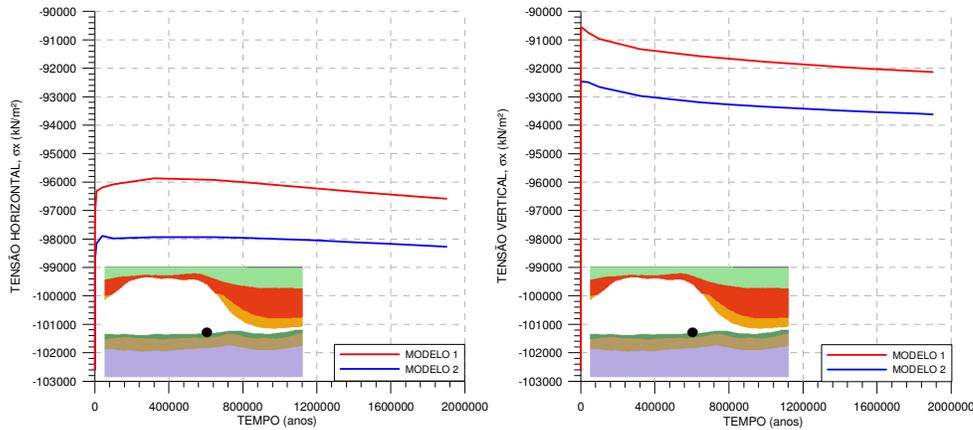


Gráfico 7.40 – Gráfico das tensões horizontais e verticais ao longo do tempo na formação abaixo do domo salino na Seção DD.

Neste exemplo, vemos como a melhor estimativa do mecanismo de fluatibilidade do sal, utilizando a densidade média da camada em contato com o sal através do atributo *BOUNDARY PRESSURE COUNTOR SALT*, influencia o estado de tensões na formação adjacente ao domo salino. No Modelo 1, onde a pressão na interface sal/formação é calculada utilizando o peso específico constante de 25.21 kN/m³, está superestimada, uma vez que é maior que o peso específico da camada 2 (22.66 kN/m³) utilizado para calcular a pressão no Modelo 2. Isso fez com que regiões que se plastificaram no Modelo 1, não se plastifiquem no Modelo 2.

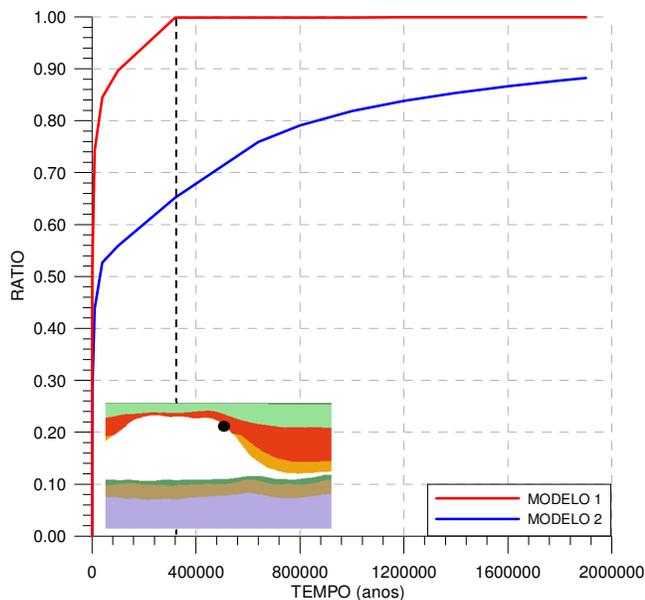


Gráfico 7.41 – Gráfico do Índice de Plastificação (RATIO) ao longo do tempo na formação acima do domo salino na Seção DD.

O Gráfico 7.42 mostra a perturbação das tensões ao longo da seção longitudinal na profundidade -4300m, onde a pressão no contorno do sal foi calculada das duas maneiras descritas acima e considerando o mesmo estado inicial de tensões (EIT 2). Neste caso, observa-se que as tensões para o Modelo 1 estão subestimadas, principalmente na interface sal/formação, uma vez que o peso específico constante (25.21 kN/m^3) é maior do que das formações em contato com o sal (22.66 kN/m^3 da camada 2, 23.74 kN/m^3 da camada 3 e 24.23 kN/m^3 da camada 4) utilizados no Modelo 2. Observamos ainda que a extensão da perturbação é na ordem de 12km para ambas as tensões e não foram influenciadas pelas diferentes pressões dos modelos.

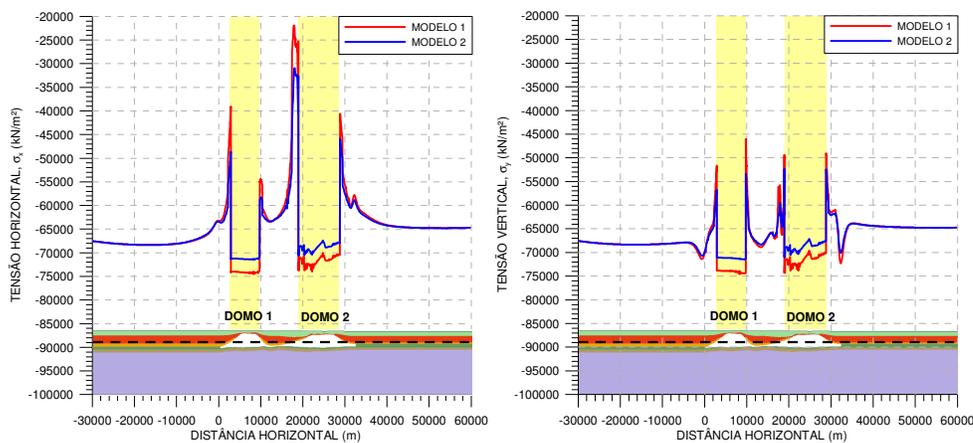


Gráfico 7.42 – Gráficos da Tensão Horizontal e Vertical ao longo de uma seção longitudinal na profundidade -4300m.

7.6.

Análise do Estado Final de Tensões para o Estudo de Caso Apresentado na Seção 7.4.

A fim de comparar a metodologia apresentada no presente trabalho com as metodologias apresentadas na Seção 5.2, o modelo do estudo de caso discutido seção 7.4 foi modelado considerando o peso específico equivalente constante (25.21 kN/m^3 , ver Figura 7.20) para calcular o estado inicial de tensão e a pressão na interface sal/formação (Metodologia 1) e utilizado os atributos *DENSITY SURFACE*, para calcular o estado inicial de tensão e *BOUNDARY PRESSURE CONTOUR SALT* para calcular a pressão (Metodologia 2).

No estudo de caso discutido na Seção 7.4, ficou claro o erro cometido ao considerar um peso específico equivalente constante para todo o maciço,

principalmente quando temos camadas com densidade média muito alta. Além disso, mostrou-se que o atributo *DENSITY SURFACE*, desenvolvido no presente trabalho, gera um estado inicial de tensões menos conservador e em boa concordância com o teórico.

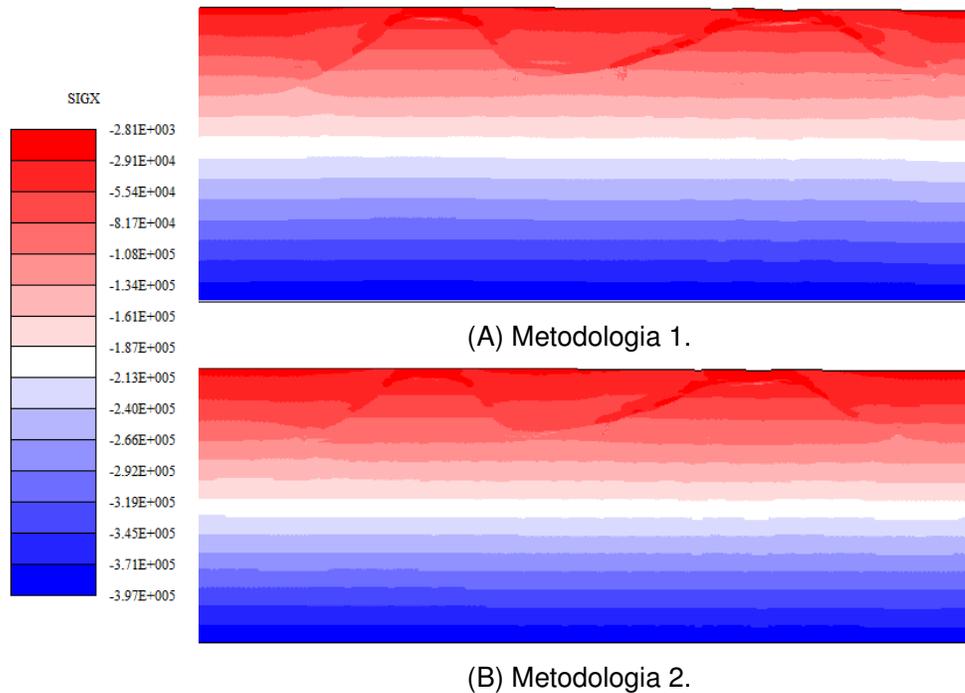


Figura 7.26 – Isomapa das Tensão horizontal (kPa) para 2.000.000 anos.

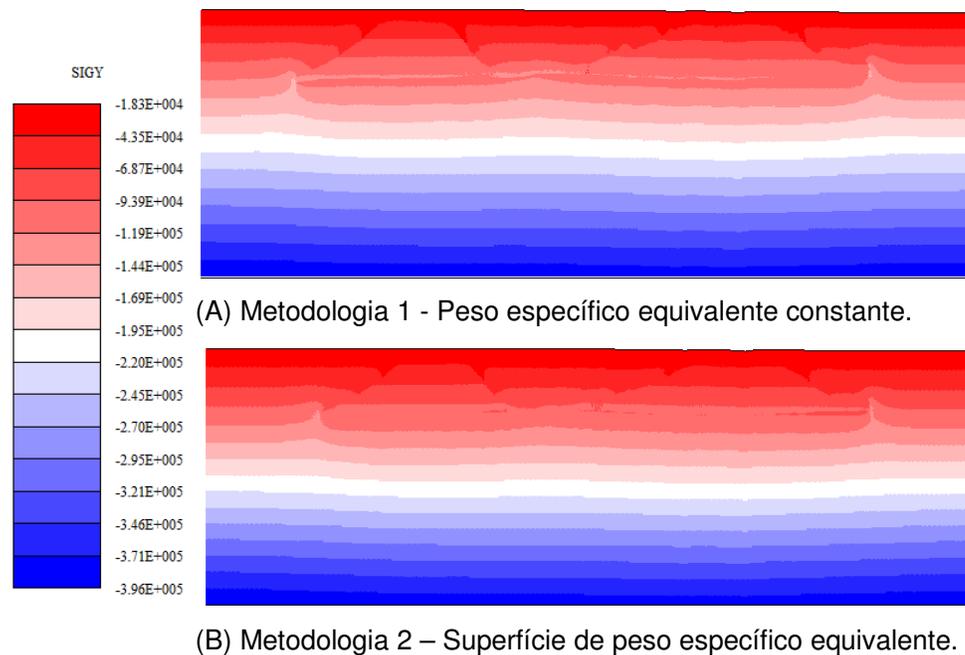


Figura 7.27 – Isomapa das Tensão verticais (kPa) para 2.000.000 anos.

As Figura 7.26 e Figura 7.27 mostram a diferença no estado de tensões induzido pelo sal, quando se considera o peso específico equivalente constante (Metodologia 1) e a densidade média da camada (Metodologia 2) para calcular o Estado Inicial de Tensões e pressão no contorno do sal. Observa-se no isomapa das tensões do modelo com a superfície de peso específico equivalente (Metodologia 2), que as estas estão menores, principalmente, na região entre os domos e nos seus flancos. É importante salientar que a pressão aplicada na interface do sal dos modelos é diferente. Na Metodologia 1 a pressão é superestimada em toda a interface, em comparação com a pressão aplicada na Metodologia 2, uma vez que o peso específico utilizado é maior do que os pesos das camadas circundantes ao domo salino.

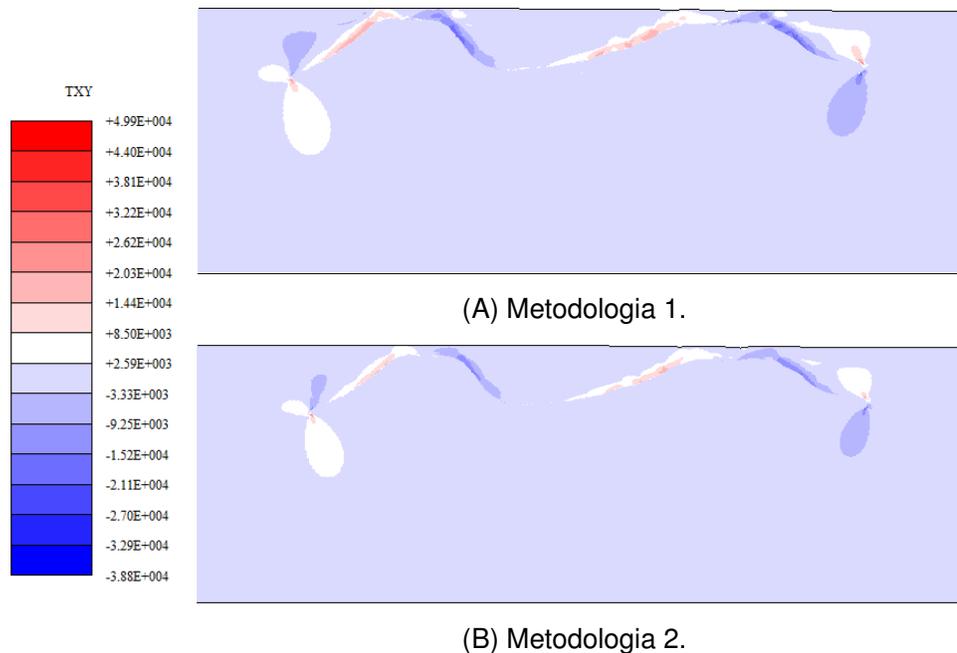


Figura 7.28 – Isomapa das Tensão de cisalhamento (kPa) para 2.000.000 anos.

A Figura 7.28 mostra a diferença entre a tensão de cisalhamento para as duas metodologias. Observa-se que a magnitude das tensões de cisalhamento na interface sal/formação para a Metodologia 1 são maiores do que as tensões na Metodologia 2, como mostra o Gráfico 7.43.

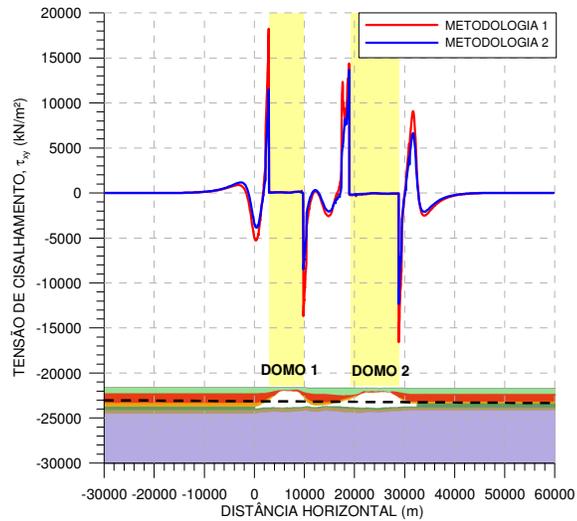


Gráfico 7.43 – Gráficos da Tensão de Cisalhamento ao longo de uma seção longitudinal na profundidade -4300m.

Assim como as tensões verticais e horizontais, o isomapa das tensões média mostra que a magnitude das tensões usando a Metodologia 2 também é menor nos flancos e na região entre os domos, como podemos observar na Figura 7.29. Além disso, a Metodologia 1 apresenta uma maior tensão média na base do domo salino do que na Metodologia 2, e uma tensão média elevada implica em uma maior resistência ao cisalhamento para o critério de Mohr-Coulomb.

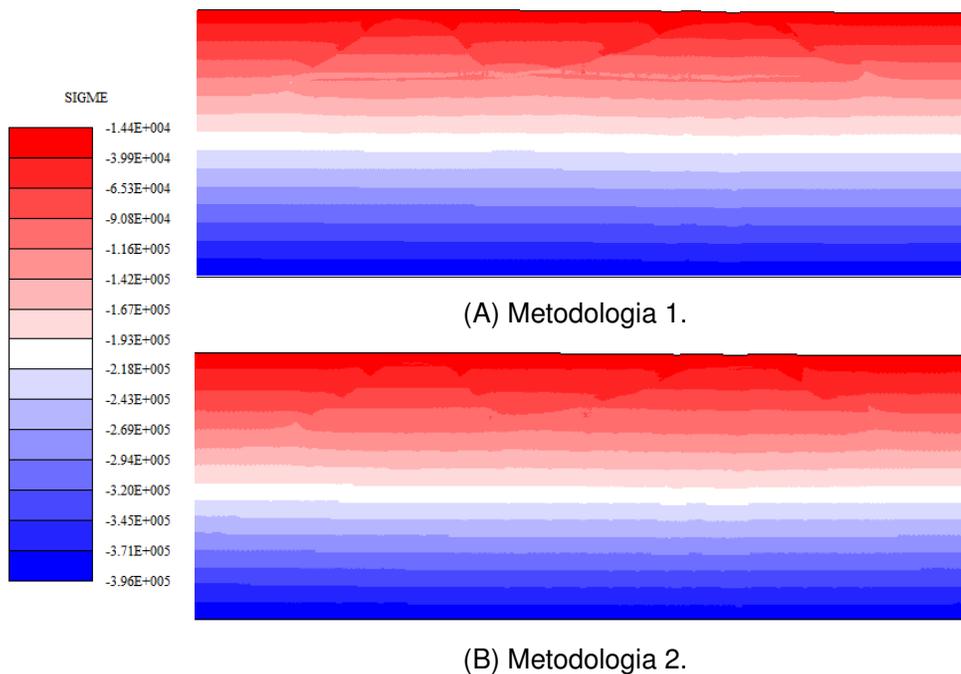


Figura 7.29 – Isomapa da Tensão Média (kPa) para 2.000.000 anos.

O fato de estas regiões apresentarem elevadas tensões de cisalhamento e uma redução da tensão média, como observamos nas Figura 7.28 e Figura 7.29, respectivamente, aumenta o risco de problemas durante a perfuração de poços atravessando estas regiões, uma vez que as tensões nessa região podem estar próximas da resistência de falha. Isto é comprovado, quando analisamos o Índice de Plastificação (RATIO), que mostra as zonas preferenciais de fraturamento do maciço (Figura 7.30).

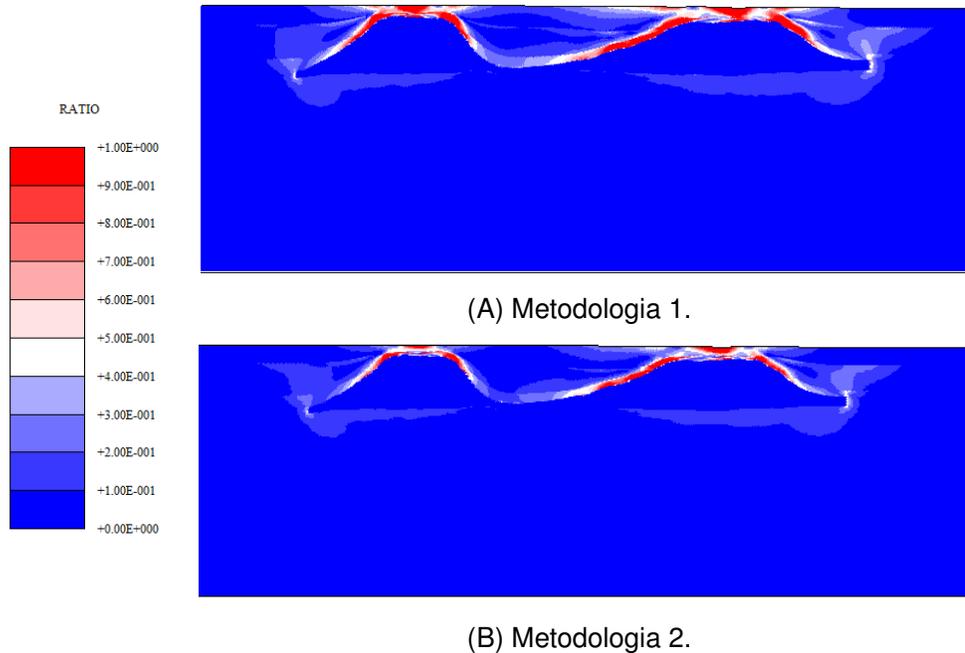


Figura 7.30 – Isomapa do Índice de Plastificação (RATIO) para 2.000.000 anos.

Na Figura 7.30 (RATIO) observa-se uma região de plastificação do maciço acima do domo salino e na interface sal/formação próxima do topo do modelo para as duas metodologias. Observa-se que o modelo onde a Metodologia 1 foi aplicada apresenta uma maior região plastificada do que o modelo no qual foi utilizada a metodologia apresentada no presente trabalho (Metodologia 2), mostrando, neste caso, que a Metodologia 1 está superestimando o estado de tensões, uma vez que o estado inicial de tensão na Metodologia 2 está próximo do teórico. No Gráfico 7.44 temos uma comparação do RATIO das duas metodologias na Seção FF mostrada. Como podemos observar, o RATIO na região acima do domo salino é maior no modelo onde a Metodologia 1 foi aplicada, chegando a plastificar a região, o que não ocorre no modelo onde a Metodologia 2 foi usada.

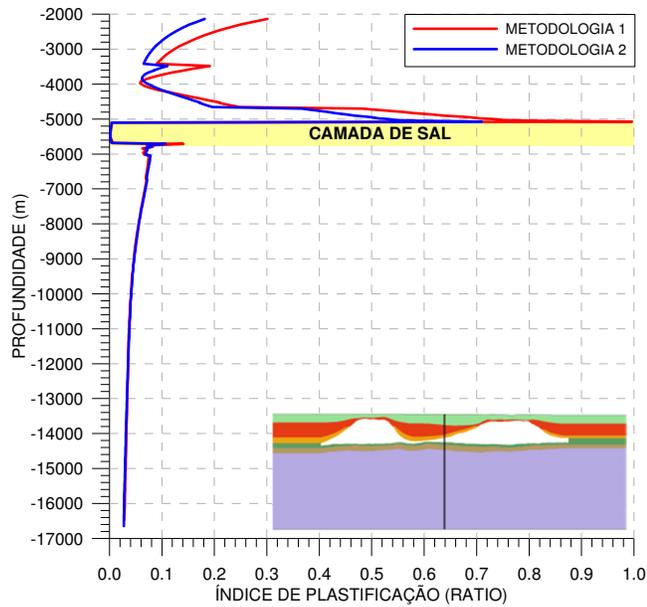


Gráfico 7.44 – Gráficos do Índice de Plastificação (RATIO) ao longo da Seção FF.

Nos Gráfico 7.45 e Gráfico 7.46, são apresentadas as tensões horizontais e verticais na formação acima e abaixo do sal, respectivamente, na Seção FF mostrada na Figura 7.22. Observamos que o estado de tensões e a pressão na interface sal/formação, calculados com o peso específico equivalente constante (Metodologia 1), superestima das tensões verticais e subestima as tensões horizontais na formação acima do domo salino neste ponto (ver Gráfico 7.45). Já na formação abaixo do domo salino, vemos que as tensões verticais e horizontais são superestimadas quando a Metodologia 1 é utilizada (ver Gráfico 7.46).

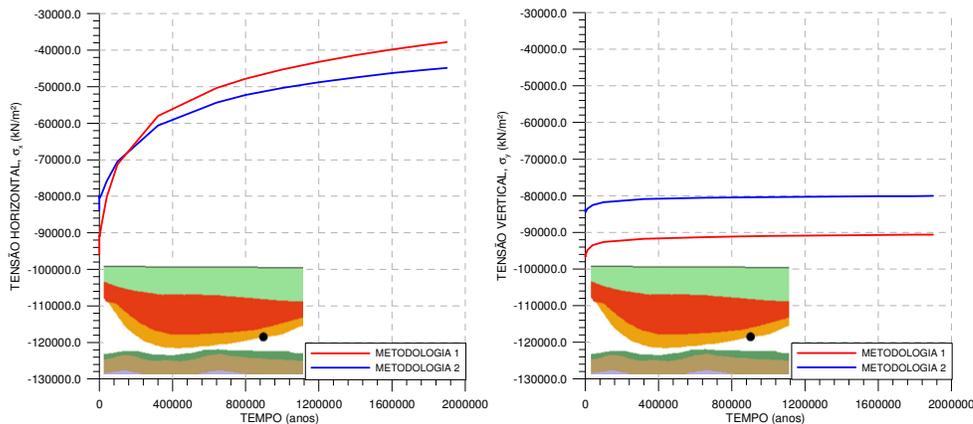


Gráfico 7.45 – Gráfico das tensões horizontais e verticais ao longo do tempo na formação acima do domo salino na Seção FF.

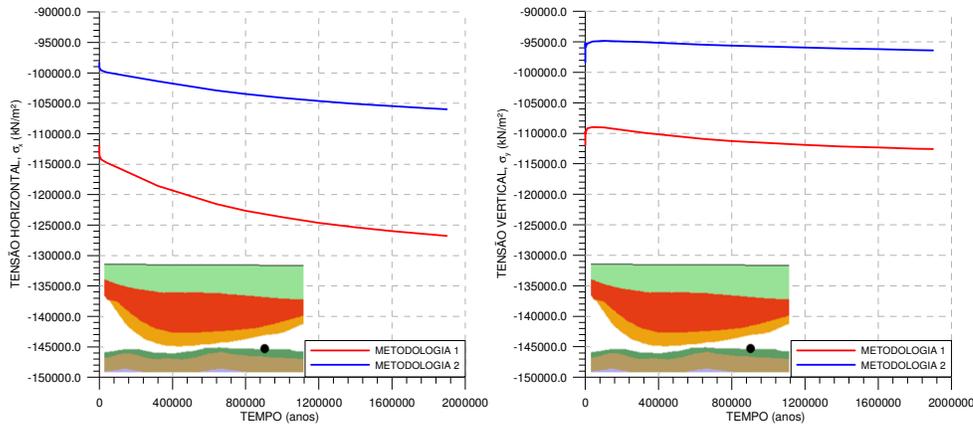


Gráfico 7.46 – Gráfico das tensões horizontais e verticais ao longo do tempo na formação abaixo do domo salino na Seção FF.

O Gráfico 7.47 mostra a perturbação das tensões ao longo da seção longitudinal na profundidade -4300m, devido aos diferentes estados iniciais de tensões (atributo *DENSITY SURFACE*) e pressões no contorno do sal (atributo *BP CONTOUR SALT*), deixando claro como as tensões no modelo utilizando a Metodologia 1 estão superestima ao longo do modelo.

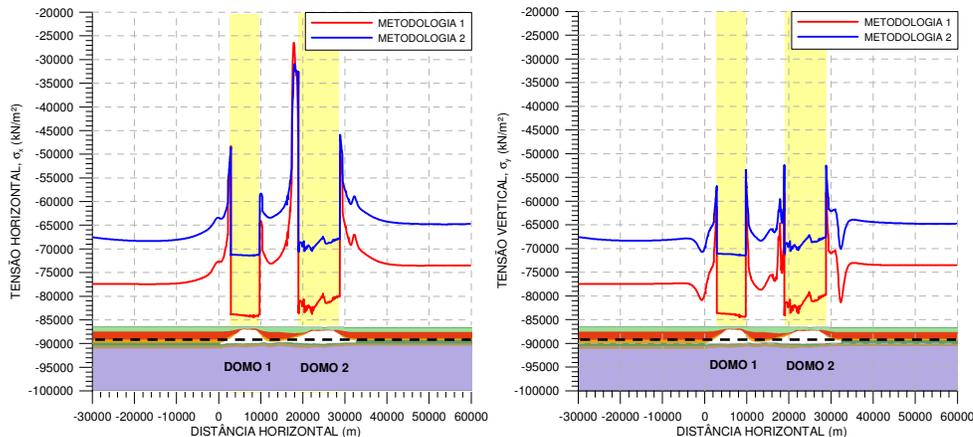


Gráfico 7.47 – Gráficos da Tensão Horizontal e Vertical ao longo de uma seção longitudinal na profundidade -4300m.

7.7.

Análise da Influência de um Único Peso Específico sobre o Estudo de Caso Apresentado na Seção 7.4.

A fim de avaliar a influência do cálculo do peso específico constante sobre o estado de inicial de tensões EIT 1, a densidade da camada 6 foi recalculada

considerando uma profundidade de -7000m, ou seja, um soterramento médio da camada 6 de ~4700m, de acordo com a curva de densidade mostrada na Figura 7.19. Com isso, a densidade média da camada 6 passa a ser igual 2.523 g/cm³ e o peso específico constante calculado para profundidade de -7000m é igual a 22.61 kN/m³, como mostrado na Figura 7.31. Como esperado, este valor é menor do que o calculado na Seção 7.4 (25.21 kN/m³). Isso faz com que a pressão no contorno do domo salino seja menor no modelo onde a Metodologia 1 é utilizada.

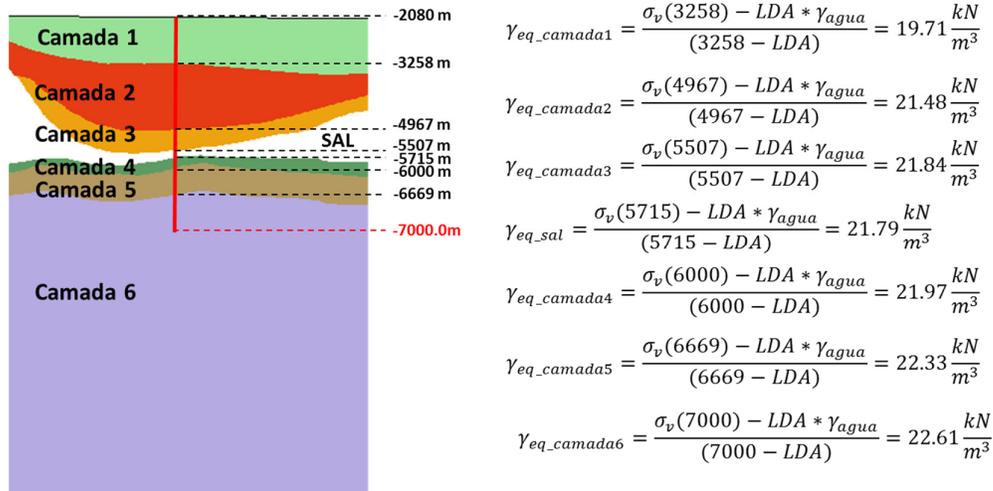


Figura 7.31 – Peso específico equivalente para profundidade de -7000m.

Como a densidade da camada 6 foi alterada, foi necessário recalculer os coeficientes da superfície de peso específico equivalente para o cálculo do estado inicial de tensões EIT 2 utilizado na Metodologia 2. Os novos coeficientes são apresentados na Tabela 7.8.

Tabela 7.8 – Tabela com os coeficientes da superfície de peso específico equivalente, Eq. (6.5).

C1	C2	C3	C4	C5
18.568	-2.80E-06	-0.00065	-6.28E-10	5.87E-09
C6	C7	C8	C9	C10
-1.33E-08	2.34E-14	-1.93E-13	3.73E-13	9.16E-13
C11	C12	C13	C14	C15
-2.75E-19	3.23E-19	-8.87E-18	3.64E-18	3.12E-17

Nos Gráfico 7.48 e Gráfico 7.49 temos o estado inicial de tensões calculado considerando o peso específico constante e igual a 22.61 kN/m³ (GAMAM CONSTANTE) e o atributo *DENSITY SURFACE* (GAMAM VARIÁVEL). Observa-

se que o estado inicial de tensões para o GAMAM CONSTANTE superestima as tensões em uma região do modelo e subestima em outras, ao contrário do GAMAM VARIÁVEL, que está em concordância com o teórico. Isso se deve ao cálculo realizado para achar o peso específico constante. Além disso, o menor peso específico constante também diminuiu o valor da pressão na interface sal/formação no modelo com a Metodologia 1.

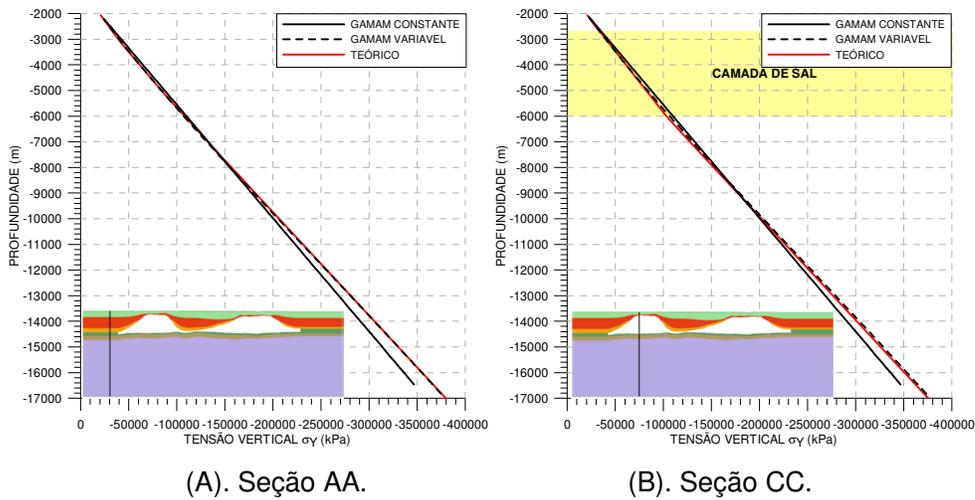


Gráfico 7.48 – Tensão Litostática (σ_y) nas Seções AA e CC.

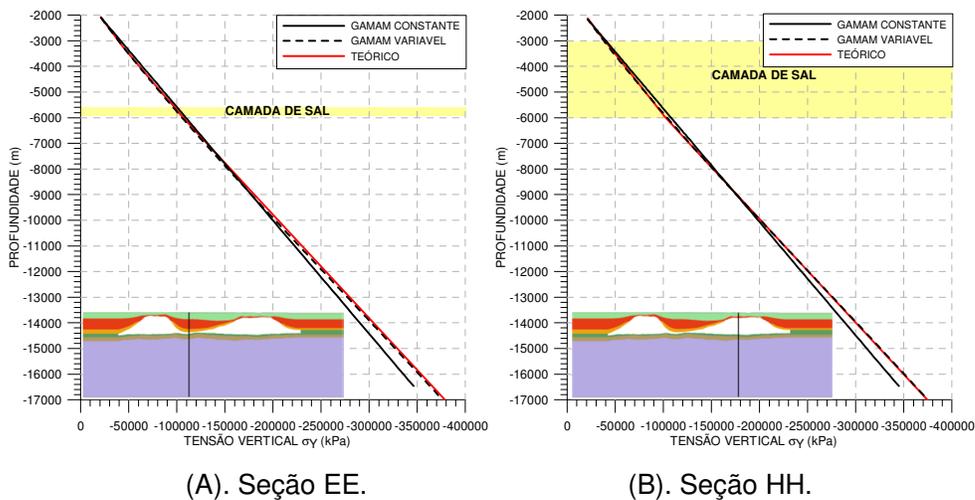


Gráfico 7.49 – Tensão Litostática (σ_y) nas Seções EE e HH.

A Figura 7.32 mostra o RATIO para as duas metodologias utilizadas. Observa-se que ao utilizar a Metodologia 1, a área plastificada no modelo é bem menor em comparação com a área plastificada do modelo onde a Metodologia 2 foi aplicada. Isto ocorre em virtude do menor peso específico equivalente e

constante (22.61 kN/m^3) utilizado, em comparação ao utilizando anteriormente (25.21 kN/m^3).

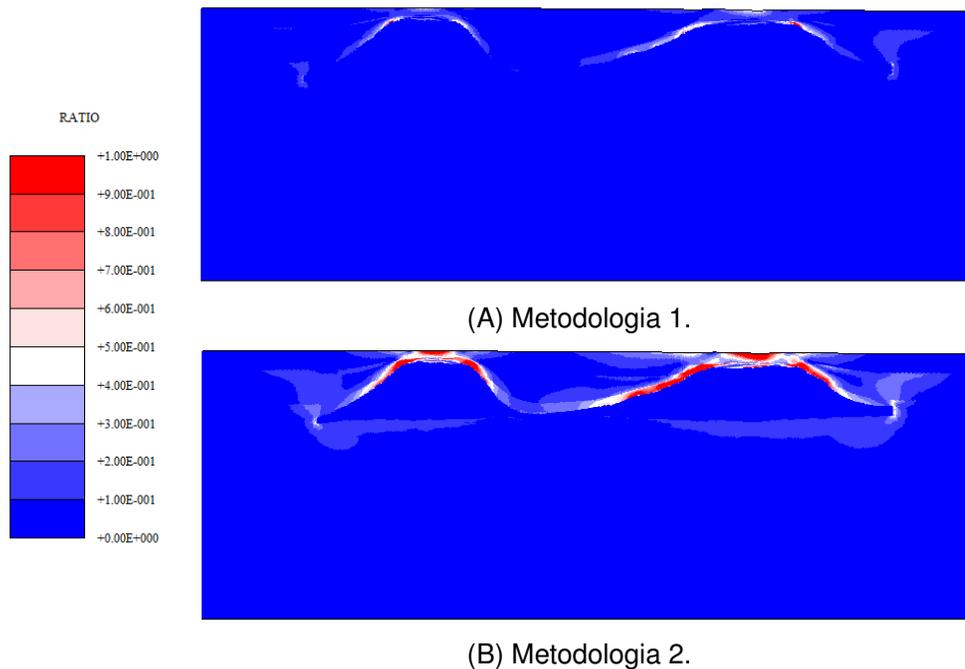


Figura 7.32 – Isomapa do Índice de Plastificação (RATIO) para 2.000.000 anos.

Destaca-se que a única diferença entre o modelo apresentado nesta seção e o modelo da seção anterior é a densidade da camada 6 que foi calculada considerando outra profundidade. Por isso, ao comparar o RATIO dos dois modelos que utilizam a Metodologia 2, Figura 7.30B e Figura 7.32B, observamos que estes são semelhantes, ao contrário do modelo que utiliza a Metodologia 1, que teve o resultado afetado consideravelmente, como podemos observar ao comparar a Figura 7.30A com a Figura 7.32A.

No caso apresentado nesta seção, a Metodologia 1 subestimou os resultados, ao contrário do modelo apresentado na Seção 7.4, uma vez que o peso específico equivalente constante utilizado é baixo comparado ao peso específico das camadas em contato com o domo salino, fazendo com que a pressão no contorno do sal seja menor. Este exemplo mostra como a metodologia proposta no presente trabalho corrige o problema referente ao uso de um peso específico constante e conduz a um resultado mais realista.

7.8.

Análise da Influência da Densidade das Camadas que Circundam o Domo Salino.

Nesta seção o modelo apresentado na Seção 7.4 teve as densidades das formações alteradas com o objetivo de avaliar a influência desta sobre o estado de tensão induzido pelo domo salino. As densidades das camadas que circundam o domo salino (camadas 2, 3 e 4) foram reduzidas para que a pressão na interface sal/formação diminuísse e as densidades das duas últimas camadas (camadas 5 e 6) foram aumentadas de forma que o peso específico equivalente fosse igual ao utilizado no modelo da Seção 7.4 onde a Metodologia 1 foi aplicada ($\gamma_{eq} = 25.21$ kN/m³). Na Tabela 7.9 temos as novas densidades das formações.

Tabela 7.9 – Novas densidades das formações.

Formação	ρ (g/cm ³)
Camada 1	2.00
Camada 2	2.20
Camada 3	2.30
Camada 4	2.40
Camada 5	2.60
Camada 6	2.72

Como as densidades das camadas foram alteradas, os coeficientes da superfície de peso específico equivalente para o cálculo do estado inicial de tensões EIT 2 utilizado na Metodologia 2 foram calculados novamente. Os novos coeficientes são apresentados na Tabela 7.10.

Tabela 7.10 – Tabela com os coeficientes da superfície de peso específico equivalente, Eq. (6.5).

C1	C2	C3	C4	C5
20.3686	1.31E-06	0.000621	-5.14E-10	2.40E-09
C6	C7	C8	C9	C10
2.06E-07	1.03E-14	-1.18E-13	1.84E-13	1.41E-11
C11	C12	C13	C14	C15
-1.02E-19	2.36E-19	-4.99E-18	3.34E-18	3.01E-16

Primeiramente, comparamos a influência do cálculo da pressão no contorno do sal quando considerado o peso específico constante e igual a 25.21 kN/m³

(Modelo 1) e calculado através do atributo *BOUNDARY PRESSURE CONTOUR SALT* (Modelo 2) para o mesmo estado inicial de tensão. Neste caso, o estado inicial de tensões foi obtido com o atributo *DENSITY SURFACE* através dos coeficientes apresentados na Tabela 7.10.

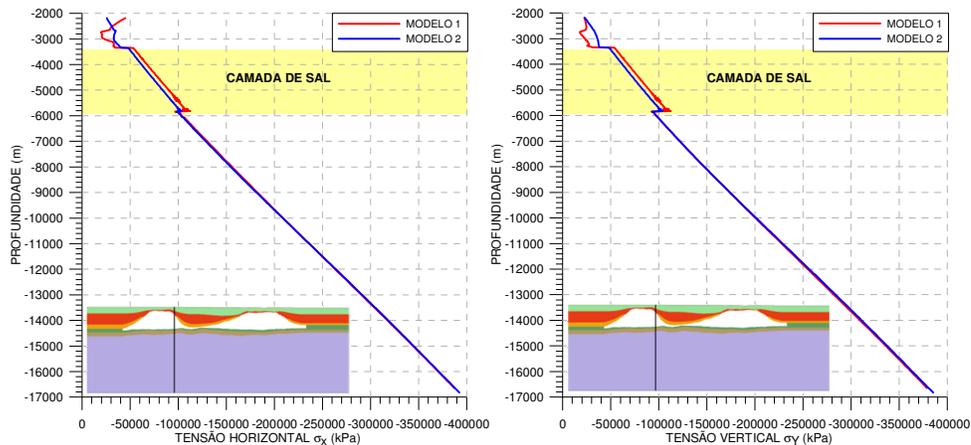


Gráfico 7.50 – Comparação do Estado de Tensões Final, na Seção DD, entre o Modelo 1 e Modelo 2.

Como esperado, a tensão horizontal e vertical na Seção DD são maiores no Modelo 1 devido à maior pressão no contorno do domo salino, além disso, as tensões também são maiores, tanto dentro do domo salino quanto na formação acima do domo, como mostra o Gráfico 7.50.

Agora, comparando a metodologia proposta (Metodologia 2) com a Metodologia 1, mostrada na Seção 7.6, temos que o resultado da Metodologia 1 pode encarecer economicamente um projeto. Por exemplo, supondo que o poço a ser perfurado tenha como alvo o ponto mostrado na Figura 7.33, que está entre as seções FF e GG (ver Figura 7.22). O resultado obtido na Metodologia 1 pode conduzir o engenheiro a optar por um poço direcional (trajetória A), mais caro do que um poço vertical (trajetória B), como sugere o resultado obtido através da Metodologia 2. Uma vez que a Metodologia 1 apresenta uma área plastificada bem maior do que o Metodologia 2, como mostra o RATIO das duas metodologias na Figura 7.33.

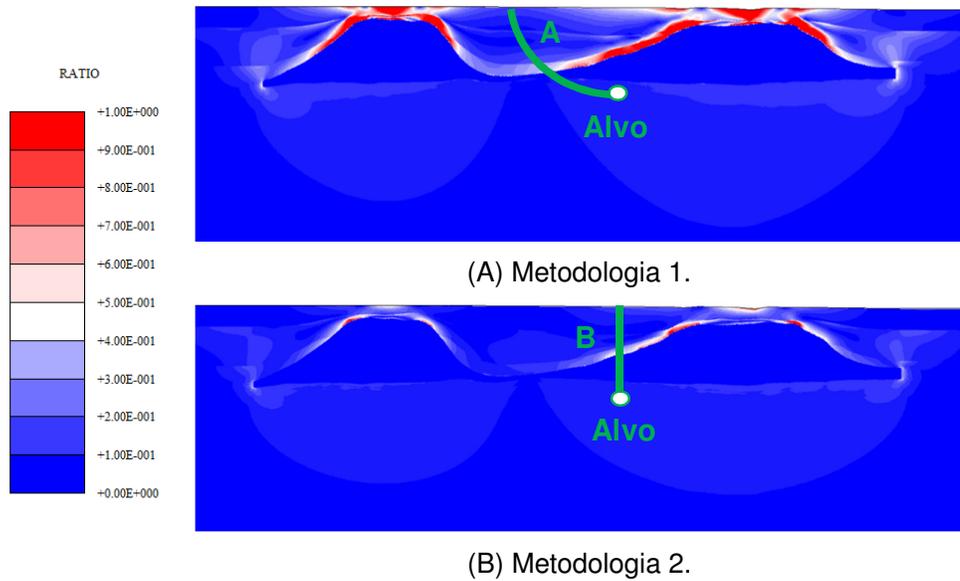


Figura 7.33 – Isomapa do Índice de Plastificação (RATIO) para 2.000.000 anos.

Outra conclusão que podemos tirar, é que a Metodologia 1 pode inviabilizar um projeto do ponto de vista técnico, uma vez que mostra uma região bastante fraturada, como mostra a Figura 7.33 e o Gráfico 7.51. A Metodologia 1 indica que a região acima do domo salino onde o poço deve passar para atingir o alvo possivelmente se encontra completamente plastificada, ao contrário do que indica a metodologia proposta no presente trabalho (Metodologia 2), ou seja, o uso da Metodologia 1, por ser mais conservadora, poderia não aprovar o projeto do poço tanto do ponto de vista técnico, quanto econômico.

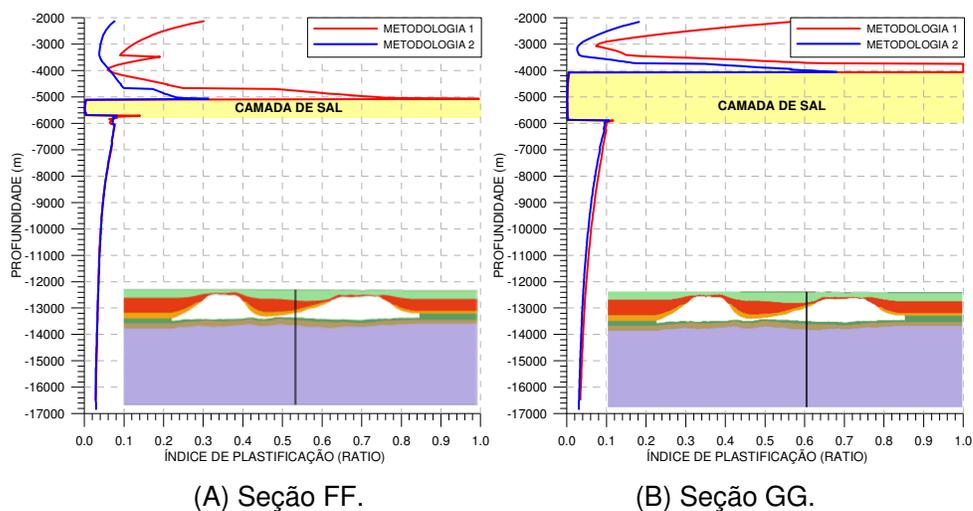


Gráfico 7.51 – Gráficos do Índice de Plastificação (RATIO) ao longo das seções FF e GG.

No Gráfico 7.52 temos as tensões horizontais e verticais ao longo da Seção GG. Nele observamos o quanto a Metodologia 1 superestima o estado de tensão na formação circundante ao domo salino, fazendo com as regiões plastificadas do modelo se intensifiquem.

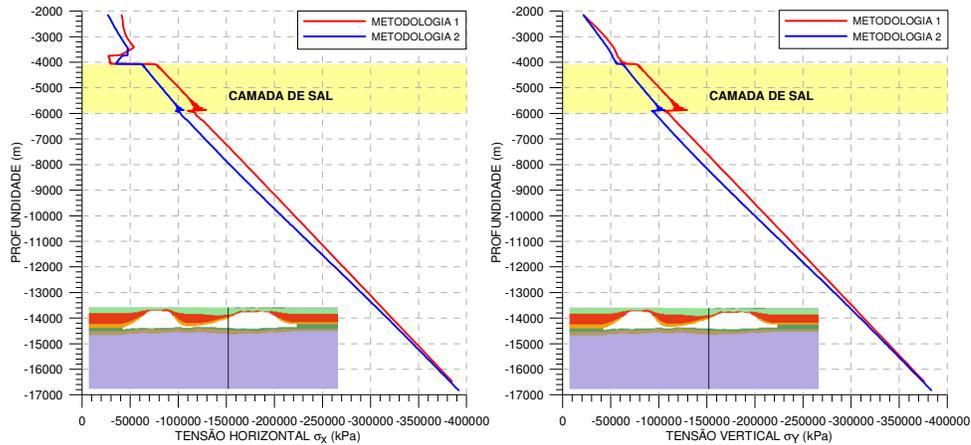


Gráfico 7.52 – Comparação entre o Estado de Tensões Final das duas metodologias na Seção GG.

Embora se tenha mudado as densidades das camadas da formação, o modelo com a Metodologia 1 é o mesmo utilizado na Seção 7.6, uma vez que o peso específico equivalente utilizado é mesmo. Em virtude da redução das densidades das camadas que circundam o domo salino, o modelo com a Metodologia 2, apresenta uma área plastificada bem menor que o modelo utilizado na Seção 7.6, uma vez que a tanto o estado inicial de tensões quanto a pressão na interface sal/formação são menores.

Ao contrário da análise realizada na Seção 7.7, onde o modelo com a Metodologia 1 subestimou o estado de tensão, os modelos discutidos nessa seção e na Seção 7.6 tiveram seus estados de tensões superestimados pela Metodologia 1, o que não ocorre com a Metodologia 2. Isso mostra como a metodologia proposta neste trabalho consegue representar melhor o estado de tensões induzidos por estruturas salinas.

7.9.

Comparação entre a Modelagem via *Template* Parametrizado e a Seção Transversal de um Domo Salino.

A fim de mostra a praticidade do uso do *template* parametrizado de domos salinos. Na presente seção, será modelado um domo salino bidimensional a partir da seção transversal mostrada na Figura 7.34. Em seguida, um modelo de domo salino é criado com as mesmas características geométricas e geomecânicas via *template* parametrizado desenvolvido no presente trabalho e apresentado na seção 6.1. Por fim, os resultados obtidos pelos dois modelos são comparados.

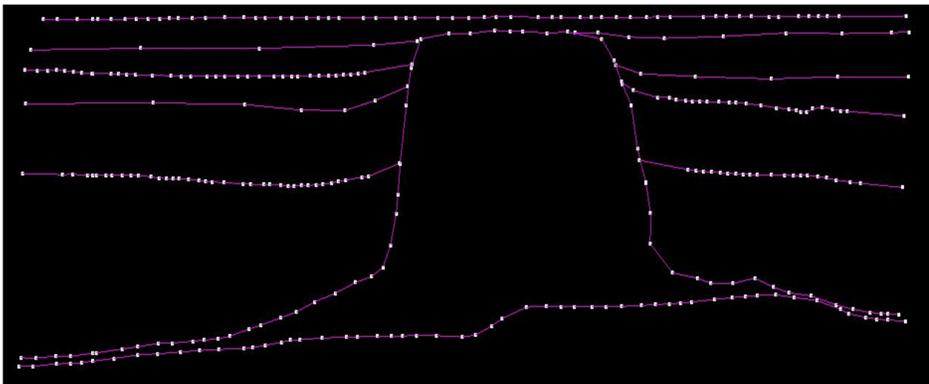


Figura 7.34 – Curva da seção transversal de um modelo salino.

Na Figura 7.35 é mostrado o modelo topológico criado a partir da Figura 7.34. Para evitar efeitos de borda o modelo foi estendido em 30km para ambos os lados. Sendo assim, o modelo tem 85km de extensão e 9000m de profundidade com LDA de 50m, onde o soterramento do domo salino é de ~300m. O modelo é composto por seis camadas de maciço, cujas propriedades dos materiais se encontram na Tabela 7.11.

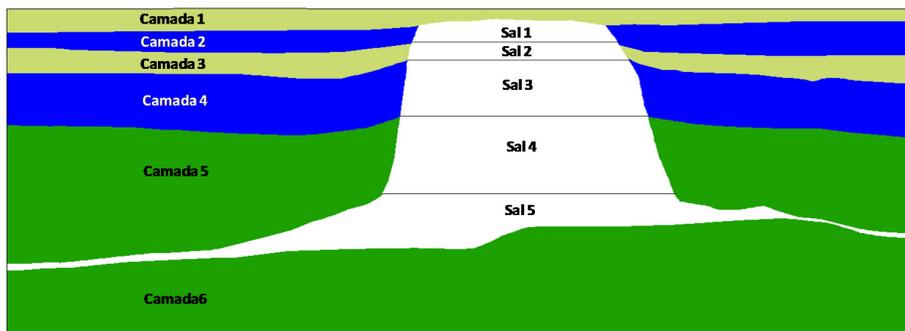


Figura 7.35 – Modelo topológico do domo salino.

Tabela 7.11 – Propriedades mecânica da formação do domo salino.

Formação	E (GPa)	ν	c (MPa)	f (°)	k_0	ρ (g/cm ³)
Camada 1	20.70	0.15	1.10	32.80	0.74	-
Camada 2	31.00	0.24	0.90	37.00	0.61	-
Camada 3	20.70	0.15	1.10	32.80	0.74	-
Camada 4	31.00	0.24	0.80	37.00	0.61	-
Camada 5	19.00	0.15	4.80	22.00	0.74	-
Camada 6	19.00	0.15	4.80	22.00	0.74	-

As características geométricas do domo salino mostrado na Figura 7.35 são apresentadas na Tabela 7.12 e utilizadas para criar o modelo via *template* parametrizado. Como a base do domo sintético é bastante irregular, utilizou-se a área da camada de Sal 5 para definir a extensão e espessura da fonte de sal do modelo parametrizado. A extensão da fonte de sal foi considerada igual à extensão do modelo sintético, 25 km, e a espessura da fonte de sal foi calculado com base na área da camada de Sal 5, calculada via pré-processador SIGMA2D, e igual a 14171876.2m². Logo, a espessura da fonte de sal (*th*) inserida no *template* parametrizado é:

$$th = \frac{\text{Área}}{L} = \frac{14171876.2}{25000} \cong 567m \quad (7.10)$$

Assim, o volume de sal na base é o mesmo.

Tabela 7.12 – Parâmetros geométricos do domo salino.

Parâmetros geométricos	
Lamina d'água (LDA)	50m
Soterramento do domo salino (SOTER)	310m
Altura do domo salino (H)	4810m
Topo do domo salino	360m
Base do domo salino	5170m
Largura do domo salino (L)	8050m
Espessura da fonte de sal (<i>th</i>)	567m
Largura da fonte de sal (L_{base})	25000m
Parâmetro λ	0.44
Extensão do topo do domo salino	5100m

O domo salino foi dividido em 5 camadas e os valores da taxa de deformação corrigidas para a profundidade da base de cada camada de sal, calculados de acordo com a Eq. (4.10), são apresentados na Tabela 7.13. O gradiente

geotérmico do maciço foi considerado igual a 30°C (COSTA *et. al.*, 2012). A propriedade da halita são as mesmas encontradas na Tabela 6.2.

Tabela 7.13 – Taxa de deformação corrigida pela temperatura para a profundidade da base de cada camada de sal do domo salino.

Horizonte	Prof. (m)	T (°C)	ϵ_0 corrigida
Fundo do Mar	51.00	4.0	
Topo do domo salino	360.00	13.2	
Base_halita_1	1006.00	21.0	3.5560E-04
Base_halita_2	1652.00	28.8	6.0262E-04
Base_halita_3	2996.00	44.9	1.6630E-03
Base_halita_4	5170.00	71.0	7.0215E-03
Base_domo_salino	6536.00	87.4	1.5599E-02

Na Figura 7.36 é apresentado o domo do salino criado via *template* parametrizado. Como podemos observar os modelos são bastante semelhantes.

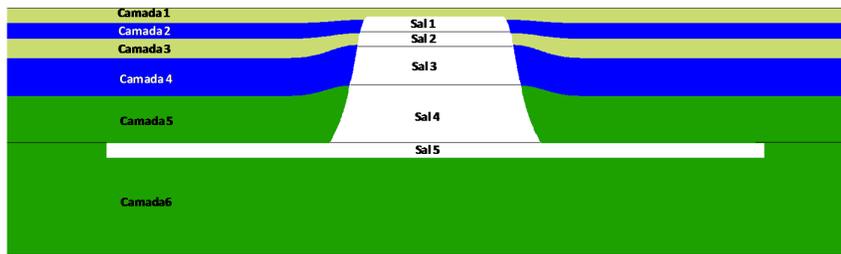
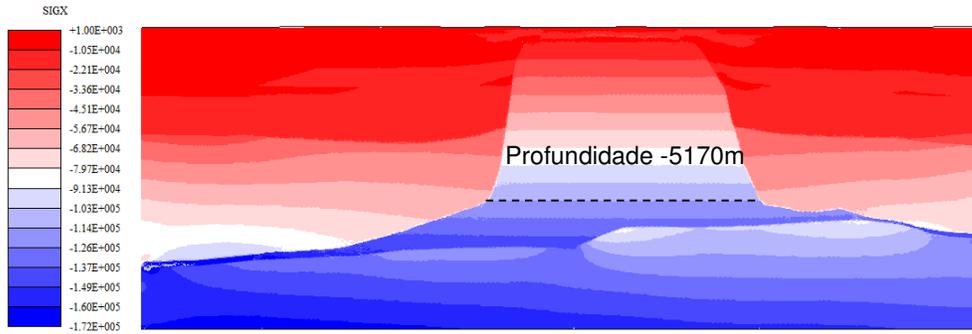


Figura 7.36 – Modelo topológico do domo salino via *template* parametrizado.

O estado inicial de tensões é calculado como discutido na seção 6.4, considerando a condição de equilíbrio geostático no repouso, com regime de tensões igual a $\sigma_{Hmin} = \sigma_{Hmax} = k_0 \sigma_v$. O valor de k_0 é diferente para cada camada do maciço, como mostra a Tabela 7.11. Lembrando que o k_0 para o sal é igual a 1.00. Devido à falta de informação sobre a densidade média das camadas, optou-se por utilizar o Estado Inicial de Tensões (ETI 1) calculado com base no peso específico constante e igual a 22.56kN/m³ (COSTA *et. al.*, 2012).

Nas Figura 7.37 e Figura 7.38 são apresentados os isomapas das tensões horizontais e verticais, respectivamente, para os dois modelos. Nas figuras foram inseridas linhas pontilhada que representa a base do domo salino (o topo da fonte de sal). Vemos que na região abaixo da fonte de sal, temos um estado de tensões diferentes devido à inclinação da fonte de sal no modelo sintético, que não existe no modelo criado pelo *template* parametrizado. Contudo, podemos dizer os resultados os estados de tensões são bem similares.



(A). Modelo sintético.

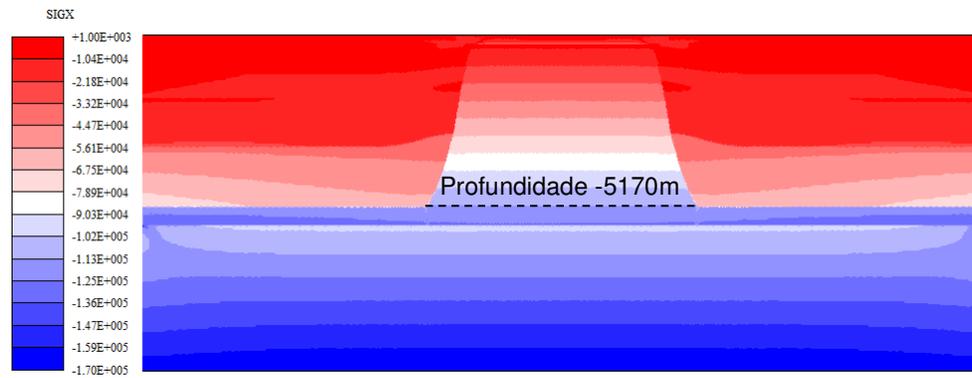
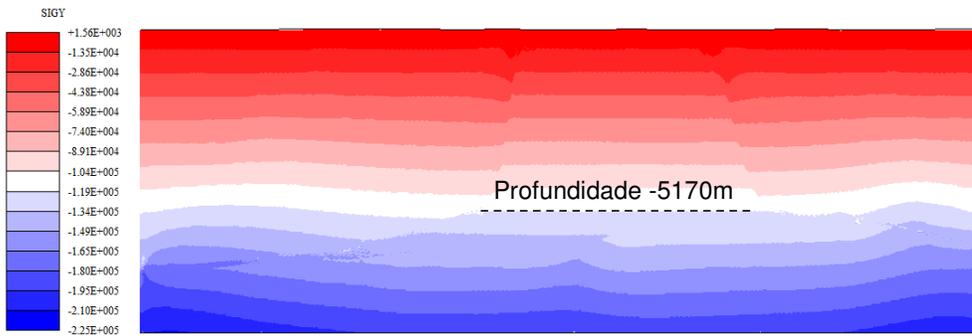
(B). Modelo criado via *template*.

Figura 7.37 – Isomapa das Tensão horizontal (kPa) para 2.000.000 anos.



(A). Modelo sintético.

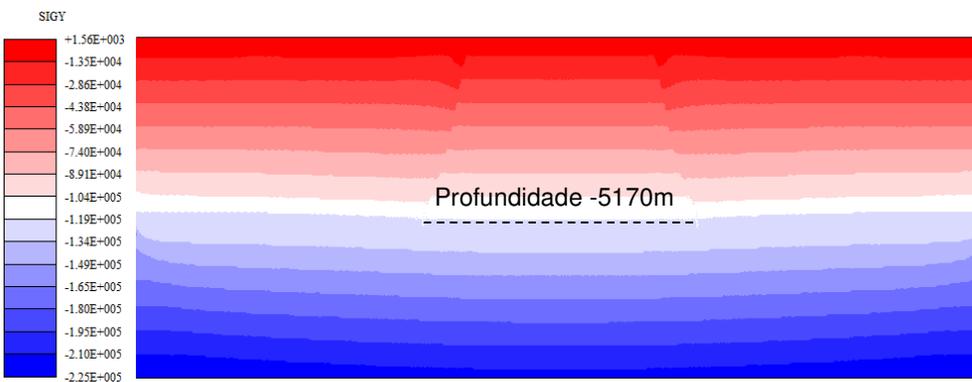
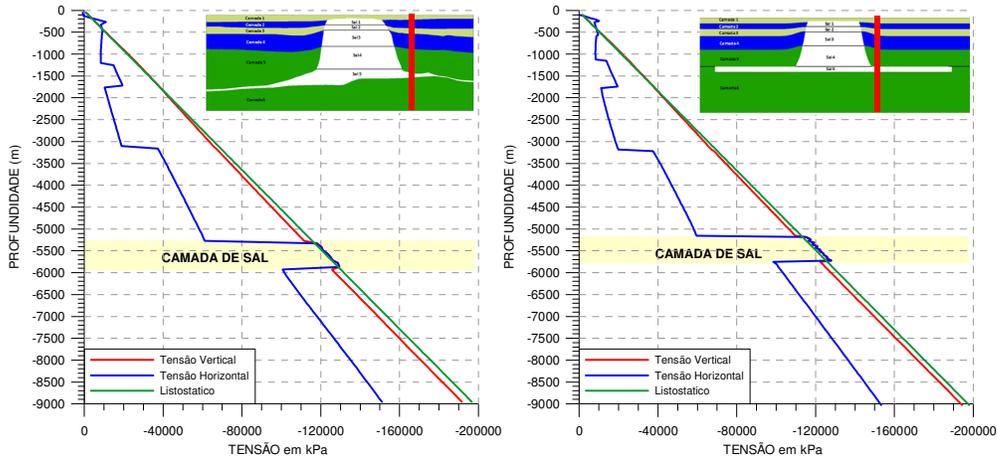
(B). Modelo criado via *template*.

Figura 7.38 – Isomapa das Tensão vertical (kPa) para 2.000.000 anos.

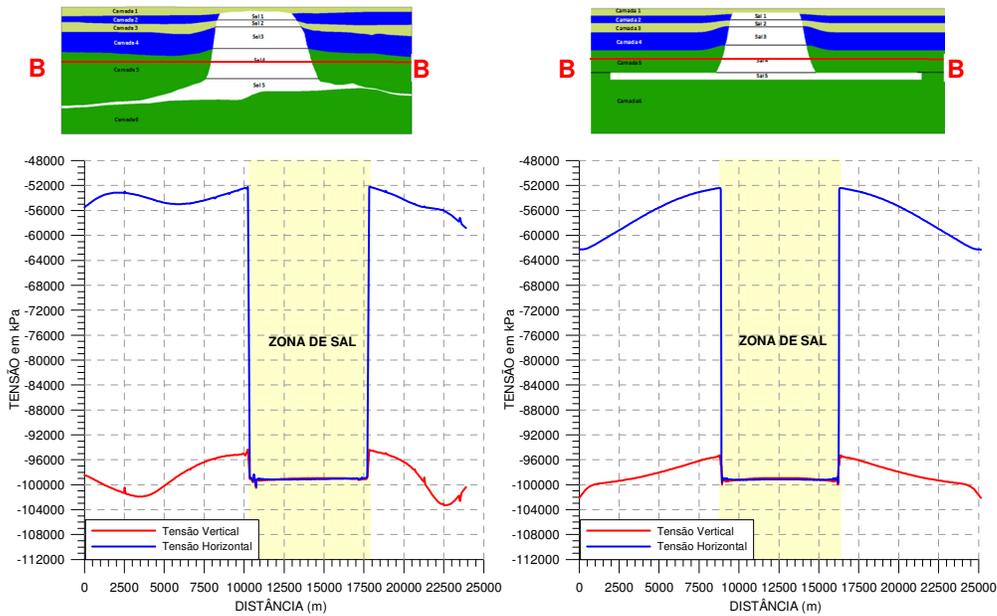
No Gráfico 7.53 vemos que o estado de tensões dentro do sal é o isotrópico ($\sigma_h = \sigma_v$) e a alteração do estado de tensões provocado pelo diapirismo do sal ao longo de uma seção transversal passando a 300m a direita da base dos domos (Seção AA) para ambos os modelos.



(A). Modelo Sintético.

(B). Modelo via *Template*.

Gráfico 7.53 – Gráfico ao longo de uma Seção AA a 300m da base do domo salino.



(A). Modelo Sintético.

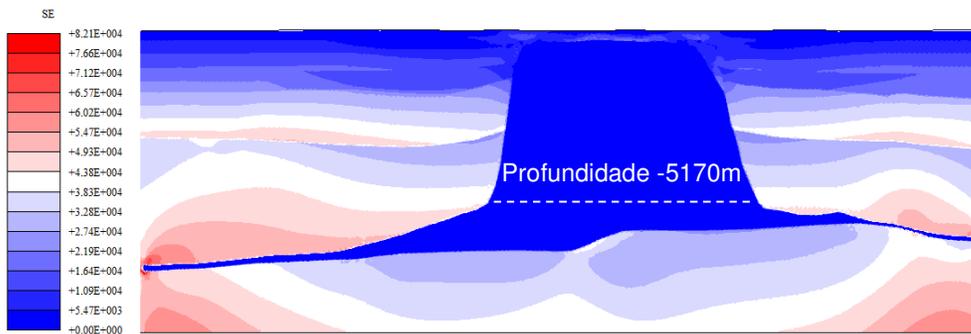
(B). Modelo via *Template*.

Gráfico 7.54 – Gráfico ao longo de uma Seção BB a uma profundidade de -4500m.

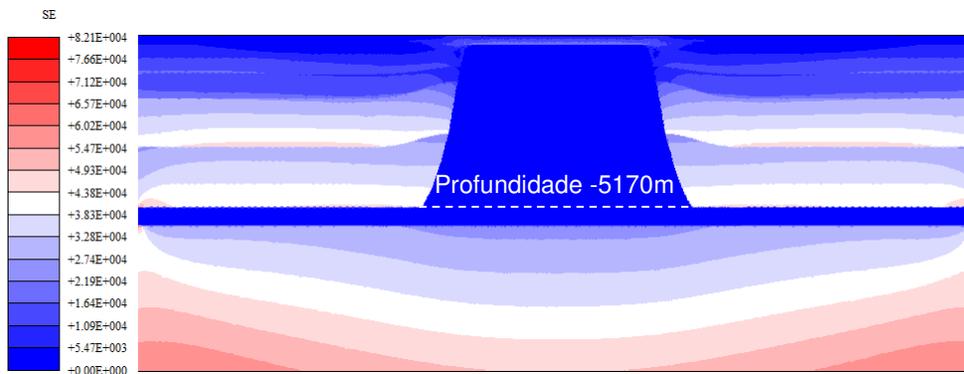
O Gráfico 7.54 vemos o estado de tensões ao longo de uma seção longitudinal (Seção BB) a uma profundidade de -4500m. O estado de tensões na

formação distante do sal, principalmente, no lado esquerdo, é diferente em virtude da fonte de sal do domo salino ser irregular e inclinada no modelo sintético, diferente do domo salino parametrizado.

Na Figura 7.39 fica clara a relaxação das tensões dentro da estrutura de sal, com a tensão desviadora próxima de zero, e a conseqüente transferência das tensões desviadoras para a formação adjacente. Observa-se que, assim como a tensão horizontal, as tensões desviadoras nos dois modelos também são similares, com exceção das tensões baixo do domo salino, que mudam devido à inclinação existente no modelo sintético, que não existe modelo parametrizado.



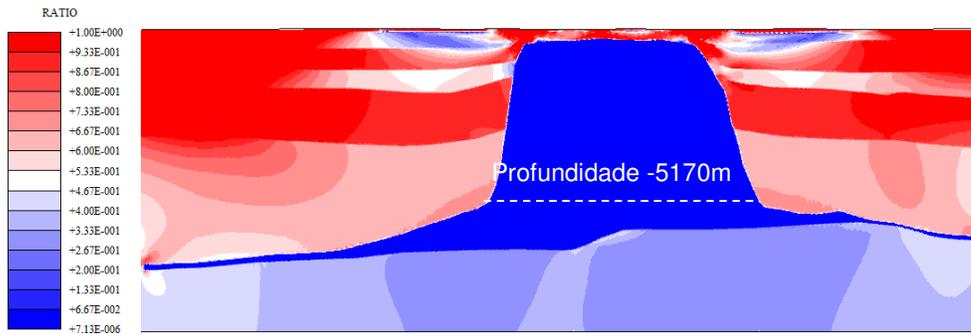
(A). Modelo sintético.



(B). Modelo criado via *template*.

Figura 7.39 – Isomapa da Tensão desviadora (kPa) para 2.000.000 anos.

Na Figura 7.40 temos o Índice de Plastificação (RATIO) dos dois modelos, observa-se que a formação acima do domo salino se encontra fraturada, assim como, regiões adjacentes ao sal. O modelo sintético não plastificou completamente na região acima do domo salino, como ocorre no modelo criado via *template*. Mas de maneira geral os resultados são semelhantes.



(A). Modelo sintético.

(B). Modelo criado via *template*.

Figura 7.40 – Isomapa do Índice de Plastificação (RATIO) para 2.000.000 anos.

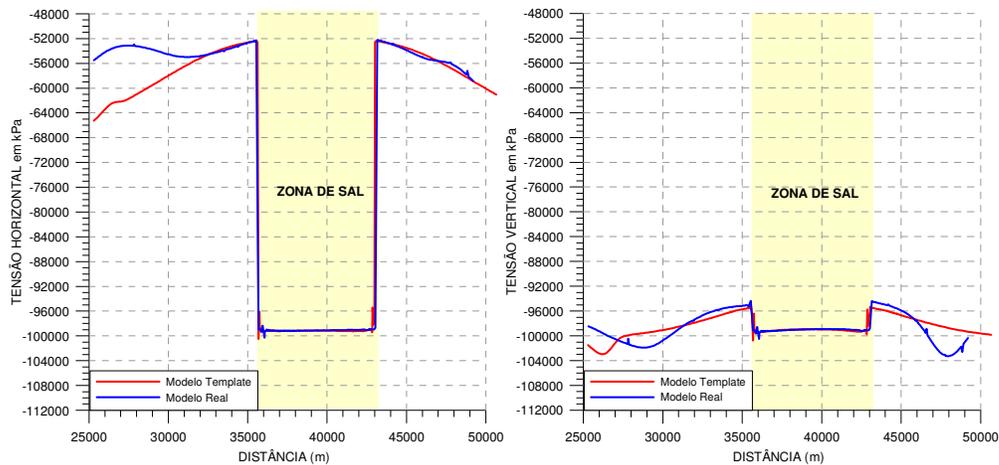


Gráfico 7.55 – Gráfico comparativo das tensões ao longo da Seção BB a profundidade de -4500m em relação a LDA para os dois modelos no tempo de 2.000.000 anos.

No modelo sintético, percebe-se que na formação acima da fonte de sal na borda esquerda do modelo está mais plastificada do que no modelo parametrizado. Isto ocorre devido à diferença do estado de tensões nessa região, com tensão horizontal maior no modelo sintético, como pode ser observado no

Gráfico 7.55 para Seção BB. Observa-se ainda que o estado de tensão perturbado próximo a estrutura de sal é bem similar nos dois modelos.

Nesta seção vemos que os resultados obtidos pelo modelo criado via *template* apresentam uma boa concordância com os resultados obtidos pelo modelo sintético, mostrando o quanto o *template* parametrizado pode ajudar de forma fácil e rápida a modelagem de um domo salino e obter resultados confiáveis para o estado de tensões induzidos pela estrutura de sal.

8. Análise paramétrica

Como foi visto na seção 7.9, o *template* parametrizado pode fornecer resultados em boa concordância com os modelos reais de domo salino do tipo almofada de sal. Portanto, neste capítulo é realizada uma análise paramétrica com o objetivo de avaliar a influência de parâmetros geométricos e geomecânicos sobre o estado de tensões próximo a estruturas salinas.

Seguida a metodologia descrita no Capítulo 6 e utilizando o *template* parametrizado apresentado na seção 6.1, que permite uma modelagem rápida e fácil de estruturas idealizadas, inúmeros modelos do tipo almofada de sal foram modelados e os resultados obtidos avaliados na forma de superfícies de resposta, mostrando a magnitude da perturbação das tensões quando dois parâmetros são variados e mostrando através de tabelas o raio de influência do domo salino.

Devido aos inúmeros parâmetros envolvidos na modelagem, como lâmina d'água, altura e comprimento da estrutura salina, distância do topo do domo salino ao piso marítimo, a distância vertical e horizontal do modelo, regime de tensões (k_0), espessura e extensão da fonte de sal, apenas alguns parâmetros de interesse foram variados e os demais mantidos constante, como mostra a Tabela 8.1.

Tabela 8.1 – Informações numéricas usadas nos exemplos.

Parâmetros geométricos	
Lamina d'água (LDA)	2050m
Altura do domo salino (H)	2650m
Topo do domo salino	2550m
Base do domo salino	5200m
Largura do domo salino (L)*	2650m, 5300m e 10600m
Largura da fonte de sal (L_{base})*	Sem fonte de sal, 2L e 3L
Parâmetro λ^*	0.30, 0.45 e 0.60
k_0^*	0.70, 0.80 e 1.00

*Parâmetros variáveis.

Portanto, a fim de comparar os efeitos da relação entre largura (L) e altura (H) o domo salino, foram utilizados três modelos com relação L/H iguais a 1, 2 e 4. Sendo a altura do domo salino mantida constante e igual a 2650m. Com o

objetivo de variar a geometria destes três modelos, foi utilizado o parâmetro λ , definido na Figura 6.8, igual a 0.30, 0.45 e 0.60. Além disso, também foram realizadas análises considerando o domo salino isolado ou conectado a uma fonte de sal com comprimento (L_{base}) igual a duas e três vezes a largura (L) da base do domo salino e espessura constante (th).

O domo salino foi dividido em três camadas quando este não está conectado a uma fonte de sal, ou em quatro camadas, quando o domo salino está conectado a uma fonte de sal, como descrito na seção 7.2. Os valores da taxa de deformação de cada camada, corrigidos de acordo com a Eq. (4.10), são apresentados na Tabela 7.2.

Vale lembrar que a distância horizontal do modelo foi considerada igual a 5 vezes a largura da base do domo salino, sendo suficientemente grande para que os efeitos de bordo sejam minimizados, além de utilizar elementos infinitos nas fronteiras laterais, representando melhor o meio contínuo e diminuindo a quantidade de elementos e nós.

A fim de simplificar a análise, a formação adjacente ao sal é considerada a mesma para todo o modelo com peso específico equivalente médio para toda a formação e igual a 22.56 kN/m^3 e de 21.00 kN/m^3 para o sal (COSTA *et. al.*, 2005a; BORGES, 2008; COSTA *et. al.*, 2012).

O estado inicial de tensões é calculado como discutido na seção 6.4, considerando a condição de equilíbrio geostático no repouso para regime de tensões igual a $\sigma_{Hmin} = \sigma_{Hmax} = k_0\sigma_v$. A influência do estado de tensões (k_0) é avaliada para os três regimes de tensões (k_0) mostrados na Tabela 8.1.

Os modelos foram analisados em quatro seções longitudinais, Seção AA (Profundidade de -2285m), Seção BB (Profundidade de -3345m) Seção CC (Profundidade de -4405m) e Seção DD (Profundidade de -5465m), mostradas na Figura 8.1.

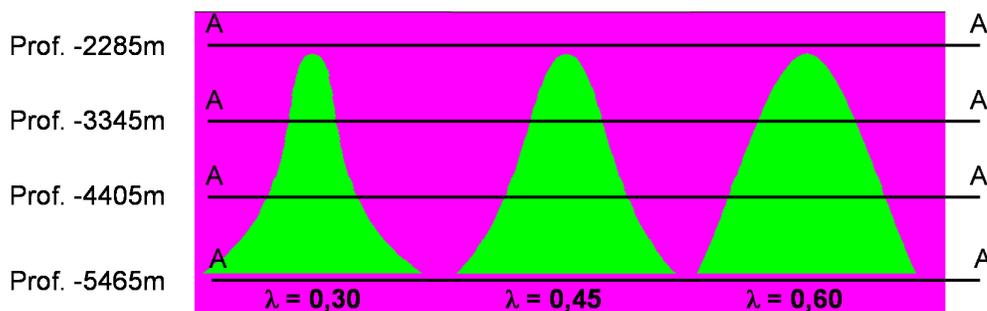


Figura 8.1 – Seções transversais avaliadas para o Modelo 1.

A seguir é realizado um estudo paramétrico variando a relação L/H , o parâmetro λ e o regime de tensões (k_0) de um domo salino idealizado sem estar conectado a uma fonte de sal e conectado a uma fonte de sal igual a 2 e 3 vezes a largura (L) da base do domo salino. Sendo analisadas três valores para a relação L/H (1.0, 2.0 e 4.0), o parâmetro λ (0.30, 0.45 e 0.60) e o regimes de tensões (0.70, 0.80 e 1.00), como mostra a Figura 8.1. e Figura 8.2.

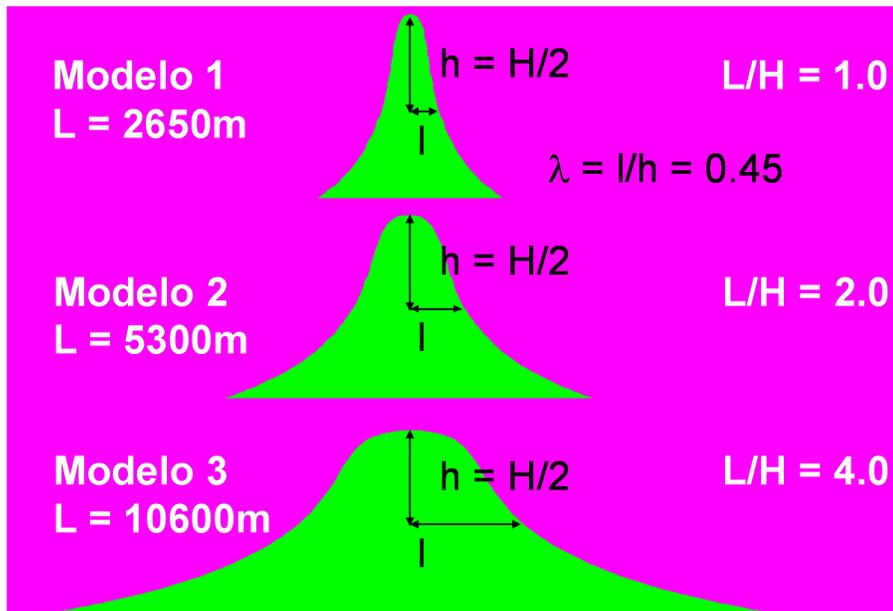


Figura 8.2 – Geometria do domo salino para diferentes relações L/H para o parâmetro $\lambda = 0.45$.

Embora o *template* parametrizado permita criar modelos como domos adjacentes, como mostrado na Figura 6.6, estes não serão analisados no presente trabalho.

8.1.

Domo Salino Idealizado SEM estar conectado a uma Fonte de Sal.

Nesta seção é realizada uma análise paramétrica do domo salino sem estar conectado a fonte de sal. A fim de facilitar a análise dos resultados, foram criadas superfícies que mostram a magnitude da perturbação das tensões quando a relação L/H e o parâmetro λ variam para diferentes regimes de tensões.

Em seguida é apresentada a variação da perturbação das tensões quando a relação L/H é mantida constante e o parâmetro λ e k_0 são variados. Por fim,

também é discutido variação da perturbação das tensões quando o parâmetro λ é mantido constante e os demais variam.

8.1.1.

Regime de Tensões (k_0) igual a 0.70.

As Tabela 8.2, Tabela 8.3 e Tabela 8.4, mostram um resumo da magnitude, máxima e mínima, e a extensão da perturbação das tensões horizontais e verticais normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal (*farfield*) variando o parâmetro λ para o modelos 1 ($L/H = 1$), 2 ($L/H = 2$) e 3 ($L/H = 4$), respectivamente, com $H = 2650\text{m}$ e $k_0 = 0.70$.

Os valores marcados nas tabelas indicam que a máxima perturbação ao longo da seção transversal está ocorrendo dentro da estrutura de sal. Analisando as tabelas, observamos que para a profundidade -2285m (acima do domo salino) a extensão da perturbação das tensões é 21.2km para os Modelos 1 ($8L_1 = 8 \cdot 2650\text{m}$, ver Tabela 8.2) e Modelo 2 ($4L_2 = 4 \cdot 5300\text{m}$, ver Tabela 8.3) e de 26.5km para o Modelo 3 ($2.5L_3 = 2.5 \cdot 10600\text{m}$, ver Tabela 8.4), onde L é a largura da base do domo salino. Observa-se nas tabelas que independentemente da variação do parâmetro λ a extensão da perturbação não varia. Enquanto que a magnitude da perturbação das tensões horizontais máxima normalizada com relação a tensão *farfield* aumenta à medida que o parâmetro λ e a relação L/H aumentam, como pode ser observado no Gráfico 8.1B. Já a tensão vertical máxima está menos perturbada com relação as tensões *farfield*, quando o parâmetro λ é variado para uma mesma relação L/H , contudo, está perturbação se aproxima da condição *farfield* quando L/H aumenta para um mesmo parâmetro λ , como mostra o Gráfico 8.1D.

Para a profundidade de -5465m (abaixo do domo salino), se observa nas tabelas que à medida que a relação L/H aumentou, a extensão da perturbação das tensões aumentou de 15.9km ($6L_1$) para o Modelo 1 ($L/H = 1$) para 26.5km ($2.5L_3$) para o Modelo 3 ($L/H = 4$) e mais uma vez independente da variação do parâmetro λ . Observamos ainda que a magnitude da perturbação das tensões horizontais máximas (acima e abaixo do domo salino) aumentam à medida que a relação L/H e o parâmetro λ aumentam, como mostra o Gráfico 8.4B. As tensões verticais máximas abaixo do domo salino apresentam uma oscilação ao se aumentar a relação L/H , onde a perturbação para o Modelo 2 ($L/H = 2$) é menor,

ficando próxima do *farfield*, do que a perturbação nos Modelos 1 ($L/H = 1$) e Modelo 3 ($L/H = 4$), como pode ser visto no Gráfico 8.4D.

Assim como as profundidades analisadas anteriormente, as profundidades -3345 e -4405m, que atravessam a estrutura de sal, também não apresentam variação na extensão da perturbação das tensões quando o parâmetro λ é variado. Para a profundidade -3345m, a extensão da perturbação das tensões para os modelos 1, 2 e 3 são de $6L_1$ (15.9km), $4L_2$ (21.2km) e $2L_3$ (21.2km), respectivamente. Enquanto que, para a profundidade -4405m, a extensão da perturbação das tensões são de $6L_1$ (15.9km), $3.5L_2$ (18.6km) e $2L_3$ (21.2km), para os Modelos 1, 2 e 3, respectivamente, onde $L_1 = 2650m$, $L_2 = 5300m$ e $L_3 = 10600$.

Tabela 8.2 – Magnitude e extensão da perturbação das tensões horizontais e verticais normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal para o Modelo 1 com relação $L/H = 1$ ($L_1 = 2650m$) e $k_0 = 0.70$.

$\lambda = 0.30$								
PROF.(m)	$\sigma_x/\sigma_{x\text{farfield}}$				$\sigma_y/\sigma_{y\text{farfield}}$			
	MIN	MAX	$\sigma_{x\text{farfield}}$	LX_{per}	MIN	MAX	$\sigma_{y\text{farfield}}$	LY_{per}
-2285	0.975	1.200	-18069	8 L_1	0.963	1.212	-25809	2 L_1
-3345	0.903	1.709	-34799	6 L_1	0.955	1.195	-49729	3 L_1
-4405	0.794	1.617	-51539	6 L_1	0.926	1.132	-73641	3 L_1
-5465	0.968	1.154	-68279	6 L_1	0.910	1.050	-97553	4 L_1
$\lambda = 0.45$								
PROF.(m)	$\sigma_x/\sigma_{x\text{farfield}}$				$\sigma_y/\sigma_{y\text{farfield}}$			
	MIN	MAX	$\sigma_{x\text{farfield}}$	LX_{per}	MIN	MAX	$\sigma_{y\text{farfield}}$	LY_{per}
-2285	0.970	1.248	-18070	8 L_1	0.958	1.237	-25810	2 L_1
-3345	0.860	1.693	-34799	6 L_1	0.901	1.184	-49731	3 L_1
-4405	0.777	1.607	-51539	6 L_1	0.905	1.124	-73643	3 L_1
-5465	0.970	1.156	-68279	6 L_1	0.913	1.046	-97555	4 L_1
$\lambda = 0.60$								
PROF.(m)	$\sigma_x/\sigma_{x\text{farfield}}$				$\sigma_y/\sigma_{y\text{farfield}}$			
	MIN	MAX	$\sigma_{x\text{farfield}}$	LX_{per}	MIN	MAX	$\sigma_{y\text{farfield}}$	LY_{per}
-2285	0.962	1.311	-18072	8 L_1	0.954	1.242	-25812	2 L_1
-3345	0.809	1.673	-34799	6 L_1	0.874	1.170	-49734	3 L_1
-4405	0.761	1.593	-51539	6 L_1	0.837	1.115	-73645	3 L_1
-5465	0.972	1.157	-68279	6 L_1	0.922	1.040	-97557	4 L_1

Observa-se na Tabela 8.2 que a magnitude da perturbação das tensões horizontais mínimas com relação as tensões *farfield* aumenta consideravelmente à medida que a profundidade de análise aumenta, como, por exemplo, para $\lambda = 0.30$, na Seção AA (Prof. -2285m) a perturbação está na ordem de $0.975 \sigma_{x\text{farfield}}$, próximo da condição *farfield*, e aumenta para $0.777 \sigma_{x\text{farfield}}$ na Seção CC (Prof. -

4405m). A perturbação das tensões abaixo do domo salino (prof. -5465m) voltam a está próxima a condição *farfield*.

No Gráfico 8.11 vemos que a tensão horizontal normalizada máxima ocorre dentro do sal para $\lambda = 0.60$ e profundidade -3345m, valores marcados na Tabela 8.2 ($1.673\sigma_{x_farfield}$), e que ao sair do sal a perturbação da tensão horizontal cai para o valor mínimo na formação adjacente ($0.809\sigma_{x_farfield}$) mostrado na Tabela 8.2. Isto se repete quando o parâmetro λ é variado e também ao variar a relação L/H (ver Tabela 8.3 e Tabela 8.4). A mesma tendência ocorre para a Seção BB (profundidade -3345m), como mostra o Gráfico 8.10.

Tabela 8.3 – Magnitude e extensão da perturbação das tensões horizontais e verticais normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal para o Modelo 2 com relação L/H = 2 ($L_2 = 5300\text{m}$) e $k_0 = 0.70$.

$\lambda = 0.30$		$\sigma_x/\sigma_{x_farfield}$				$\sigma_y/\sigma_{y_farfield}$			
PROF.(m)	MIN	MAX	$\sigma_{x_farfield}$	LX_{per}	MIN	MAX	$\sigma_{y_farfield}$	LY_{per}	
-2285	0.929	1.394	-18080	4 L_2	0.934	1.104	-25818	1.5 L_2	
-3345	0.753	1.579	-34798	4 L_2	0.906	1.104	-49747	2 L_2	
-4405	0.678	1.533	-51538	3.5 L_2	0.920	1.072	-73657	2.5 L_2	
-5465	0.960	1.159	-68278	4 L_2	0.937	1.017	-97567	2 L_2	
$\lambda = 0.45$		$\sigma_x/\sigma_{x_farfield}$				$\sigma_y/\sigma_{y_farfield}$			
PROF.(m)	MIN	MAX	$\sigma_{x_farfield}$	LX_{per}	MIN	MAX	$\sigma_{y_farfield}$	LY_{per}	
-2285	0.920	1.474	-18082	4 L_2	0.943	1.108	-25820	1.5 L_2	
-3345	0.675	1.560	-34797	4 L_2	0.878	1.091	-49750	2 L_2	
-4405	0.644	1.517	-51537	3.5 L_2	0.919	1.061	-73659	2.5 L_2	
-5465	0.962	1.167	-68277	4 L_2	0.940	1.016	-97569	2 L_2	
$\lambda = 0.60$		$\sigma_x/\sigma_{x_farfield}$				$\sigma_y/\sigma_{y_farfield}$			
PROF.(m)	MIN	MAX	$\sigma_{x_farfield}$	LX_{per}	MIN	MAX	$\sigma_{y_farfield}$	LY_{per}	
-2285	0.903	1.563	-18084	4 L_2	0.952	1.104	-25822	1.5 L_2	
-3345	0.590	1.536	-34797	4 L_2	0.887	1.075	-49753	2 L_2	
-4405	0.612	1.502	-51537	3.5 L_2	0.871	1.051	-73662	2.5 L_2	
-5465	0.967	1.177	-68277	4 L_2	0.948	1.028	-97572	2 L_2	

Com o aumento da relação da relação L/H para 2 observamos que a magnitude da perturbação das tensões máximas diminuem nas seções que atravessam o sal (valores marcados na tabela), como, por exemplo, para a profundidade de -3345m e $\lambda = 0.30$ a perturbação tensão horizontal e vertical máxima com relação a tensão *farfield* são iguais a $1.709\sigma_{x_farfield}$ e $1.195\sigma_{y_farfield}$

(ver Tabela 8.2) para a relação $L/H = 1$, respectivamente, e diminuem para $1.579\sigma_{x_farfield}$ e $1.104\sigma_{y_farfield}$ (ver Tabela 8.3) para a relação L/H igual 2. Em contrapartida, a perturbação aumenta para as tensões horizontais e verticais, máxima e mínimas, acima (prof. -2285m) e abaixo (prof. -5465m) do domo salino.

Observa-se na Tabela 8.4 que os valores máximos da tensão vertical para o Modelo 3 ($L/H = 4$), que antes de encontravam dentro do sal, agora estão na formação adjacente, cuja magnitude das perturbações aumenta à medida que o parâmetro λ aumenta. Já a magnitude da perturbação da tensão vertical mínima diminuem com o aumento do parâmetro λ . Também não há variação na extensão da perturbação da tensão vertical, independente do variação do parâmetro λ .

Tabela 8.4 – Magnitude e extensão da perturbação das tensões horizontais e verticais normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal para o Modelo 3 com relação $L/H = 4$ ($L_3 = 10600\text{m}$) e $k_0 = 0.70$.

$\lambda = 0.30$		$\sigma_x/\sigma_{x_farfield}$				$\sigma_y/\sigma_{y_farfield}$			
PROF.(m)	MIN	MAX	$\sigma_{x_farfield}$	LX_{per}	MIN	MAX	$\sigma_{y_farfield}$	LY_{per}	
-2285	0.809	1.727	-18097	2 L_3	0.935	1.082	-25833	1 L_3	
-3345	0.626	1.495	-34795	2 L_3	0.894	1.046	-49774	1.5 L_3	
-4405	0.583	1.475	-51535	2 L_3	0.955	1.042	-73681	2 L_3	
-5465	0.984	1.187	-68276	2.5 L_3	0.973	1.076	-97589	2 L_3	
$\lambda = 0.45$		$\sigma_x/\sigma_{x_farfield}$				$\sigma_y/\sigma_{y_farfield}$			
PROF.(m)	MIN	MAX	$\sigma_{x_farfield}$	LX_{per}	MIN	MAX	$\sigma_{y_farfield}$	LY_{per}	
-2285	0.784	1.759	-18099	2 L_3	0.961	1.062	-25836	1 L_3	
-3345	0.542	1.484	-34795	2 L_3	0.922	1.038	-49778	1.5 L_3	
-4405	0.577	1.467	-51535	2 L_3	0.955	1.050	-73685	2 L_3	
-5465	0.987	1.197	-68275	2.5 L_3	0.968	1.088	-97592	2 L_3	
$\lambda = 0.60$		$\sigma_x/\sigma_{x_farfield}$				$\sigma_y/\sigma_{y_farfield}$			
PROF.(m)	MIN	MAX	$\sigma_{x_farfield}$	LX_{per}	MIN	MAX	$\sigma_{y_farfield}$	LY_{per}	
-2285	0.756	1.875	-18102	2 L_3	0.976	1.047	-25838	1 L_3	
-3345	0.513	1.468	-34794	2 L_3	0.949	1.033	-49782	1.5 L_3	
-4405	0.597	1.457	-51534	2 L_3	0.946	1.059	-73688	2 L_3	
-5465	0.990	1.204	-68275	2.5 L_3	0.963	1.099	-97595	2 L_3	

Os Gráfico 8.1 ao Gráfico 8.4, mostra superfícies dos valores máximos e mínimos da perturbação das tensões horizontais e verticais para quando o regime de tensões é igual a 0.70, quando a relação L/H e o parâmetro λ são variados. A partir dele poderíamos obter o valor da perturbação das tensões horizontais e

verticais para valores de L/H entre 1 e 4 e valores do parâmetro λ variando de 0.30 a 0.60.

Neles podemos observar uma tendência da magnitude da perturbação das tensões horizontais mínimas aumentar em relação as tensões *farfield* à medida que a relação L/H e parâmetro λ aumentam, com exceção da tensão horizontal mínima abaixo do domo salino (Gráfico 8.4A). A magnitude da perturbação das tensões horizontais máximas tendem aumentar quando a relação L/H aumenta e permanecer quase constante com a variação do parâmetro λ .

As tensões verticais mínimas apresentam um comportamento diferente à medida que se aumenta a profundidade de análise. Na profundidade -2285m (acima do domo salino) a magnitude da perturbação das tensões verticais mínimas em relação a tensão *farfield*, tende a aumentar à medida que a relação L/H aumenta quando o parâmetro λ é igual a 0.30 e diminuir quando $\lambda = 0.60$. Já para a profundidade -3345m, a magnitude da perturbação tende a formar uma sela, como pode ser visto no Gráfico 8.2C, onde tende a aumentar em relação a tensão *farfield* quando a relação L/H aumenta para o parâmetro λ igual a 0.30 e a tendência inverte quando o parâmetro λ aumenta para 0.60.

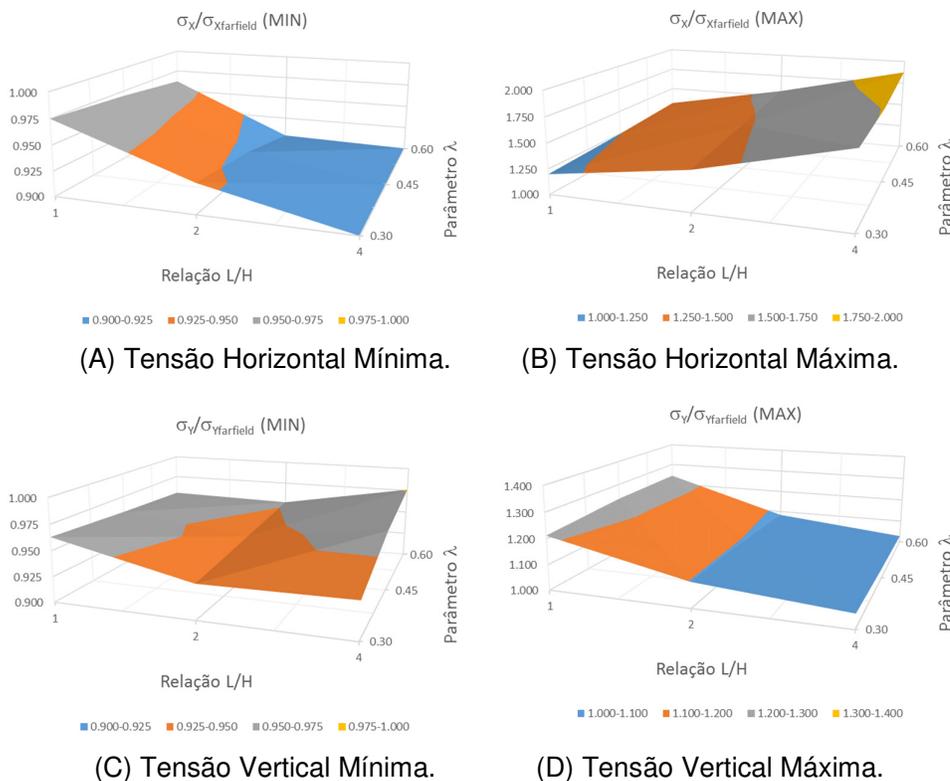


Gráfico 8.1 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção AA (Profundidade de -2285m).

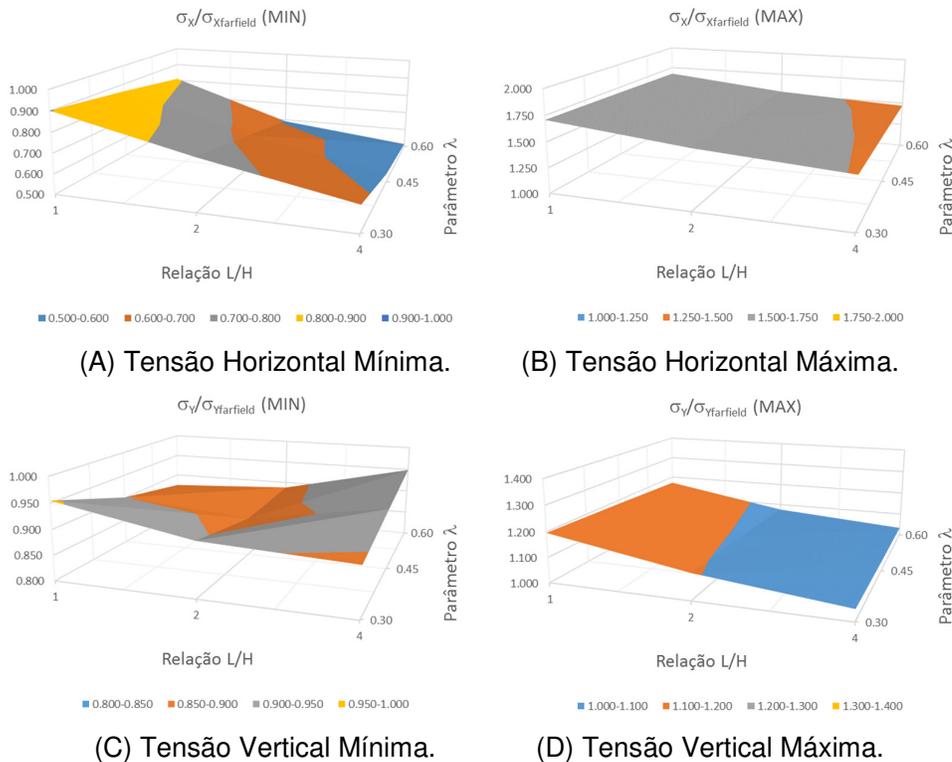


Gráfico 8.2 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção BB (Profundidade de -3345m).

Para a profundidade -4405m, a magnitude da perturbação das tensões verticais mínimas tende a diminuir quando se aumenta a relação L/H e aumentar quando a relação L/H é mantida constante e o parâmetro λ aumenta. Já para a profundidade -5545m (abaixo do domo salino) a magnitude da perturbação das tensões verticais mínimas tende a diminuir à medida que o parâmetro λ e a relação L/H aumenta. Lembrando que as tensões horizontais e verticais mínimas se encontram na formação adjacente ao sal.

A tensão horizontal máxima apresenta uma tendência de aumentar a magnitude da perturbação tanto acima (prof. -2285m), quanto abaixo (prof. -5545m) do domo salino à medida que a relação L/H e o parâmetro λ aumentam. Sendo que a magnitude da perturbação aumenta levemente quando o parâmetro λ aumenta para a mesma relação L/H. Para as profundidades -3345m e -4405m, que atravessam o domo salino, a magnitude da perturbação tende a diminuir com relação às tensões *farfield* à medida que a relação L/H aumenta e se mantém praticamente constante quando o parâmetro λ aumenta para uma mesma relação L/H. Lembrando que as tensões horizontais máximas se localizam dentro do sal.

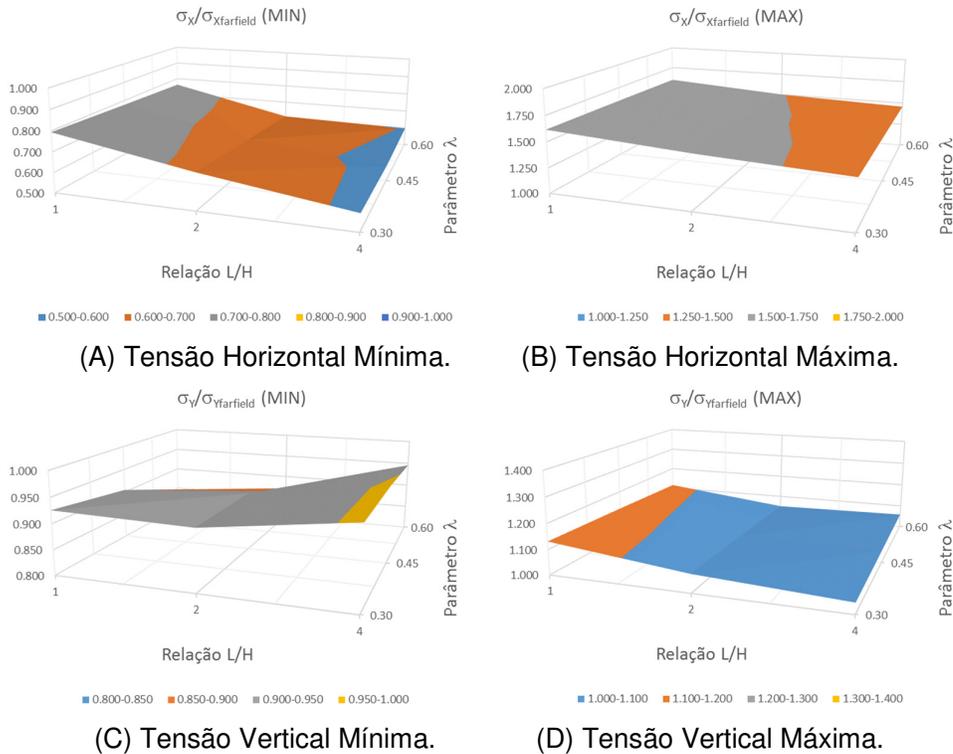


Gráfico 8.3 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção CC (Profundidade de -4405m).

Quanto as tensões verticais máximas, observamos que na formação acima (prof. -2285m) do domo salino a magnitude da perturbação tem uma tendência de diminuir à medida que a relação L/H aumenta e se mantém praticamente constante quando o parâmetro λ é variado para uma mesma relação L/H. Para as profundidades -3345m e -4405m, tensões verticais máximas apresentam o mesmo comportamento descrito para a tensão horizontal máxima, se aproximando da condição *farfield* à medida que a relação L/H e o parâmetro λ aumentam. Já abaixo do domo salino (prof. -5545m) a magnitude da perturbação oscila quando a relação L/H aumenta. Mas existe uma leve tendência de diminuir a magnitude da perturbação quando o parâmetro λ aumenta para uma mesma relação L/H, como pode ser visto no Gráfico 8.4D.

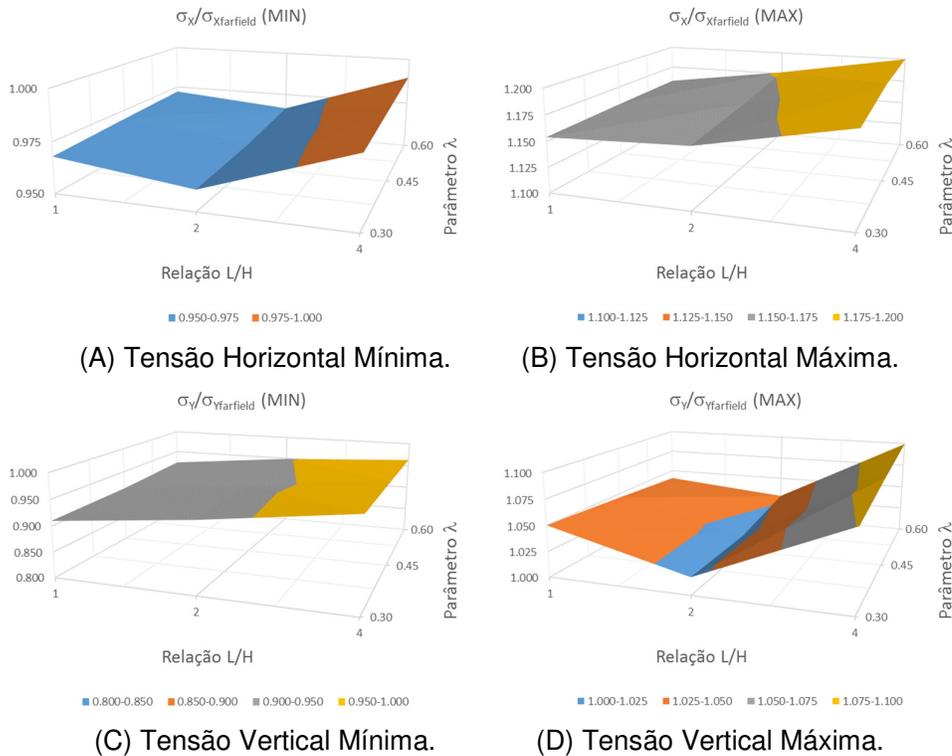


Gráfico 8.4 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção DD (Profundidade de -5465m).

Os Gráfico 8.5 ao Gráfico 8.8, mostra a perturbação das tensões ao longo das quatro seções longitudinais analisadas quando a relação L/H é variada e k_0 é igual a 0.70 e o parâmetro λ é mantido constante. Observamos que a medida que a relação L/H aumenta, a extensão da perturbação das tensões também tende de aumentar, como discutido anteriormente.

Nestes gráficos vemos como as tensões estão perturbadas em relação ao *farfield* e a extensão da perturbação para a relação L/H igual a 1. O mesmo comportamento é observado para as demais relações L/H , por isso os gráficos não serão apresentados. A única diferença é quanto a magnitude da perturbação como podemos observa nas Tabela 8.2 a Tabela 8.4.

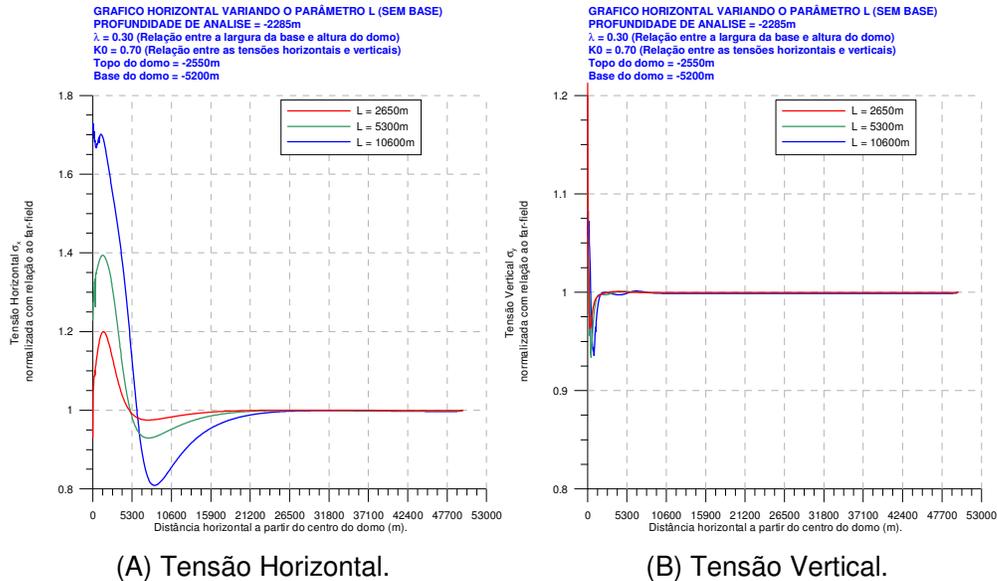


Gráfico 8.5 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal para Seção AA (prof. -2285m) com $\lambda = 0.30$ e $k_0 = 0.70$.

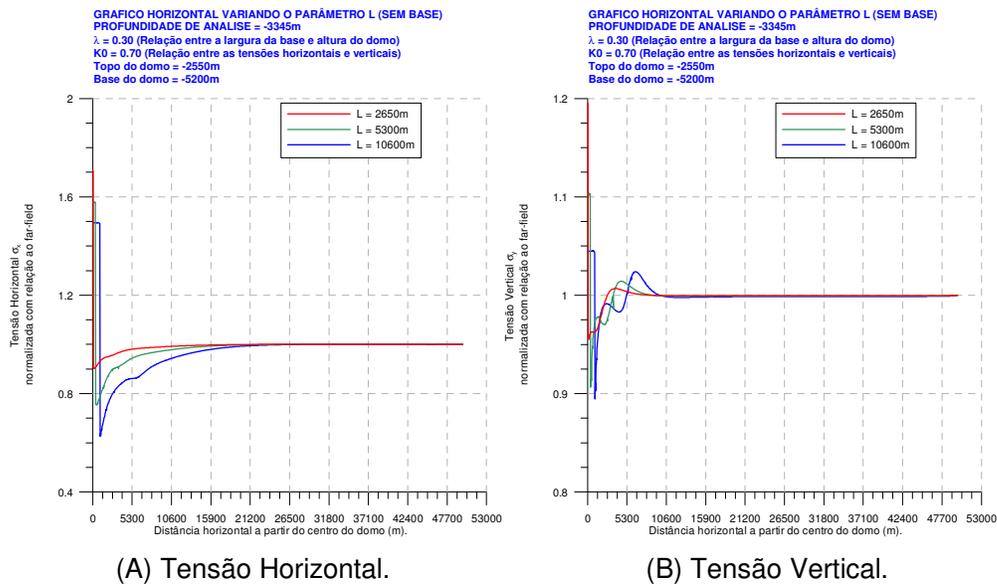
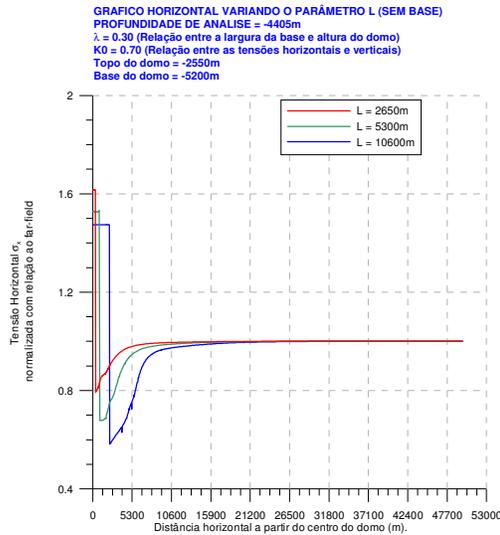
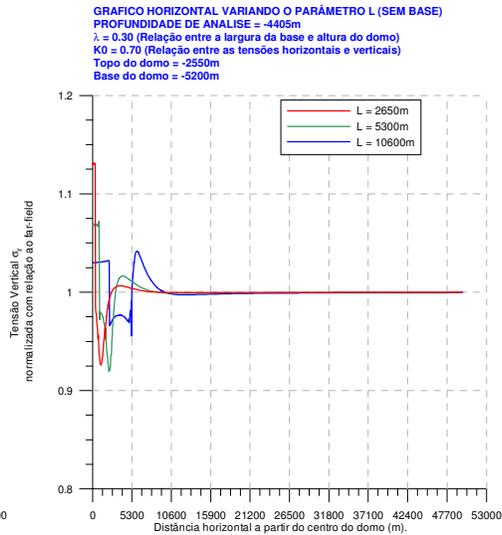


Gráfico 8.6 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal para Seção BB (prof. -3345m) com $\lambda = 0.30$ e $k_0 = 0.70$.

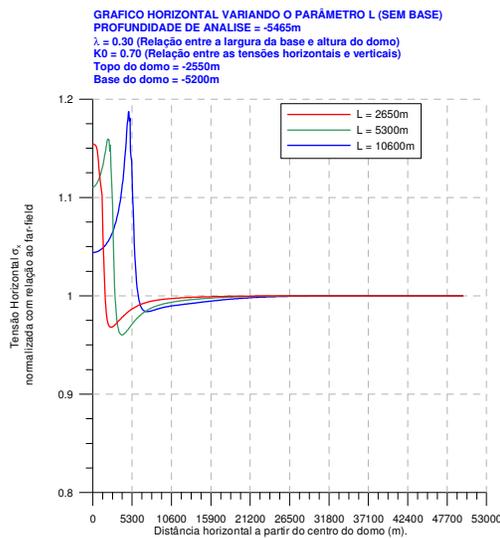


(A) Tensão Horizontal.

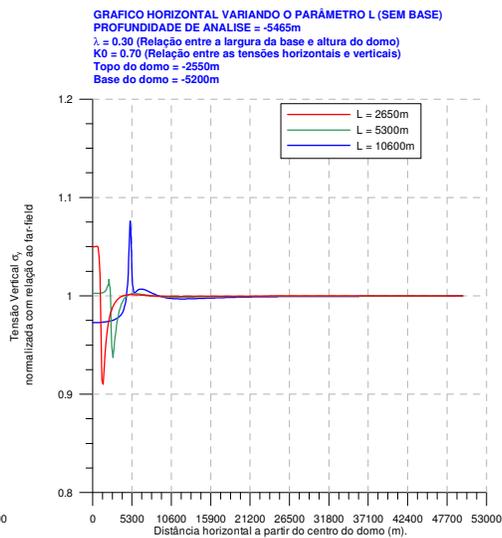


(B) Tensão Vertical.

Gráfico 8.7 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal para Seção CC (prof. -4405m) com $\lambda = 0.30$ e $k0 = 0.70$.



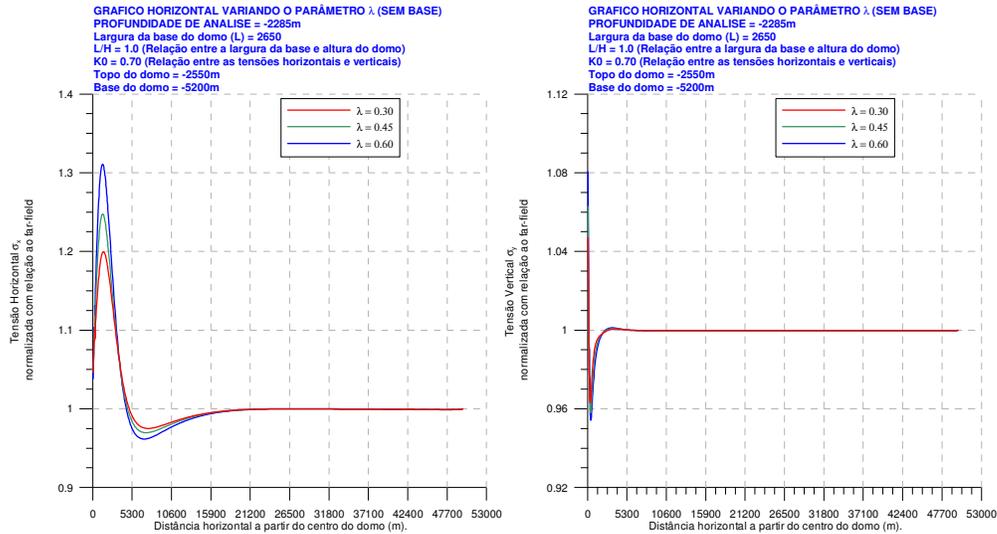
(A) Tensão Horizontal.



(B) Tensão Vertical.

Gráfico 8.8 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal para Seção DD (prof. -5465m) com $\lambda = 0.30$ e $k0 = 0.70$.

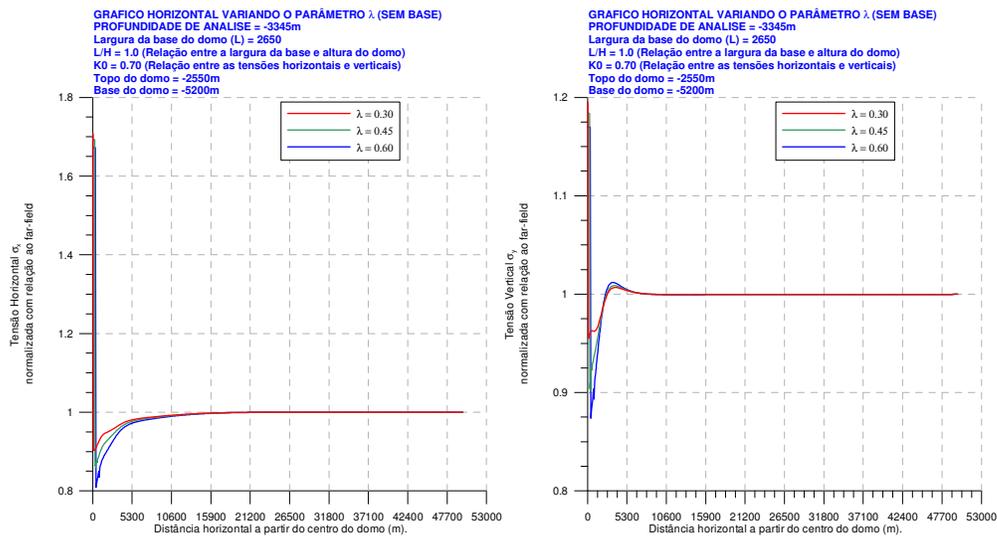
A extensão da perturbação das tensões são praticamente as mesmas independente da variação do parâmetro λ , como pode ser observado nos Gráfico 8.9 ao Gráfico 8.12, que mostram a variação das tensões ao longo das seções longitudinais analisadas, quando o parâmetro λ é variado e a relação $L/H = 1$.



(A) Tensão Horizontal.

(B) Tensão Vertical.

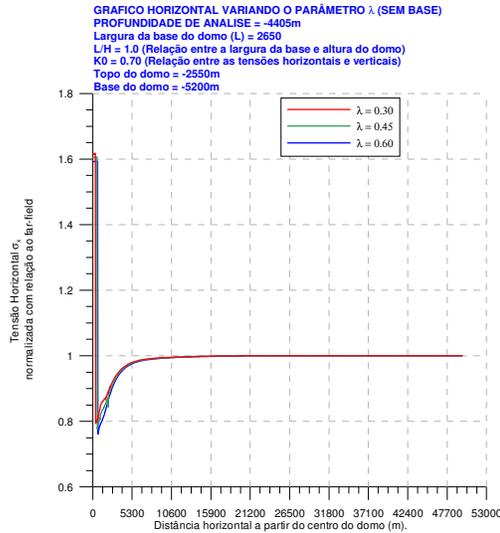
Gráfico 8.9 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal para Seção AA (prof. -2285m) com $L/H = 1$ e $k_0 = 0.70$.



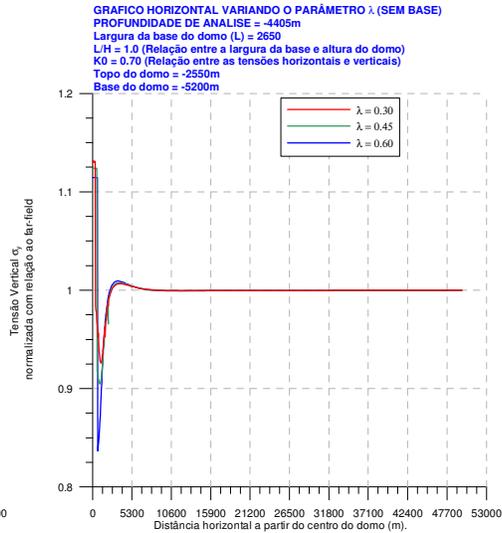
(A) Tensão Horizontal.

(B) Tensão Vertical.

Gráfico 8.10 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal para Seção BB (prof. -3345m) com $L/H = 1$ e $k_0 = 0.70$.

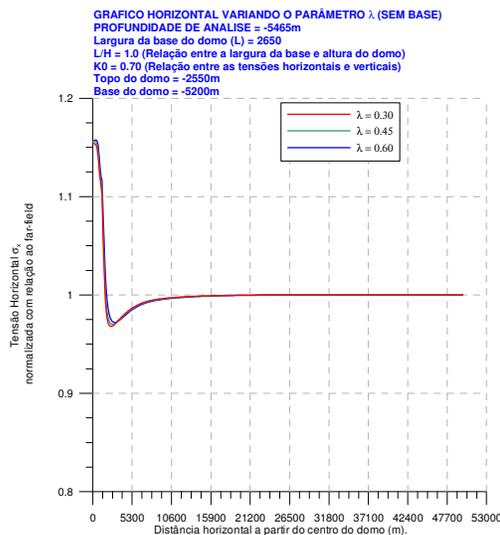


(A) Tensão Horizontal.

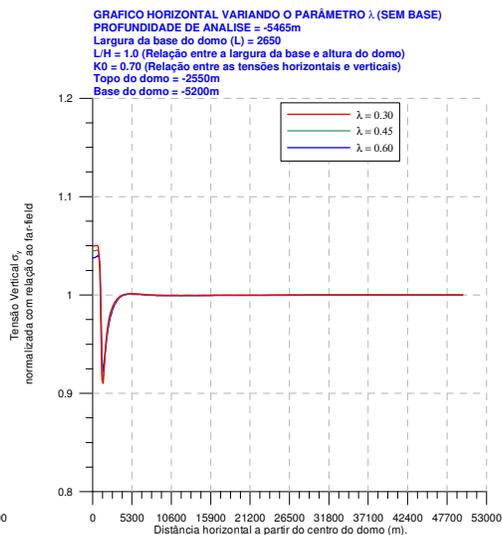


(B) Tensão Vertical.

Gráfico 8.11 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal para Seção CC (prof. -4405m) com $L/H = 1$ e $k_0 = 0.70$.



(A) Tensão Horizontal.



(B) Tensão Vertical.

Gráfico 8.12 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal para Seção DD (prof. -5465m) com $L/H = 1$ e $k_0 = 0.70$.

8.1.2.

Regime de Tensões (k_0) igual a 0.80.

Os Gráfico 8.13 ao Gráfico 8.16 mostram a magnitude máxima e mínima da perturbação das tensões horizontais e verticais normalizados com relação as tensões *farfield* quando o parâmetro λ é variado para as três relações L/H com k_0 é igual a 0.80.

Observa-se que o comportamento da perturbação das tensões é semelhante ao regime de tensões igual a 0.70, contudo, a magnitude das perturbações das tensões horizontais e verticais estão menores comparada as tensões com $k_0 = 0.70$. Outra observação importante, é quanto a extensão das perturbações, de maneira geral, são semelhantes as obtidas quando o regime de tensões é igual a 0.70, por isso os gráficos que mostram o comportamento das tensões ao longo das seções longitudinais analisadas não serão apresentados, pois se diferenciam apenas quanto a magnitude da perturbação, uma vez que as extensões são praticamente as mesmas.

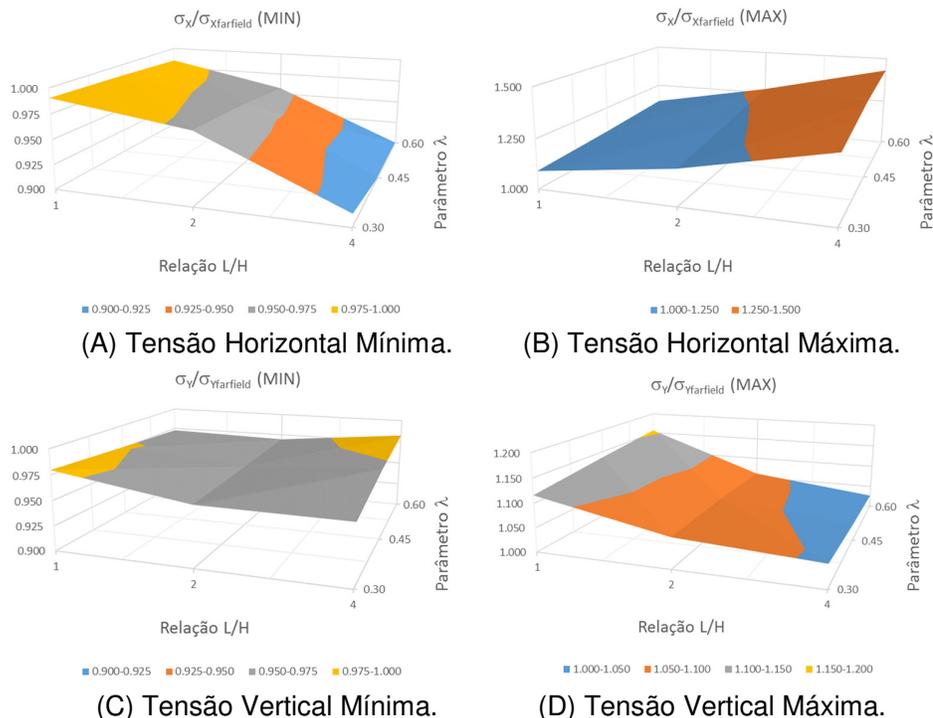


Gráfico 8.13 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção AA (Profundidade de -2285m).

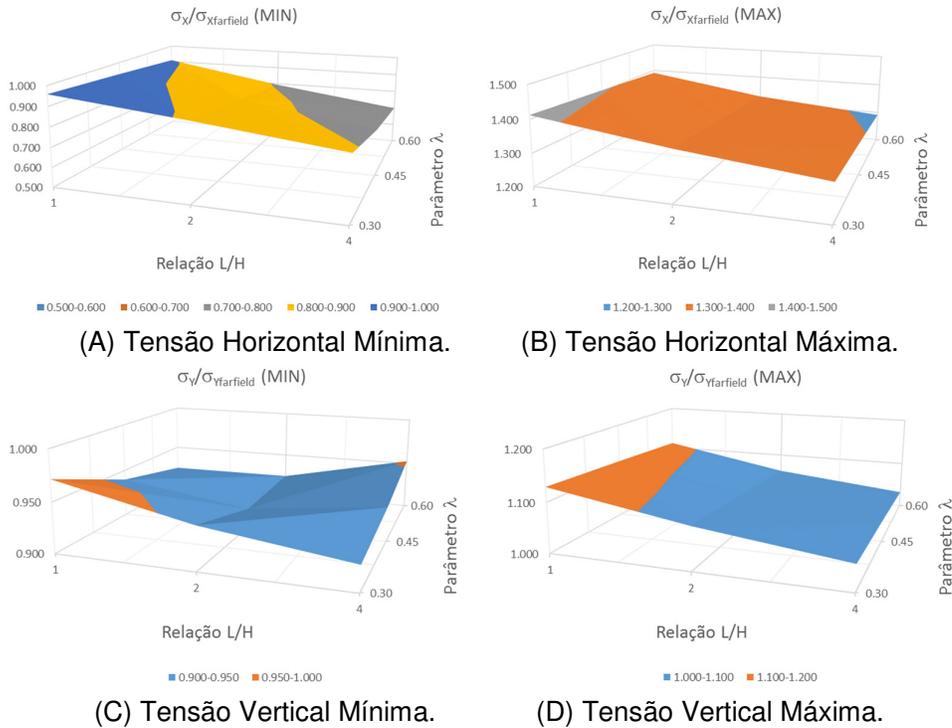


Gráfico 8.14 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção BB (Profundidade de -3345m).

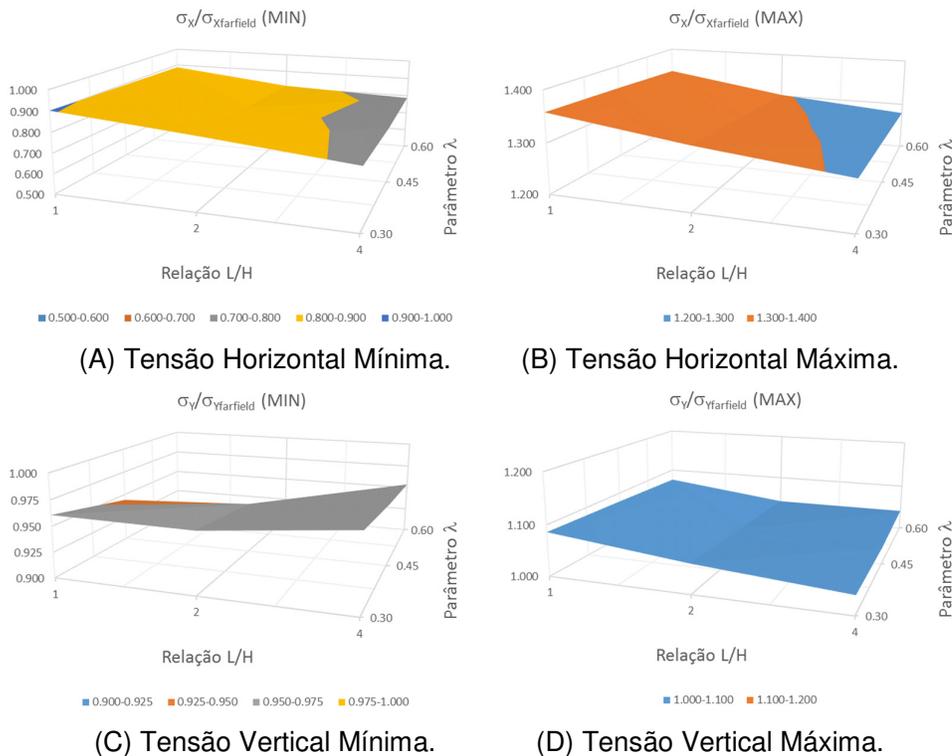


Gráfico 8.15 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção CC (Profundidade de -4405m).

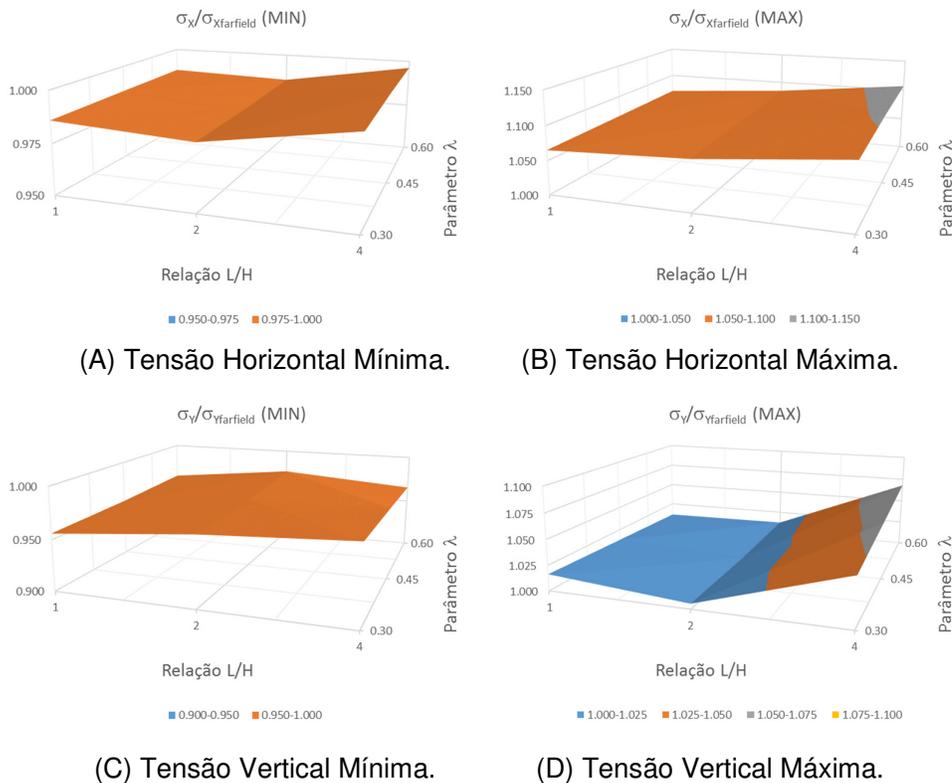


Gráfico 8.16 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção DD (Profundidade de -5465m).

Comparando-se o Gráfico 8.13 ao Gráfico 8.16, com seus respectivos pares, quando o k_0 é igual a 0.70 (Gráfico 8.1 ao Gráfico 8.4), se observa uma diminuição na magnitude da perturbação das tensões com relação as tensões *farfield* dentro do sal. O mesmo ocorre para a tensão vertical máxima. Portanto, as mesmas conclusões tiradas na seção 8.1.1 podem ser aplicadas aqui.

8.1.3.

Regime de Tensões (k_0) igual a 1.00.

Os Gráfico 8.17 ao Gráfico 8.20 mostram um resumo da magnitude máxima e mínima e a extensão da perturbação das tensões horizontais e verticais normalizados com relação às tensões longe da estrutura de sal (*farfield*) para o regime de tensões igual a 1.00, para as três relação L/H e os três parâmetro λ . Comparando estes gráficos com seus correspondentes pares nos regimes de tensões 0.70 e 0.80, observamos uma mudança significativa no comportamento da perturbação das tensões.

Como podemos observar, a magnitude da perturbação das tensões horizontais e verticais mínimas está bem próxima das tensões *farfields* para $k_0 = 1.00$, do que o k_0 igual a 0.70 e 0.80. Isto ocorre devido o regime de tensões na formação adjacente e dentro do sal serem iguais. Logo, a relaxação do sal até que o estado de tensões dentro da estrutura de sal seja o isotrópico e esteja em equilíbrio com as tensões na formação adjacentes ocorrem de forma mais rápida, fazendo com que as tensões sejam menos perturbadas com relação às tensões *farfields*.

Analisando os Gráfico 8.17 ao Gráfico 8.20, observamos que a magnitude da perturbação das tensões verticais mínima é praticamente constante independente da variação da relação L/H e do parâmetro λ , e que à medida que a profundidade de análise aumenta, a magnitude da perturbação também aumenta. A mesma tendência ocorre para a magnitude da perturbação das tensões verticais máximas para as profundidades -3345m e -4405m, onde os valores também não variam com a relação L/H e o parâmetro λ . Observa-se que as tensões horizontais máximas apresentam a mesma tendência, onde os valores são na ordem de $\sim 1.06\sigma_{x_farfield}$ e $\sim 1.04\sigma_{x_farfield}$, respectivamente.

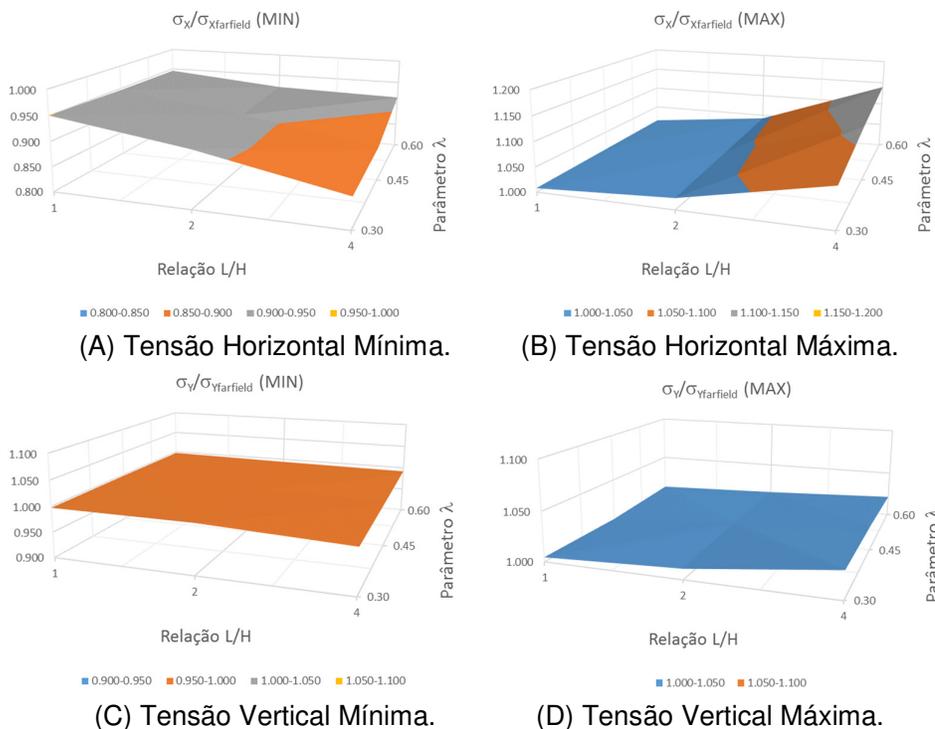
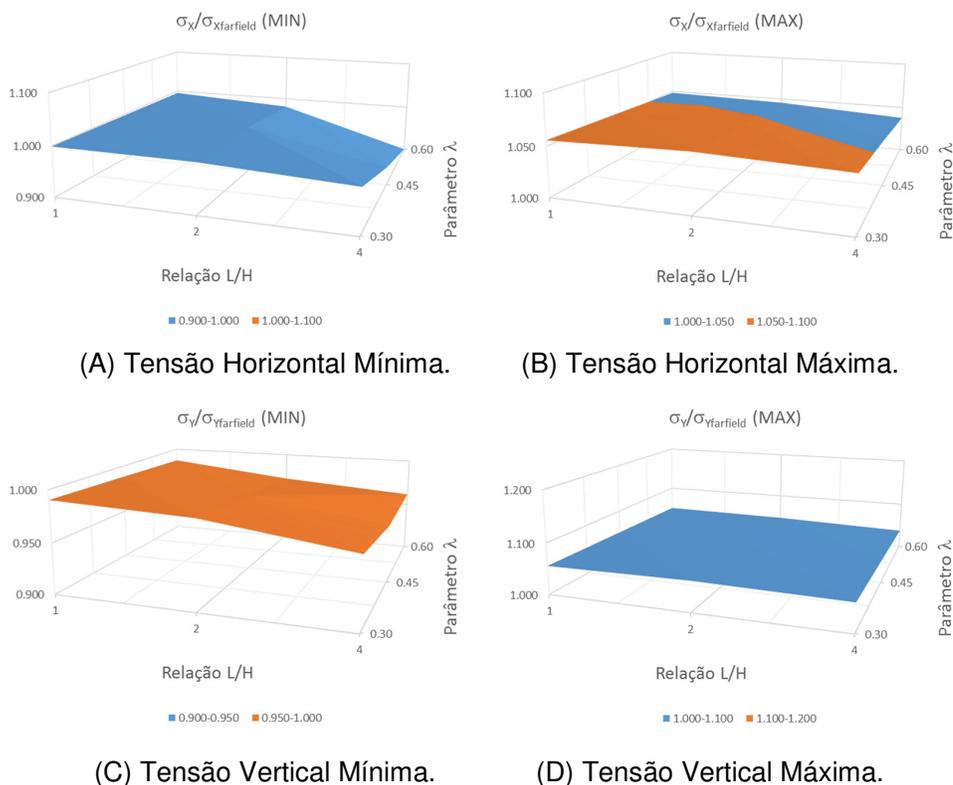
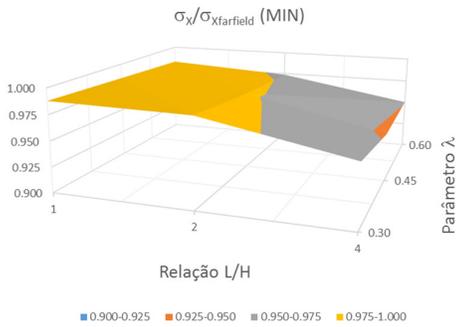


Gráfico 8.17 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção AA (Profundidade de -2285m).

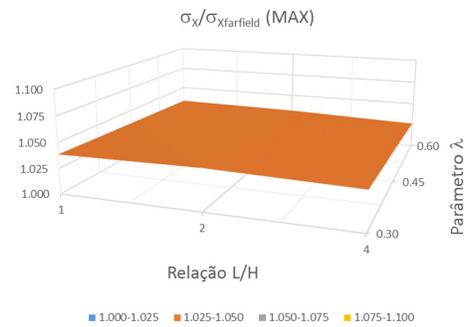
Analisando a magnitude da perturbação das tensões horizontais mínimas, observamos que para a profundidade de -2285m (Gráfico 8.17A), está tende a aumentar à medida que a relação L/H aumenta e o parâmetro λ diminui. Para as demais profundidades observa-se uma tendência de aumento da magnitude da perturbação quando a relação L/H e o parâmetro λ aumentam de forma suave.

A tensão horizontal máxima acima (prof. -2285m) e abaixo (prof. -5545m) do domo salino apresentam a mesma tendência quando k_0 é igual a 0.70 e 0.80, de aumentar a magnitude da perturbação quando a relação L/H e o parâmetro λ aumentam. O aumento do parâmetro λ para uma mesma relação L/H, aumenta suavemente a magnitude da perturbação. Já o aumento da relação L/H para um mesmo valor do parâmetro λ o aumenta da perturbação é bem maior.

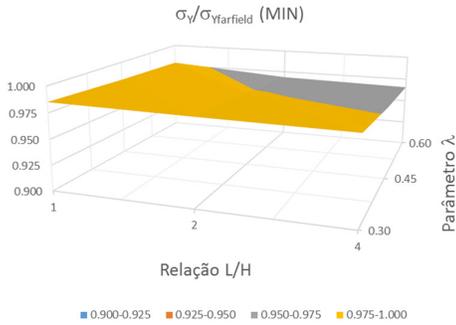




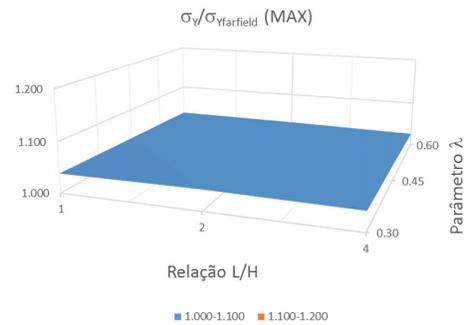
(A) Tensão Horizontal Mínima.



(B) Tensão Horizontal Máxima.

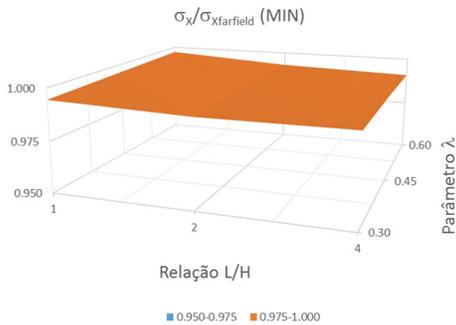


(C) Tensão Vertical Mínima.

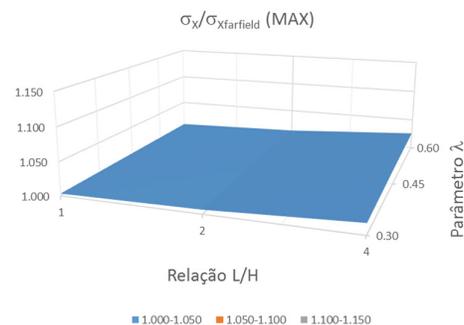


(D) Tensão Vertical Máxima.

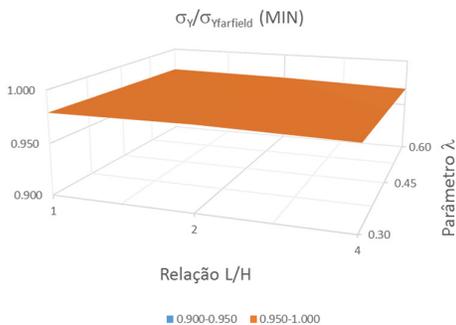
Gráfico 8.19 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção CC (Profundidade de -4405m).



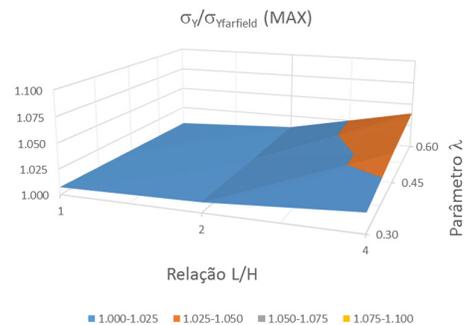
(A) Tensão Horizontal Mínima.



(B) Tensão Horizontal Máxima.



(C) Tensão Vertical Mínima.



(D) Tensão Vertical Máxima.

Gráfico 8.20 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção DD (Profundidade de -5465m).

8.1.4.

Variando o Regime de Tensões (k_0) para a relação L/H igual a 1.

Nesta seção é analisada a magnitude da perturbação das tensões quando o regime de tensões (k_0) e o parâmetro λ são variados e a Relação L/H é mantida constante. Os Gráfico 8.21 ao Gráfico 8.24 mostra a perturbação das tensões ao longo das seções longitudinais analisadas quando o regime de tensões é variado, mantendo o parâmetro λ e a relação L/H constantes e iguais a 0.60 e 1.00, respectivamente. Observa-se uma tendência de a magnitude da perturbação das tensões diminuírem e se aproximam das tensões *farfields* à medida que o regime de tensões aumenta.

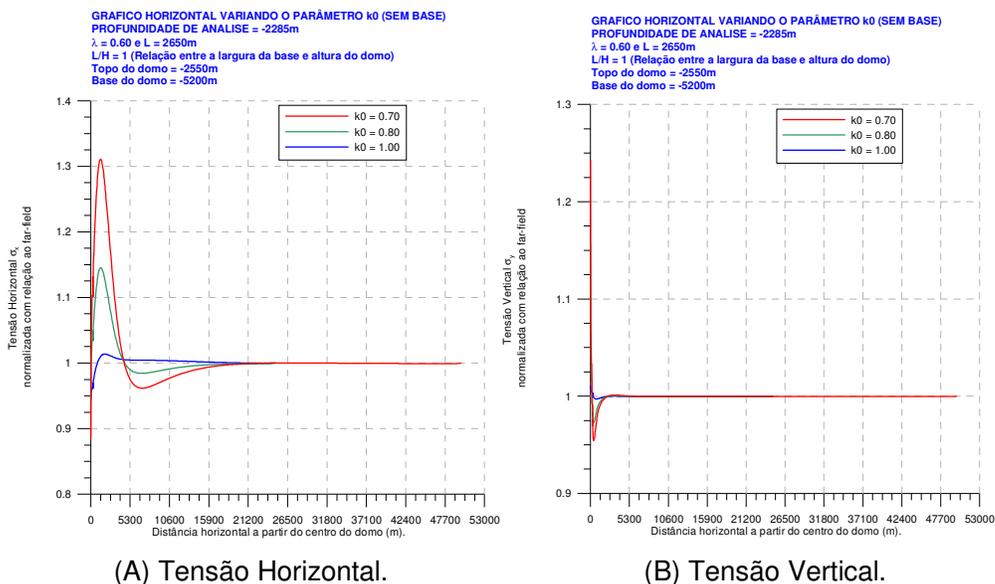


Gráfico 8.21 – Gráfico da tensões normalizadas com relação as tensões longe da estrutural de sal para Seção AA (prof. -2285m) com $\lambda = 0.60$ e L/H = 1.0.

Os Gráfico 8.25 ao Gráfico 8.28 mostram superfícies com valores máximos e mínimos da perturbação das tensões horizontais e verticais para as quatro profundidades de análises mostradas na Figura 8.1. Observa-se que a magnitude da perturbação das tensões horizontais e verticais máximas para todas as profundidades analisadas tendem a diminuir, aproximando-se da condição *farfield*, quando o regime de tensões (k_0) aumenta e são praticamente constantes ao se variar o parâmetro λ para um mesmo valor de k_0 .

A magnitude da perturbação das tensões horizontais e verticais mínimas apresentam a mesma tendência de se aproximar da condição *farfield* quando o

regime de tensões (k_0) aumenta. Porém, passa a existir variação da magnitude da perturbação quando o parâmetro λ é variado para um mesmo valor de k_0 , principalmente para o k_0 igual a 0.70. Para k_0 igual a 1.00, observamos a mesma tendência observado para as tensões máximas, de não variar com o parâmetro λ .

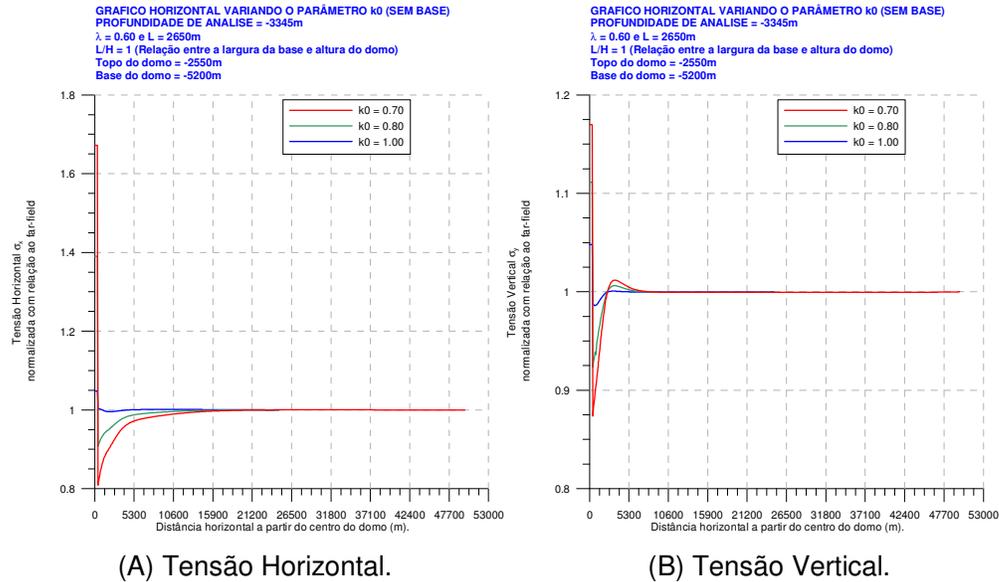


Gráfico 8.22 – Gráfico da tensões normalizadas com relação as tensões longe da estrutural de sal para Seção BB (prof. -3345m) com $\lambda = 0.60$ e $L/H = 1.0$.

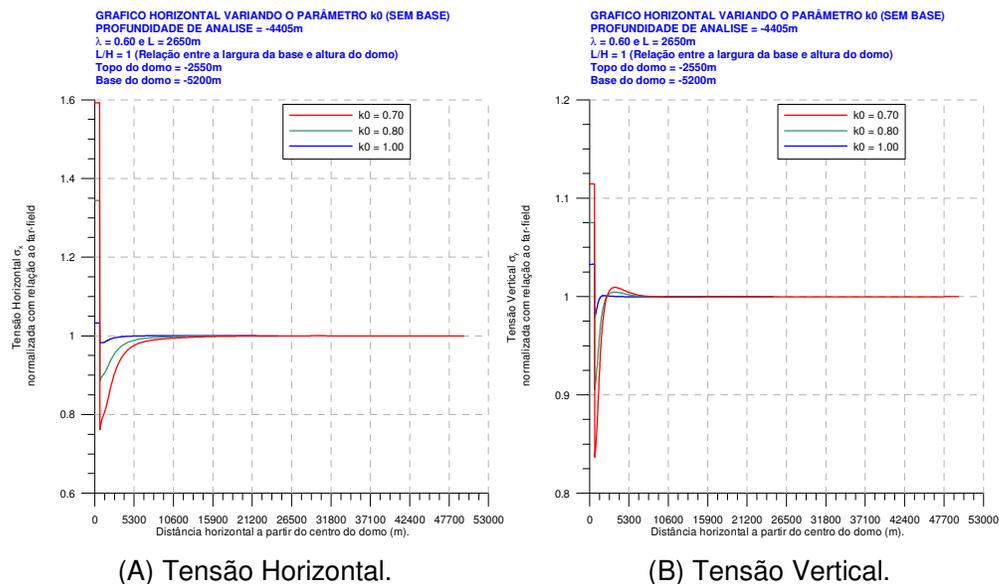


Gráfico 8.23 – Gráfico da tensões normalizadas com relação as tensões longe da estrutural de sal para Seção CC (prof. -4405m) com $\lambda = 0.60$ e $L/H = 1.0$.

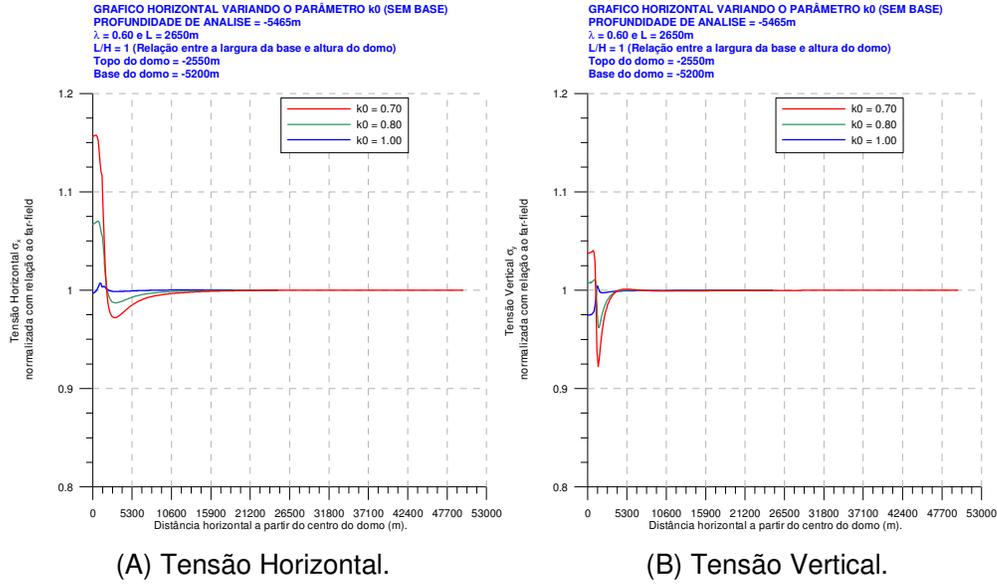


Gráfico 8.24 – Gráfico da tensões normalizadas com relação as tensões longe da estrutural de sal para Seção DD (prof. -5465m) com $\lambda = 0.60$ e $L/H = 1.0$.

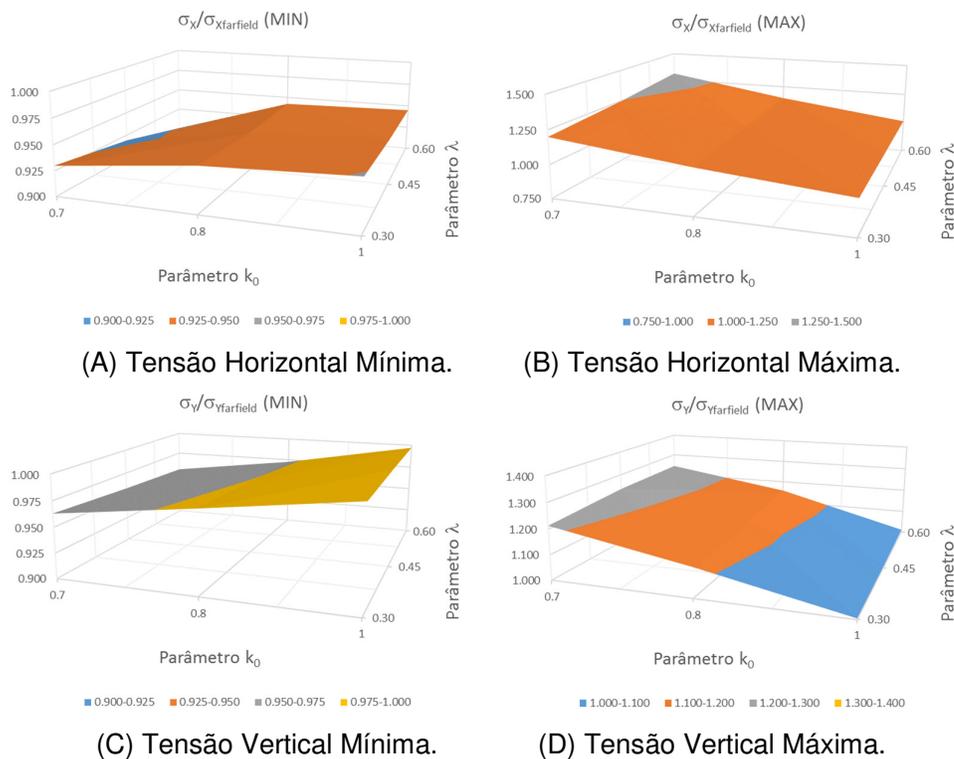
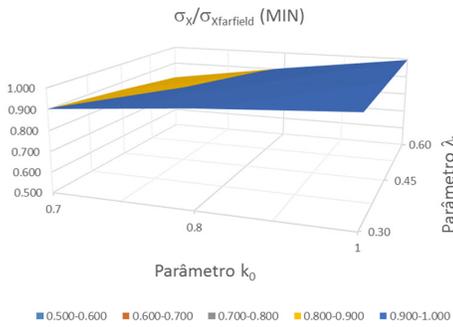
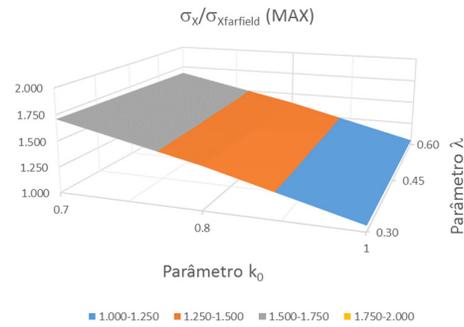


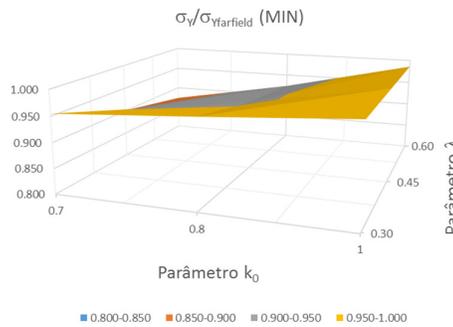
Gráfico 8.25 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção AA (Profundidade de -2285m).



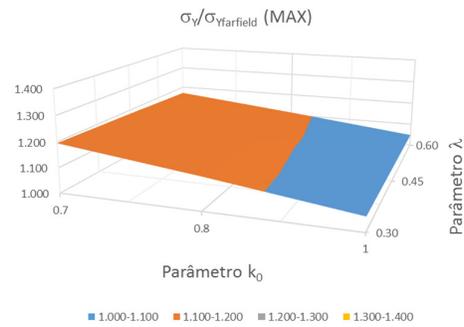
(A) Tensão Horizontal Mínima.



(B) Tensão Horizontal Máxima.

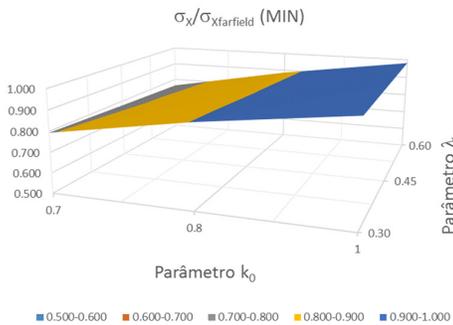


(C) Tensão Vertical Mínima.

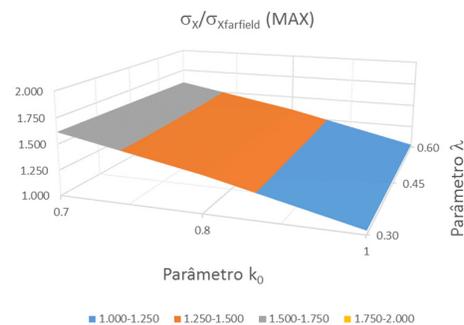


(D) Tensão Vertical Máxima.

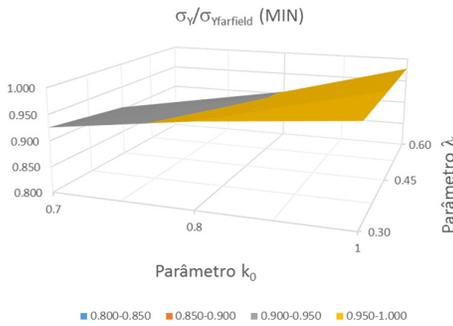
Gráfico 8.26 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção BB (Profundidade de -3345m).



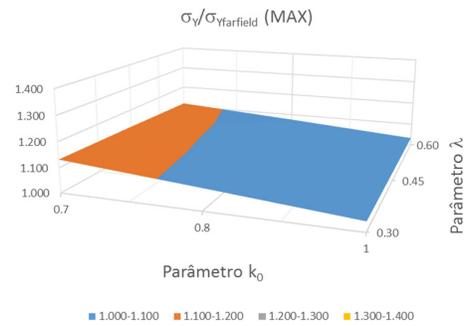
(A) Tensão Horizontal Mínima.



(B) Tensão Horizontal Máxima.



(C) Tensão Vertical Mínima.



(D) Tensão Vertical Máxima.

Gráfico 8.27 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção CC (Profundidade de -4405m).

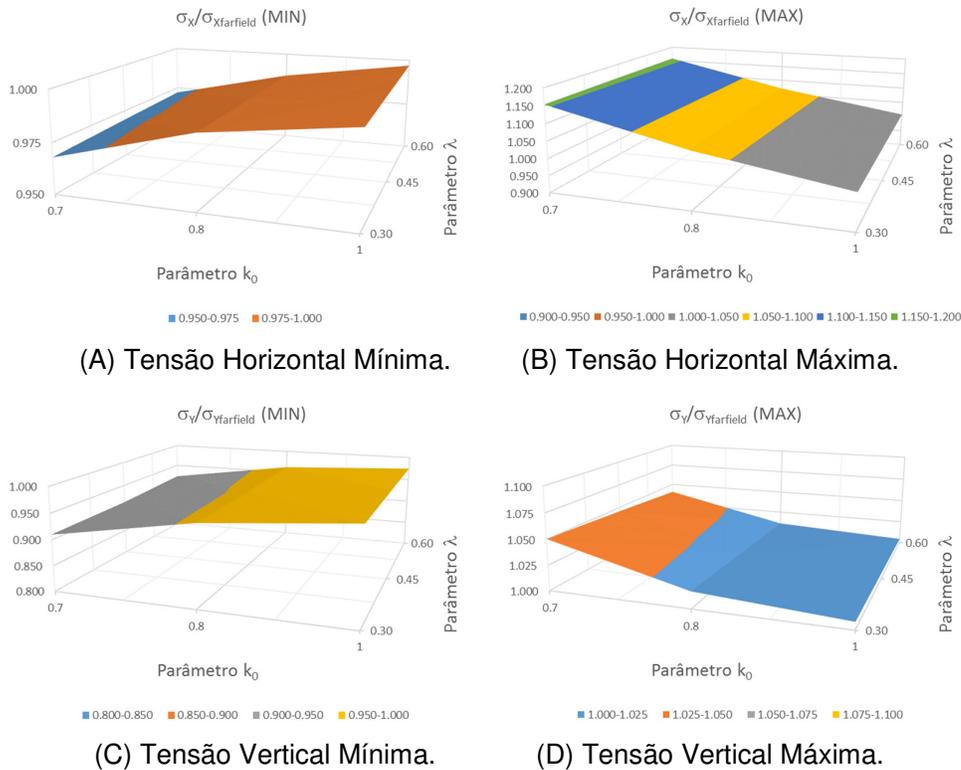


Gráfico 8.28 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção DD (Profundidade de -5465m).

8.1.5.

Variando o Regime de Tensões (k_0) para a relação L/H igual a 2.

Comparando o Gráfico 8.29 ao Gráfico 8.32, como seus respectivos correspondentes para a relação $L/H = 1$, observa-se a mesma tendência da perturbação das tensões, com exceção da tensão horizontal mínima para a profundidade -2285m (topo do sal), onde existe uma oscilação ao se aumentar o valor de k_0 . Embora o comportamento seja similar, podemos observar que a magnitude da perturbação da tensão horizontal mínima aumentou para a relação $L/H = 2$, quando comparada com a relação $L/H = 1$. Observa-se ainda que a magnitude da perturbação da tensão vertical mínima aumenta quando a relação L/H é aumentada, exceto para a profundidade -5545m (abaixo do sal), que diminuiu. Por exemplo, para a profundidade -2285m, com o $k_0 = 0.70$, $\lambda = 0.30$ e $L/H = 1$ (Gráfico 8.25C), o valor da perturbação da tensão vertical mínima é de $\sim 0.96\sigma_{x_farfield}$. Já para a relação $L/H = 2$ (Gráfico 8.29C) o valor da perturbação é de $\sim 0.92\sigma_{x_farfield}$.

Quanto a tensão vertical máxima, está teve a magnitude da perturbação reduzida quando comparada a relação $L/H = 1$ e tende a reduzir suavemente como o aumento de k_0 e do parâmetro λ , ficando mais próxima da condição *farfield*, diferentemente da relação $L/H = 1$ para todas as profundidades analisadas. Por exemplo, para a profundidade de -2285m, a magnitude da perturbação das tensões verticais máximas quando $k_0 = 0.70$, $\lambda = 0.30$ e $L/H = 1$ é de $\sim 1.20\sigma_{y_farfield}$ (Gráfico 8.25C), já para a relação $L/H = 2$ o valor é de $\sim 1.10\sigma_{y_farfield}$ (Gráfico 8.29C), sendo que estes diminuem para valores próximos da tensão *farfield* quando o k_0 aumenta. A magnitude da perturbação da tensão horizontal máxima tem uma redução comparada a relação $L/H = 1$, exceto para a profundidade -2285m.

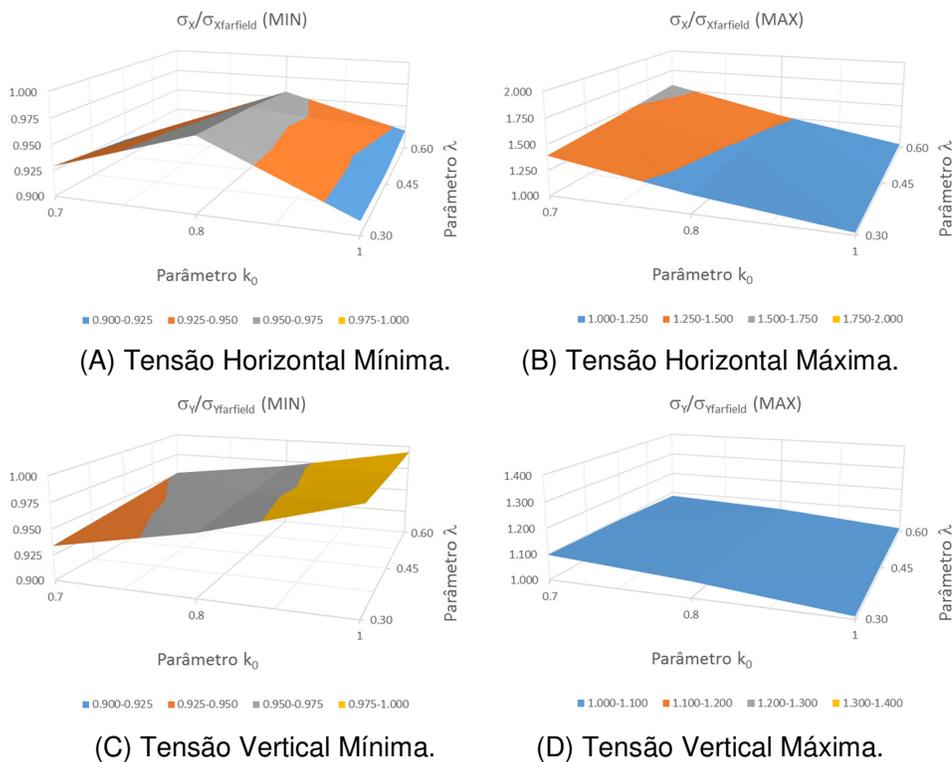
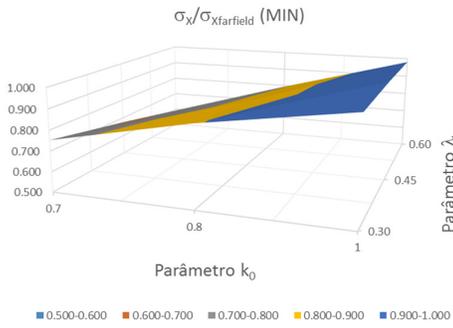
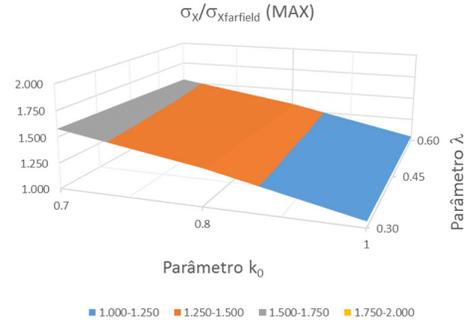


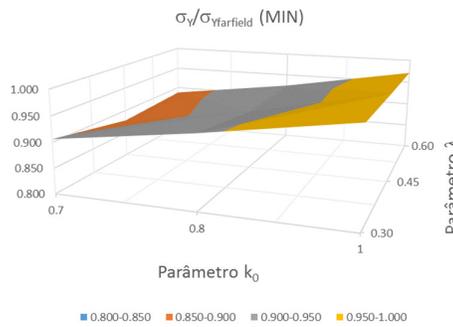
Gráfico 8.29 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção AA (Profundidade de -2285m).



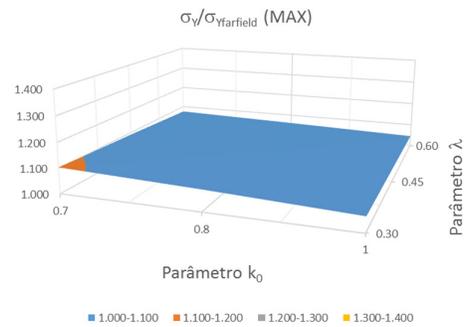
(A) Tensão Horizontal Mínima.



(B) Tensão Horizontal Máxima.

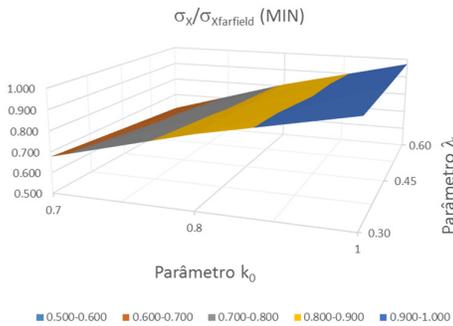


(C) Tensão Vertical Mínima.

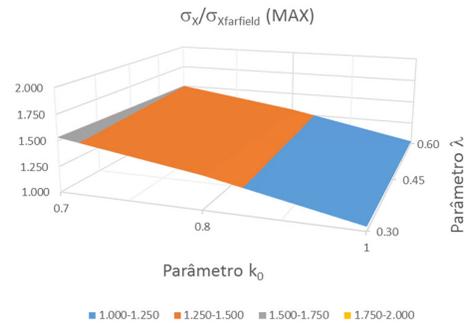


(D) Tensão Vertical Máxima.

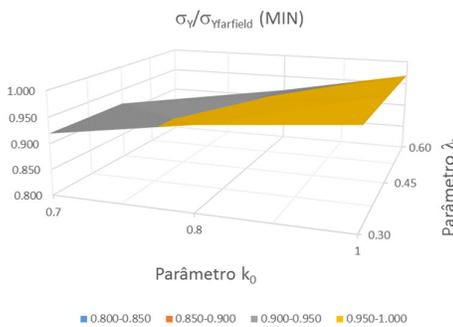
Gráfico 8.30 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção BB (Profundidade de -3345m).



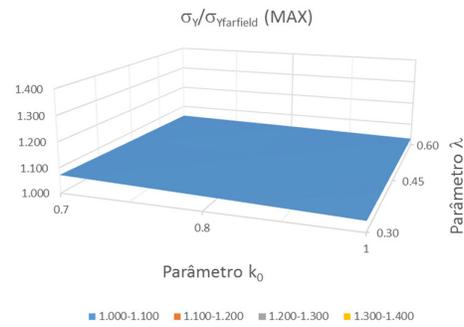
(A) Tensão Horizontal Mínima.



(B) Tensão Horizontal Máxima.



(C) Tensão Vertical Mínima.



(D) Tensão Vertical Máxima.

Gráfico 8.31 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção CC (Profundidade de -4405m).

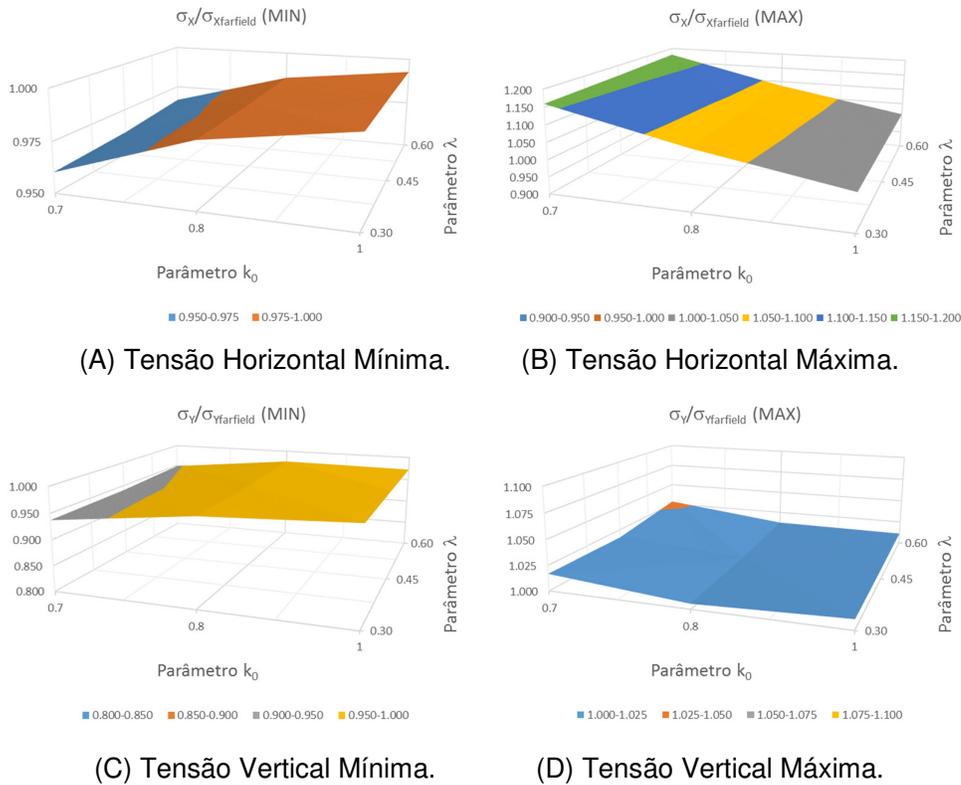


Gráfico 8.32 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção DD (Profundidade de -5465m).

8.1.6.

Variando o Regime de Tensões (k_0) para a relação L/H igual a 4.

Ao aumentar a relação L/H para 4, observamos que o comportamento da perturbação das tensões é o mesmo apresentado para a relação L/H igual a 2. Novamente, assim como ocorreu ao aumentar a relação L/H de 1 para a 2, a magnitude da perturbação da tensão horizontal mínima também aumentou com relação ao *farfield*, ao considerar a relação L/H igual a 4, exceto para a profundidade -5465m (abaixo do sal), onde as tensões se aproximaram da condição *farfield*. Assim como ocorreu para a relação L/H = 2.

A Tabela 8.5, por exemplo, mostra o aumento da magnitude da perturbação das tensões horizontais mínimas para a profundidade -3345m, considerando o $k_0 = 0.70$ e o parâmetro $\lambda = 0.30$. Observamos que a magnitude da perturbação aumenta de $0.903\sigma_{x_{farfield}}$ (L/H = 1) para $0.626\sigma_{x_{farfield}}$ (L/H = 4), quando a relação L/H aumenta e o parâmetro λ permanece constante.

Observa-se ainda Tabela 8.5, que a magnitude da tensão horizontal máxima em relação ao *farfield* diminui quando a relação L/H aumentou, era de

1.709 $\sigma_{x_farfield}$ para L/H = 1 e diminuiu para 1.495 $\sigma_{x_farfield}$ para L/H = 4. O mesmo ocorre para as demais profundidades. Vemos ainda que para uma mesma relação L/H, a magnitude da perturbação diminui ao aumentar o parâmetro λ . Este comportamento também é observado na tensão vertical máxima para todas as profundidades de análise, exceto a profundidade -5465m, onde há uma redução da magnitude da perturbação quando comparada com a relação L/H igual a 2.

Tabela 8.5 – Magnitude da perturbação das tensões horizontais normalizados com relação as tensões farfield $k_0 = 0.70$ e parâmetro $\lambda = 0.30$ na Prof. -3345m.

PROF.(m)	$\sigma_x/\sigma_{xfarfield}$ (MIN)			$\sigma_x/\sigma_{xfarfield}$ (MAX)		
	L/H			L/H		
λ	1	2	4	1	2	4
0.30	0.903	0.753	0.626	1.709	1.579	1.495
0.45	0.860	0.675	0.542	1.693	1.560	1.484
0.60	0.809	0.590	0.513	1.673	1.536	1.468

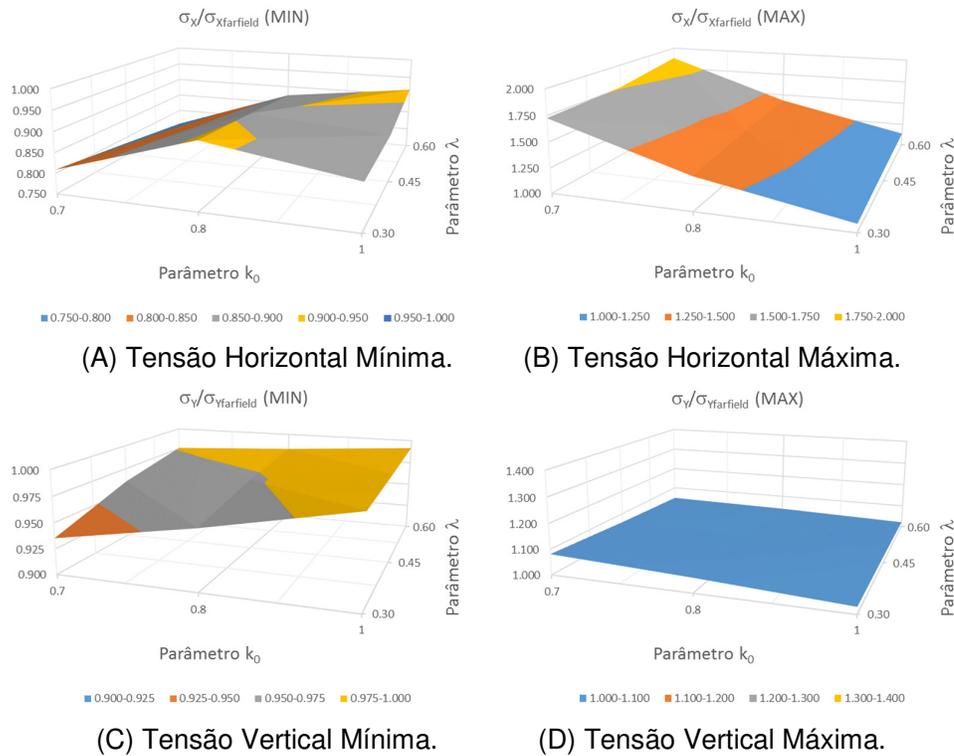
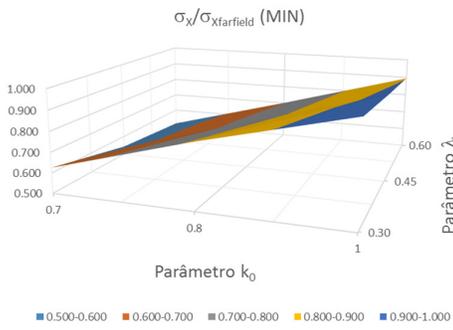
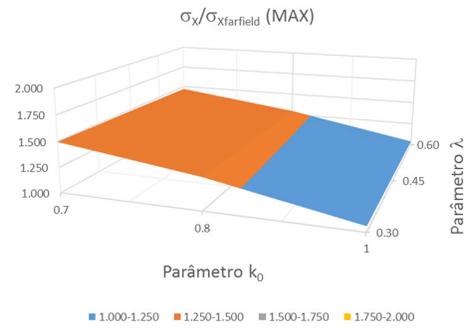


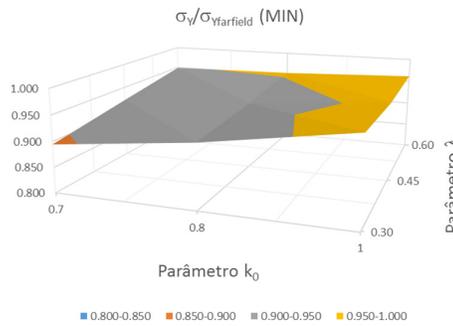
Gráfico 8.33 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao farfield para a Seção AA (Profundidade de -2285m).



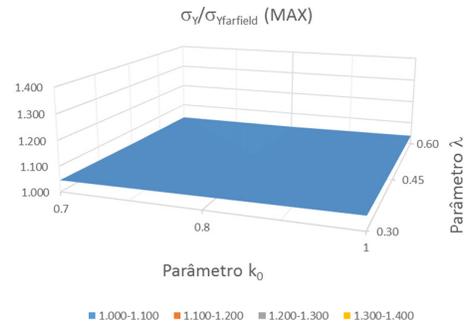
(A) Tensão Horizontal Mínima.



(B) Tensão Horizontal Máxima.

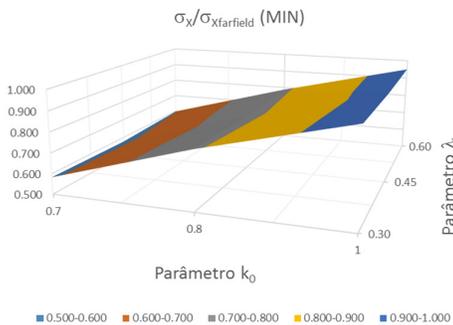


(C) Tensão Vertical Mínima.

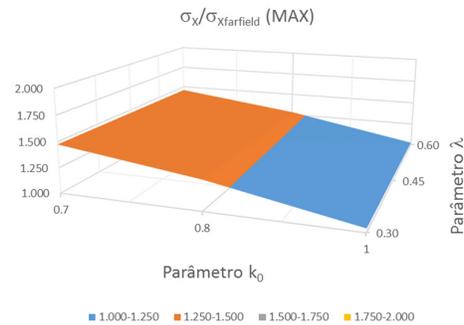


(D) Tensão Vertical Máxima.

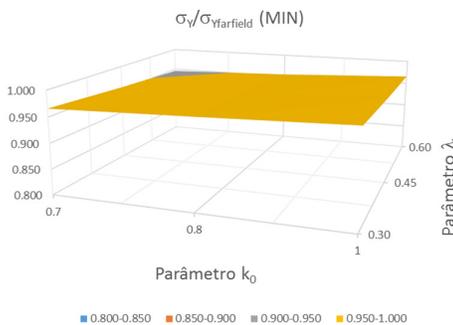
Gráfico 8.34 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção BB (Profundidade de -3345m).



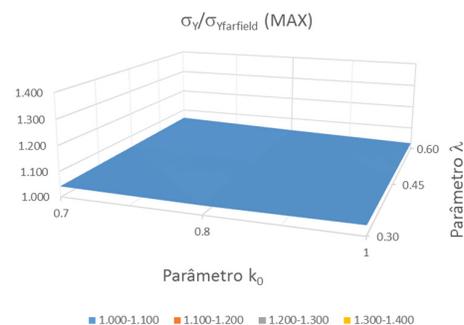
(A) Tensão Horizontal Mínima.



(B) Tensão Horizontal Máxima.



(C) Tensão Vertical Mínima.



(D) Tensão Vertical Máxima.

Gráfico 8.35 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção CC (Profundidade de -4405m).

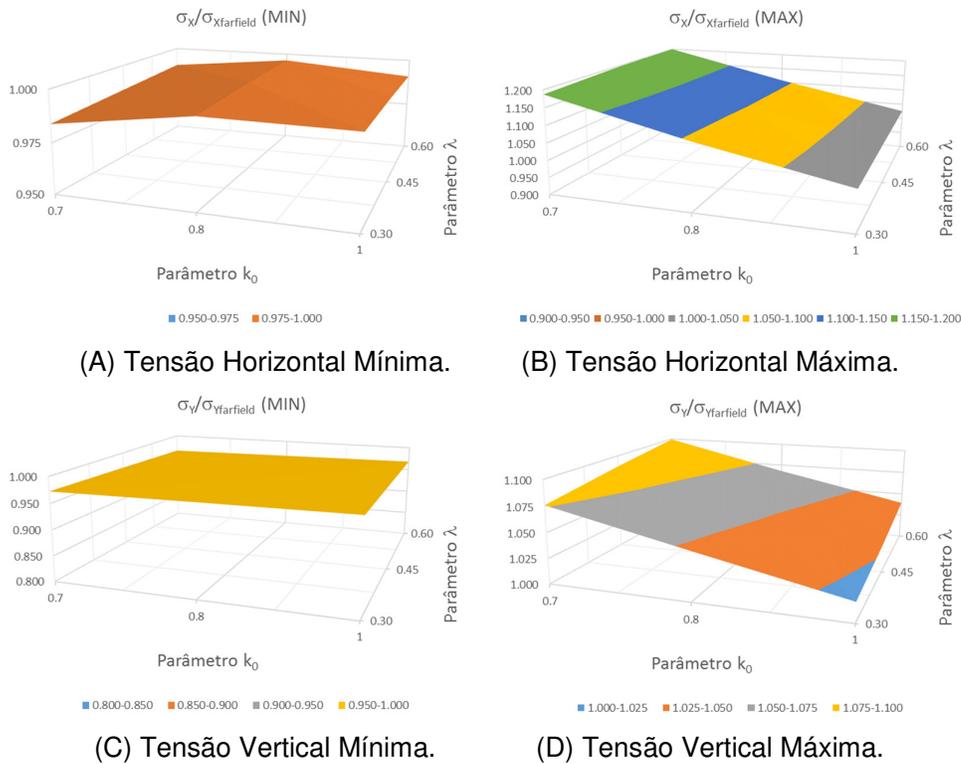


Gráfico 8.36 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção DD (Profundidade de -5465m).

Quanto a magnitude da perturbação da tensão vertical mínima, está tende a aumentar acima do domo salino (profundidade -2285m) e reduzir abaixo do domo salino (profundidade -5465m) quando aumentamos a relação L/H, como pode ser observado ao comparar o Gráfico 8.36C (L/H = 4) com o Gráfico 8.32C (L/H = 2). Assim como observado para a relação L/H igual a 2, a magnitude da perturbação da tensão vertical máxima tende a uma suave redução quando o k_0 e o parâmetro λ aumentam, e sua magnitude é menor comparada a relação L/H igual a 2.

8.1.7.

Variando o Regime de Tensões (k_0) para o Parâmetro λ igual a 0.30.

Nesta seção é analisada a magnitude da perturbação das tensões quando o regime de tensões (k_0) e a relação L/H são variados e o parâmetro λ é mantido constante e igual a 0.30. Como os gráficos para o parâmetro λ igual a 0.45 e 0.60 são similares, destoando apenas em magnitude da perturbação, apenas o valor de 0.30 será analisado.

Observa-se no Gráfico 8.37A ao Gráfico 8.40A, que a magnitude da perturbação das tensões horizontais mínimas tende a aumentar à medida que a relação L/H aumenta e diminuir quando o regime de tensões (k_0) aumenta em todas as profundidades analisadas, sendo a magnitude da perturbação maior acima do domo salino (profundidade de -2285m).

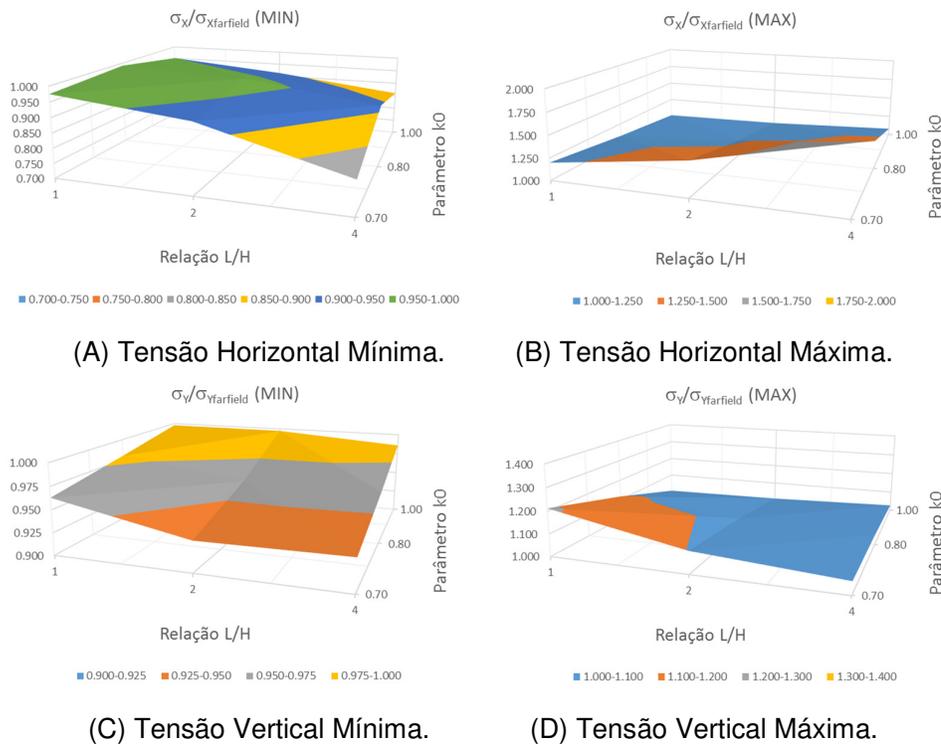


Gráfico 8.37 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção AA (Profundidade de -2285m).

Com exceção da profundidade acima do domo salino (-2285m), a magnitude da perturbação da tensão horizontal máxima tende a diminuir quando a relação L/H e o regime de tensões (k_0) aumentam. Para a profundidade -2285m (Gráfico 8.37B), a magnitude da perturbação da tensão horizontal máxima tende a aumentar quando a relação L/H cresce e diminuir quando o regime de tensões (k_0) aumenta.

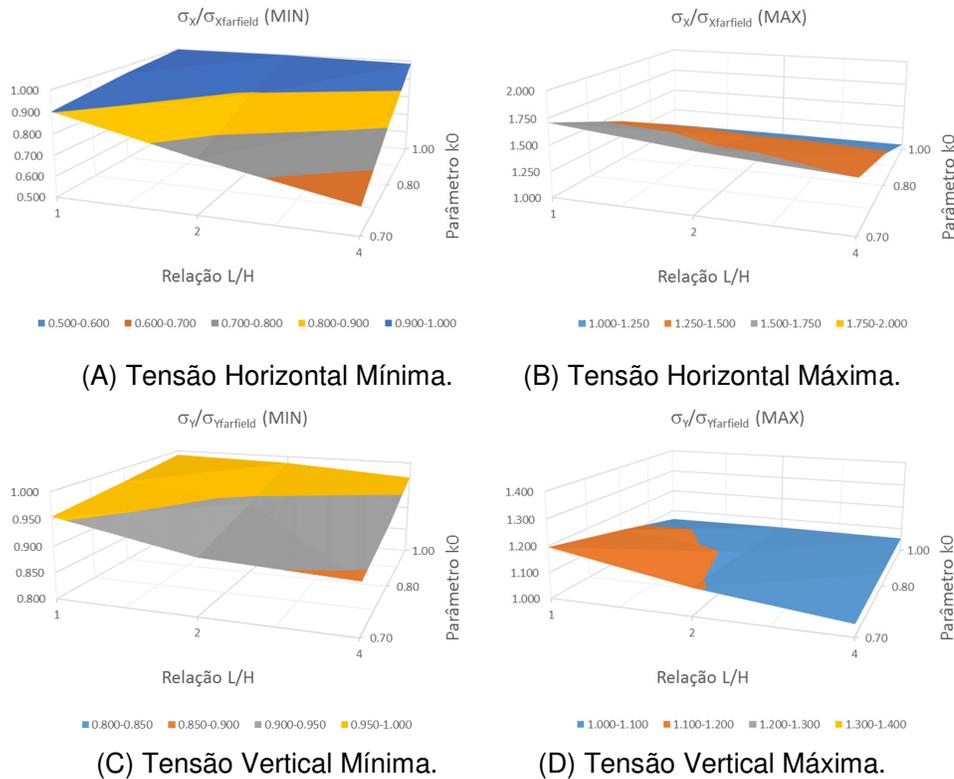
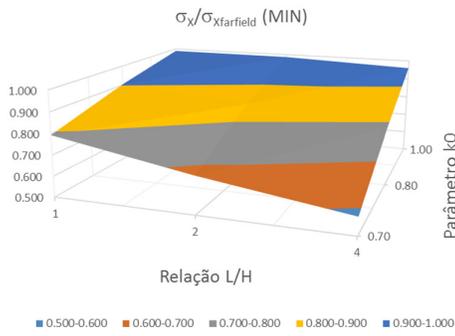
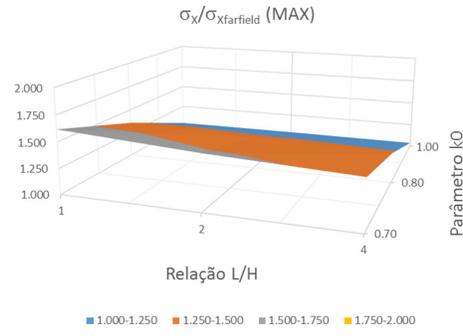


Gráfico 8.38 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção BB (Profundidade de -3345m).

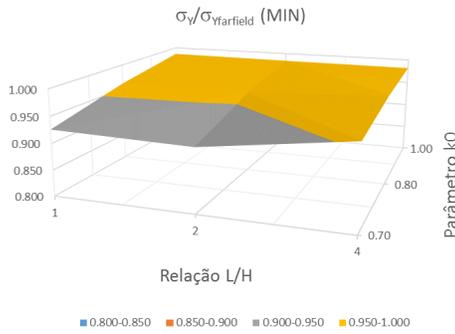
Quanto à tensão vertical mínima, observa-se que acima do domo salino, a magnitude da perturbação das tensões aumenta à medida que aumentamos a relação L/H e diminuir quando o regime de tensões (k_0) é maior. Para a profundidade -5465m, a magnitude da perturbação das tensões passa a diminuir quando a relação L/H cresce e, continua a diminuir quando o regime de tensões (k_0) aumenta, como pode ser observado no Gráfico 8.40C. A magnitude da perturbação das tensões verticais máximas tende a diminuir à medida que a relação L/H e o regime de tensões (k_0) aumentam para todas as profundidades analisadas.



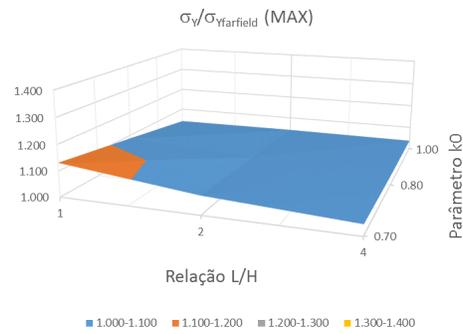
(A) Tensão Horizontal Mínima.



(B) Tensão Horizontal Máxima.

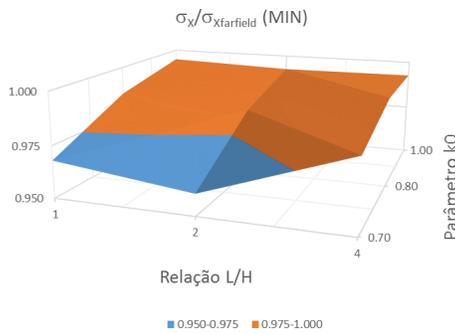


(C) Tensão Vertical Mínima.

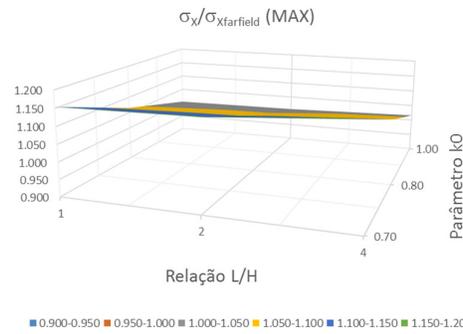


(D) Tensão Vertical Máxima.

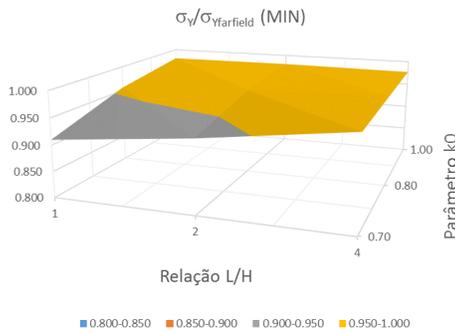
Gráfico 8.39 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção CC (Profundidade de -4405m).



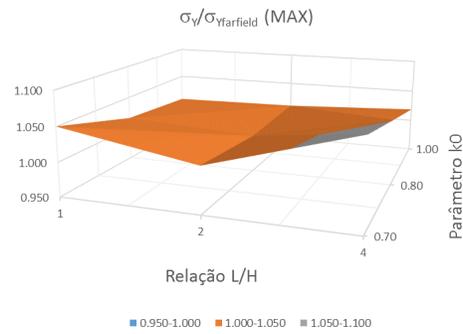
(A) Tensão Horizontal Mínima.



(B) Tensão Horizontal Máxima.



(C) Tensão Vertical Mínima.



(D) Tensão Vertical Máxima.

Gráfico 8.40 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção DD (Profundidade de -5465m).

8.2.

Domo Salino Idealizado Conectado a uma Fonte de Sal.

Nesta seção os mesmos modelos da seção anterior são modelados conectados a uma fonte de sal com extensão de duas e três vezes a largura (L) da base do domo salino e seus resultados comparados, a fim de avaliar a influência da extensão da fonte de sal sobre o estado de tensões. Como foi observado na seção anterior, a extensão da perturbação das tensões não varia quando o parâmetro λ é variado e a relação L/H e o regime de tensões são mantidos constantes. Portanto, apenas as superfícies de variação da perturbação das tensões quando a relação L/H e o regime de tensões variam, para o parâmetro λ igual a 0.30, serão apresentadas a seguir.

8.2.1.

Variando o Regime de Tensões (k_0) para a relação L/H igual a 1.

Nas Tabela 8.6 e Tabela 8.7 são apresentadas a magnitude e extensão da perturbação das tensões horizontais e verticais normalizados com relação as tensões longe da estrutural de sal, para o modelo com relação $L/H = 1$ ($L_1 = 2650\text{m}$) e $\lambda = 0.30$, com a fonte de sal de extensão $2L$ e $3L$, respectivamente.

Como esperado, a extensão da perturbação aumenta à medida que a extensão da fonte de sal também aumenta, principalmente, nas profundidades próximas a fonte de sal. Por exemplo, para a profundidade -4405m , com $k_0 = 0.70$, a extensão da perturbação das tensões para o modelo sem está conectado a uma fonte de sal é $6L_1$ (ou 15.9km , ver Tabela 8.2), aumenta para $8L_1$ (ou 21.2km , ver Tabela 8.6) com a fonte de sal de extensão $2L$ e para $10L_1$ (ou 26.5km , ver Tabela 8.7) quando a extensão da fonte de sal aumenta para $3L$, onde $L_1 = 2650\text{m}$.

O contrário ocorre quando aumentamos o regime de tensões para o mesmo modelo com e sem fonte de sal, a extensão da perturbação das tensões diminui. Por exemplo, para o modelo com fonte de sal igual a $2L$, para a profundidade -4405m e $k_0 = 0.70$ a extensão da perturbação é de $8L_1$ (21.2km) e diminui para $3L_1$ (7.95km) quando a extensão da fonte de sal é igual a $3L$, ao considerar o regime de tensões (k_0) igual a 1.00, como mostra a Tabela 8.6.

Tabela 8.6 – Magnitude e extensão da perturbação das tensões horizontais e verticais normalizados com relação as tensões *farfield* para o Modelo 1 com relação $L/H = 1$ ($L_1 = 2650\text{m}$) e $\lambda = 0.30$, com a fonte de sal de extensão $2L$.

K0 = 0.70		$\sigma_x/\sigma_{x\text{farfield}}$				$\sigma_y/\sigma_{y\text{farfield}}$			
PROF.(m)	MIN	MAX	$\sigma_{x\text{farfield}}$	LX_{per}	MIN	MAX	$\sigma_{y\text{farfield}}$	LY_{per}	
-2285	0.933	1.411	-18087	10 L_1	0.937	1.087	-25825	4 L_1	
-3345	0.815	1.620	-34796	9 L_1	0.946	1.132	-49758	5 L_1	
-4405	0.728	1.556	-51537	8 L_1	0.906	1.088	-73667	4 L_1	
-5465	0.740	1.526	-68277	8 L_1	0.838	1.068	-97577	5 L_1	
K0 = 0.80		$\sigma_x/\sigma_{x\text{farfield}}$				$\sigma_y/\sigma_{y\text{farfield}}$			
PROF.(m)	MIN	MAX	$\sigma_{x\text{farfield}}$	LX_{per}	MIN	MAX	$\sigma_{y\text{farfield}}$	LY_{per}	
-2285	0.976	1.181	-20655	9 L_1	0.963	1.043	-25814	3 L_1	
-3345	0.932	1.384	-39770	7 L_1	0.975	1.106	-49738	4 L_1	
-4405	0.885	1.339	-58901	6 L_1	0.957	1.071	-73649	4 L_1	
-5465	0.883	1.317	-78033	6 L_1	0.927	1.053	-97560	5 L_1	
K0 = 1.00		$\sigma_x/\sigma_{x\text{farfield}}$				$\sigma_y/\sigma_{y\text{farfield}}$			
PROF.(m)	MIN	MAX	$\sigma_{x\text{farfield}}$	LX_{per}	MIN	MAX	$\sigma_{y\text{farfield}}$	LY_{per}	
-2285	0.909	1.014	-25803	9 L_1	0.982	1.010	-25803	2 L_1	
-3345	1.000	1.072	-49715	8 L_1	0.988	1.072	-49718	2 L_1	
-4405	0.997	1.050	-73628	6 L_1	0.988	1.050	-73631	2 L_1	
-5465	0.984	1.039	-97542	3 L_1	1.000	1.040	-97545	3 L_1	

Nos Gráfico 8.41 ao Gráfico 8.44, observamos o comportamento da perturbação das tensões quando a extensão da fonte de sal e o regime de tensões variam para as quatro profundidades de análises mostradas na Figura 8.1. Observa-se que a magnitude da perturbação da tensão horizontal mínima tende a aumentar à medida que a extensão da fonte de sal aumenta e diminui à medida que o regime tensões (k_0) aumenta. A magnitude da perturbação da tensão horizontal máxima acima do domo salino tendem a aumentar com o aumento da extensão da fonte de sal. As demais profundidades de análise, a magnitude da perturbação apresenta uma leve redução ao aumentar a extensão da fonte de sal. Lembrando que estes valores de tensão horizontal máxima se encontram no sal e estão marcados nas tabelas.

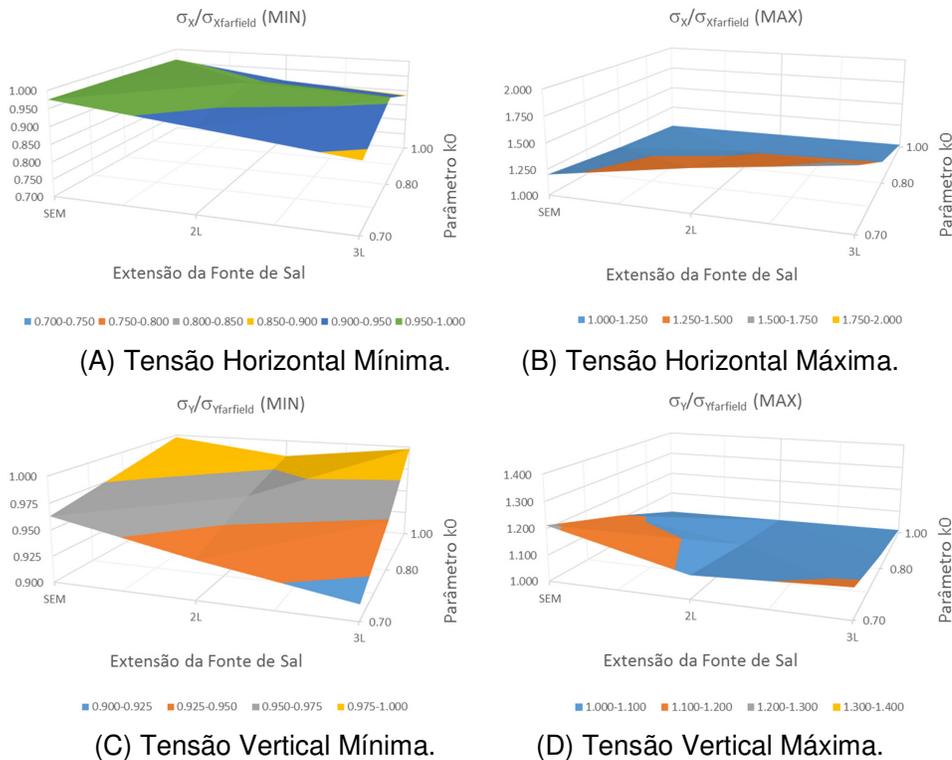


Gráfico 8.41 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção AA (Profundidade de -2285m).

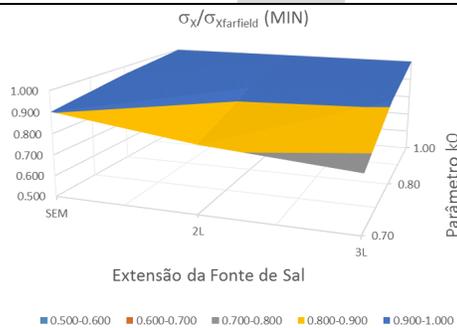
A seção longitudinal de profundidade -5465m, está atravessando uma camada de sal nos modelos conectados a fonte de sal. Isso explica o aumento da perturbação da tensão horizontal máxima, que ocorre do modelo sem está conectado a uma fonte de sal para o modelo conectado a fonte de sal. A magnitude da perturbação das tensões verticais mínimas acima do domo salino (prof. -2285m) tende a aumentar à medida que a extensão da fonte de sal conectada ao domo salino aumenta e o regime de tensões diminui, como mostra o Gráfico 8.41C. A mesma tendência é verificada para as demais profundidades, porém, a magnitude da perturbação é menor. Quanto a magnitude da perturbação da tensão vertical máxima, está tende a diminuir quando a extensão da fonte de sal aumenta.

Tabela 8.7 – Magnitude e extensão da perturbação das tensões horizontais e verticais normalizadas com relação as tensões *farfield* para o Modelo 1 com relação L/H = 1 (L₁ = 2650m) e λ = 0.30, com a fonte de sal de extensão 3L.

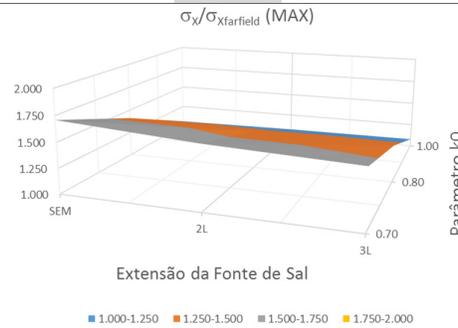
K0 = 0.70	$\sigma_x/\sigma_{x\text{farfield}}$				$\sigma_y/\sigma_{y\text{farfield}}$			
	PROF.(m)	MIN	MAX	$\sigma_{x\text{farfield}}$	LX _{per}	MIN	MAX	$\sigma_{y\text{farfield}}$
-2285	0.889	1.582	-18084	11 L ₁	0.915	1.112	-25822	4 L ₁
-3345	0.763	1.568	-34797	10 L ₁	0.899	1.096	-49755	5 L ₁
-4405	0.708	1.521	-51537	10 L ₁	0.935	1.064	-73663	10 L ₁
-5465	0.712	1.497	-68277	8 L ₁	0.924	1.048	-97573	5 L ₁

K0 = 0.80	$\sigma_x/\sigma_{x\text{farfield}}$				$\sigma_y/\sigma_{y\text{farfield}}$			
	PROF.(m)	MIN	MAX	$\sigma_{x\text{farfield}}$	LX _{per}	MIN	MAX	$\sigma_{y\text{farfield}}$
-2285	0.958	1.215	-20654	10 L ₁	0.949	1.055	-25812	4 L ₁
-3345	0.916	1.368	-39770	9 L ₁	0.960	1.093	-49736	5 L ₁
-4405	0.876	1.328	-58902	8 L ₁	0.970	1.061	-73647	5 L ₁
-5465	0.871	1.308	-78032	6 L ₁	0.971	1.046	-97559	5 L ₁

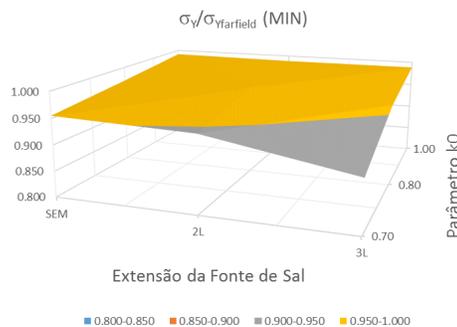
K0 = 1.00	$\sigma_x/\sigma_{x\text{farfield}}$				$\sigma_y/\sigma_{y\text{farfield}}$			
	PROF.(m)	MIN	MAX	$\sigma_{x\text{farfield}}$	LX _{per}	MIN	MAX	$\sigma_{y\text{farfield}}$
-2285	0.884	1.021	-25803	10 L ₁	0.998	1.013	-25803	3 L ₁
-3345	1.000	1.077	-49715	9 L ₁	0.989	1.078	-49717	3 L ₁
-4405	1.000	1.054	-73628	8 L ₁	0.990	1.054	-73630	10 L ₁
-5465	0.990	1.045	-97543	4 L ₁	1.000	1.045	-97544	3 L ₁



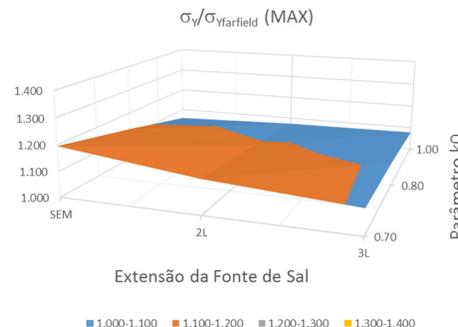
(A) Tensão Horizontal Mínima.



(B) Tensão Horizontal Máxima.

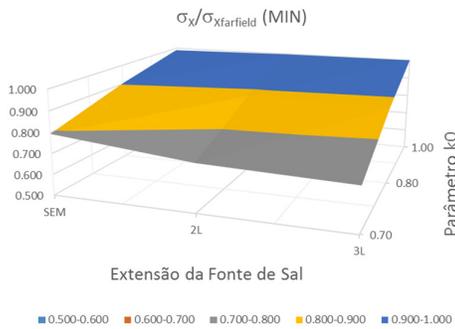


(C) Tensão Vertical Mínima.

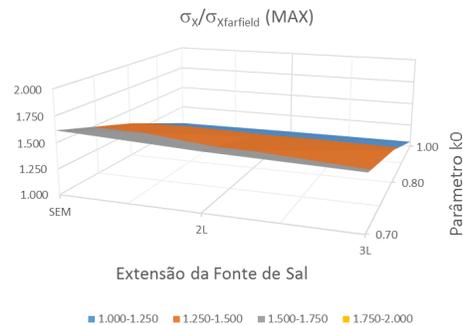


(D) Tensão Vertical Máxima.

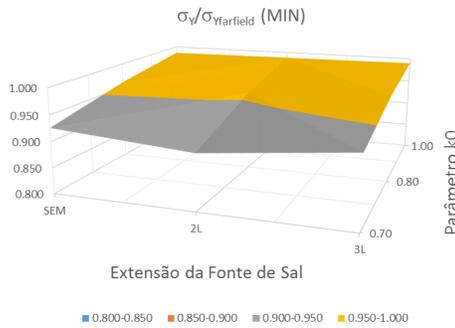
Gráfico 8.42 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção BB (Profundidade de -3345m).



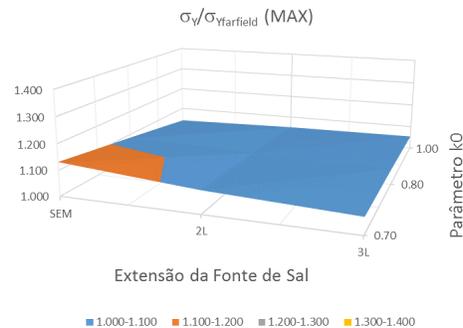
(A) Tensão Horizontal Mínima.



(B) Tensão Horizontal Máxima.

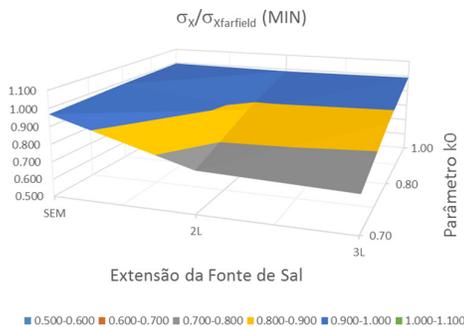


(C) Tensão Vertical Mínima.

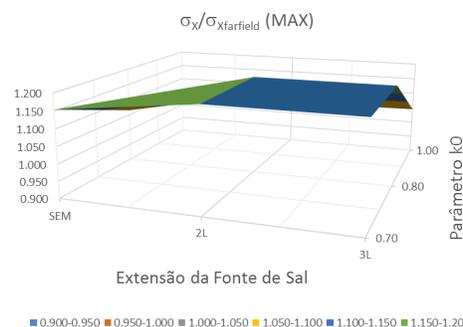


(D) Tensão Vertical Máxima.

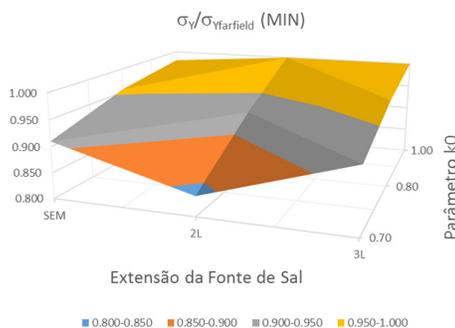
Gráfico 8.43 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção CC (Profundidade de -4405m).



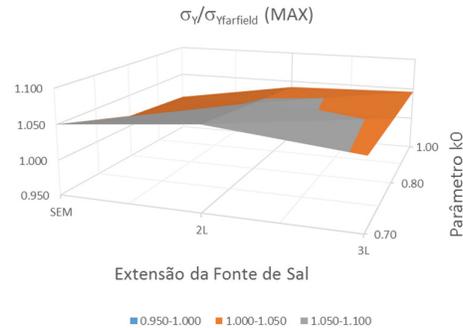
(A) Tensão Horizontal Mínima.



(B) Tensão Horizontal Máxima.



(C) Tensão Vertical Mínima.



(D) Tensão Vertical Máxima.

Gráfico 8.44 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção DD (Profundidade de -5465m).

8.2.2.

Variando o Regime de Tensões (k_0) para a relação L/H igual a 2.

O comportamento da perturbação das tensões para o modelo com relação L/H igual a 2 é semelhante ao comportamento quando a relação L/H é igual a 1, diferenciando-se pela magnitude e extensão da perturbação das tensões horizontais e verticais, como pode ser visto ao comparar os Gráfico 8.45 ao Gráfico 8.48, ou seja, aumenta à medida que a extensão da fonte de sal também aumenta.

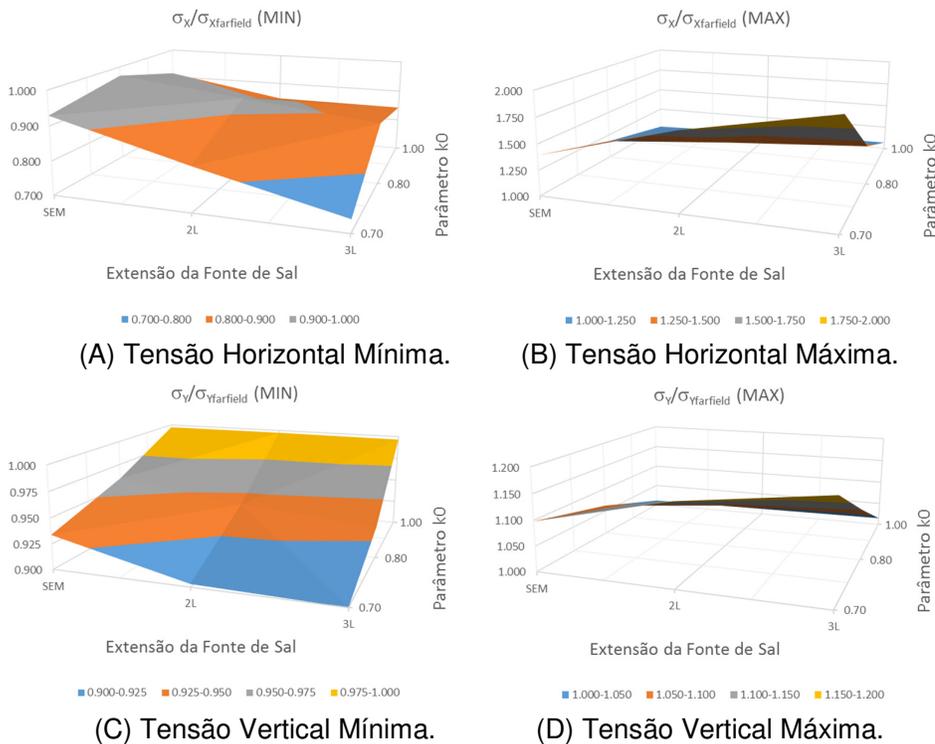
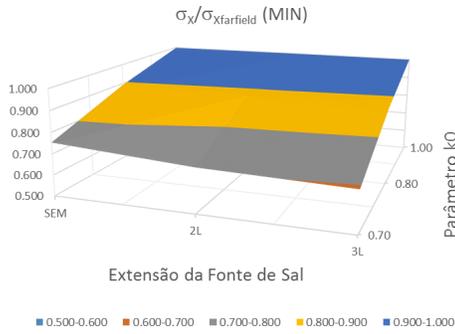
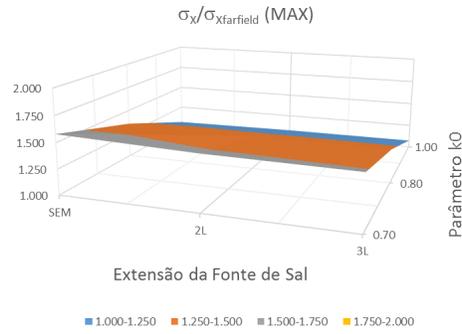


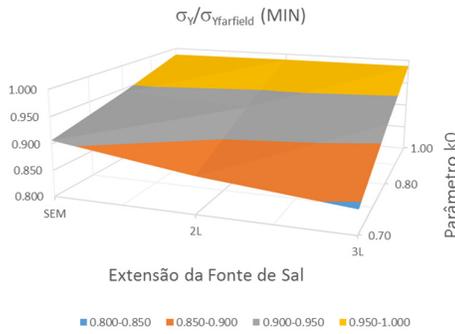
Gráfico 8.45 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção AA (Profundidade de -2285m).



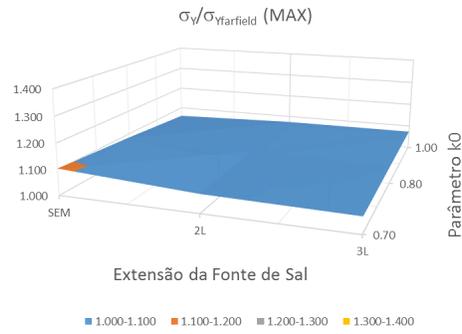
(A) Tensão Horizontal Mínima.



(B) Tensão Horizontal Máxima.

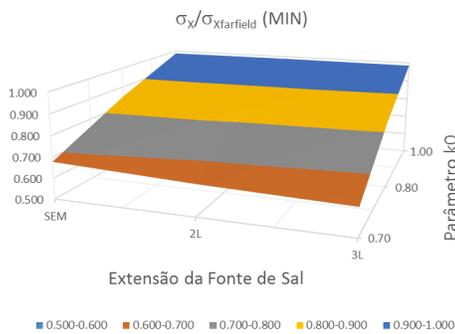


(C) Tensão Vertical Mínima.

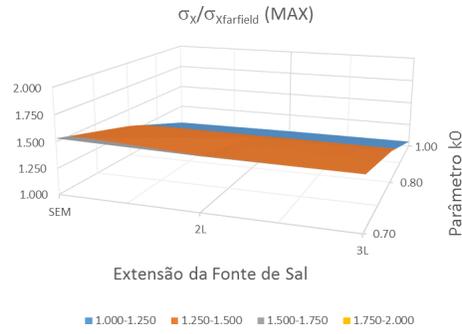


(D) Tensão Vertical Máxima.

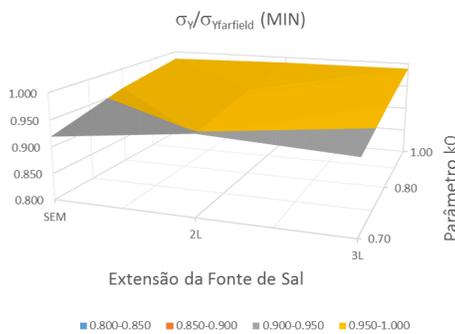
Gráfico 8.46 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção BB (Profundidade de -3345m).



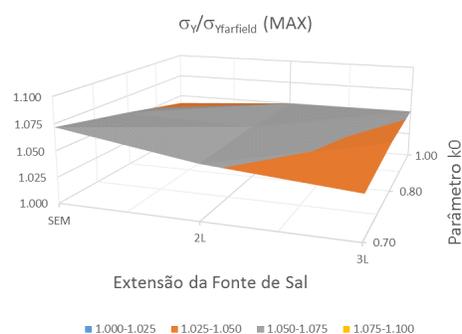
(A) Tensão Horizontal Mínima.



(B) Tensão Horizontal Máxima.



(C) Tensão Vertical Mínima.



(D) Tensão Vertical Máxima.

Gráfico 8.47 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção CC (Profundidade de -4405m).

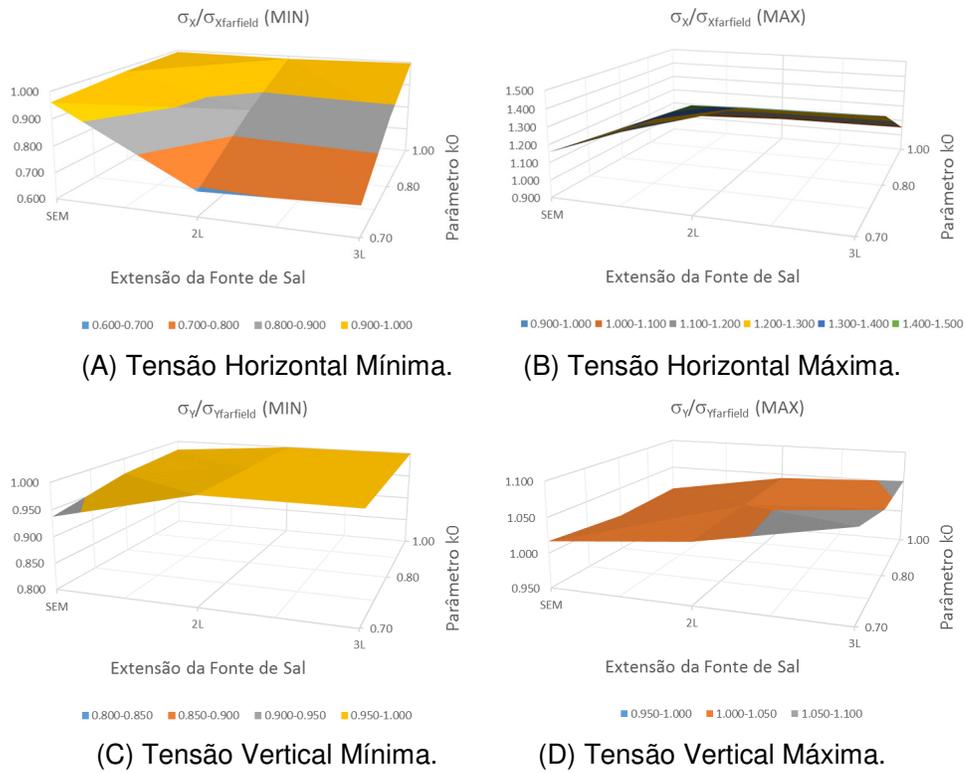


Gráfico 8.48 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção DD (Profundidade de -5465m).

8.2.3.

Variando o Regime de Tensões (k_0) para a relação L/H igual a 4.

Ao aumentar a relação L/H para 4, observou-se que a perturbação das tensões tem o mesmo comportamento para as demais relações. Novamente diferenciando-se pela magnitude e extensão da perturbação.

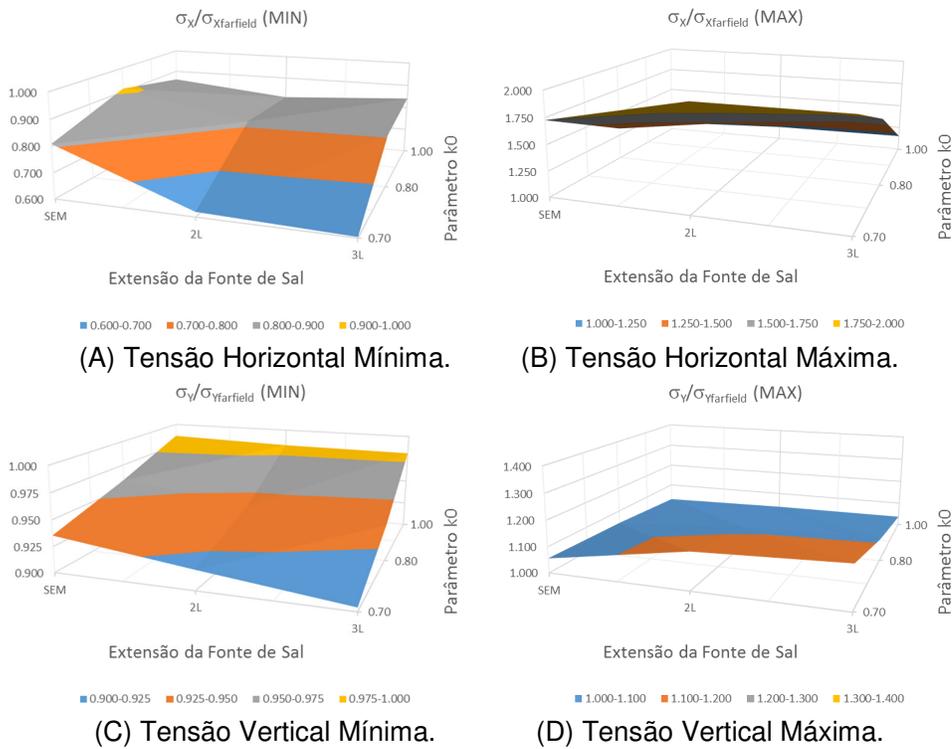


Gráfico 8.49 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção AA (Profundidade de -2285m).

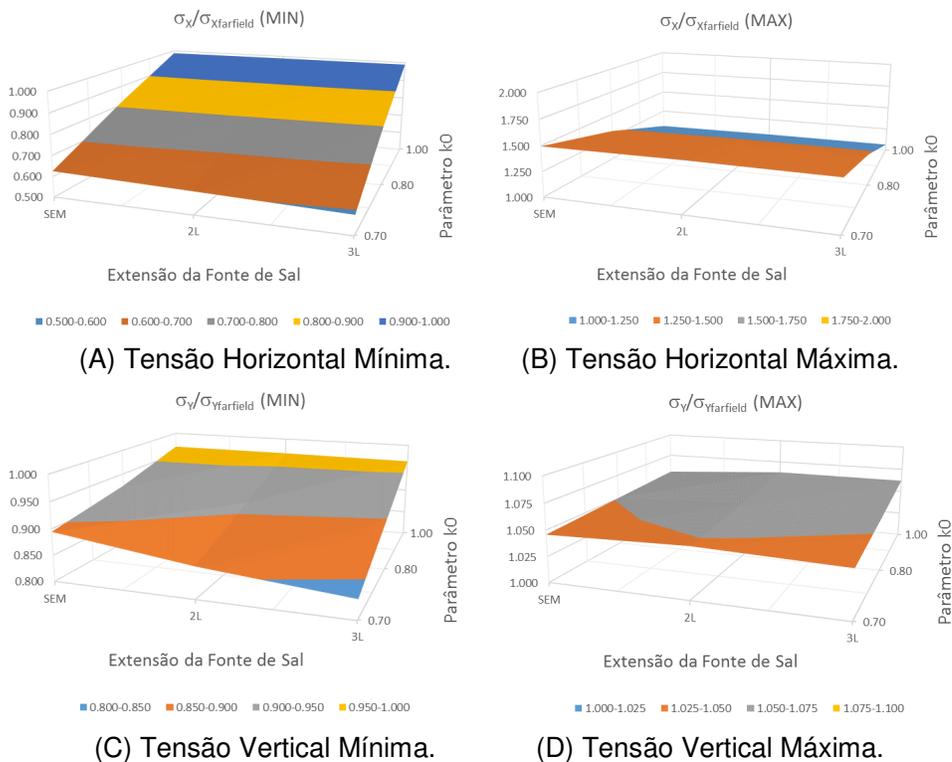
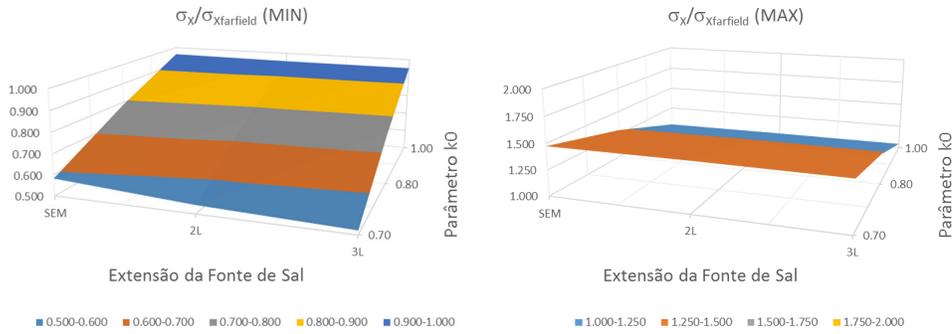
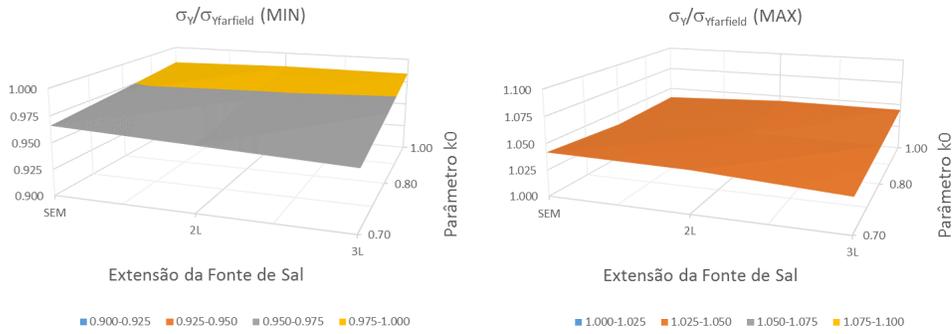


Gráfico 8.50 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção BB (Profundidade de -3345m).



(A) Tensão Horizontal Mínima.

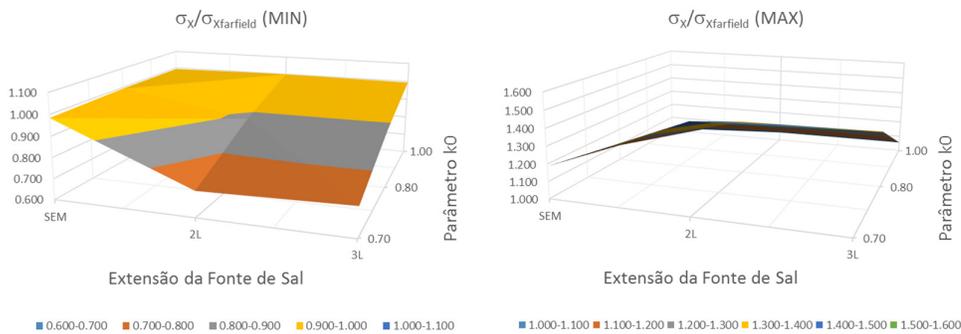
(B) Tensão Horizontal Máxima.



(C) Tensão Vertical Mínima.

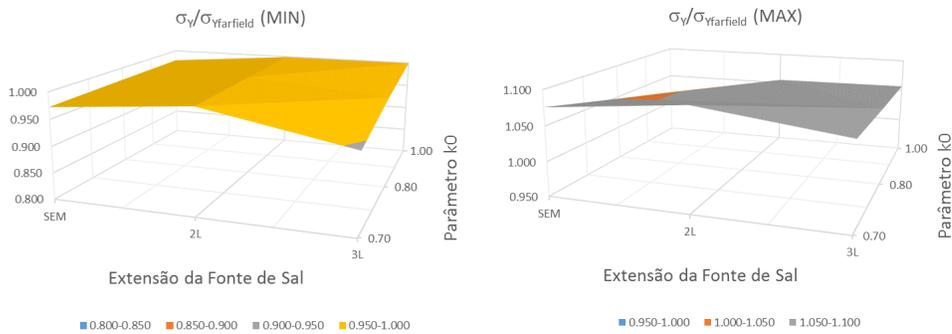
(D) Tensão Vertical Máxima.

Gráfico 8.51 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção CC (Profundidade de -4405m).



(A) Tensão Horizontal Mínima.

(B) Tensão Horizontal Máxima.



(C) Tensão Vertical Mínima.

(D) Tensão Vertical Máxima.

Gráfico 8.52 – Gráfico da tensão horizontal e tensão vertical máximas e mínimas normalizadas com relação ao *farfield* para a Seção DD (Profundidade de -5465m).

9. Conclusões e recomendações

Este trabalho apresentou uma metodologia de análise do estado de tensões induzido por estruturas salinas, de forma a obter uma melhor estimativa do estado inicial de tensões e da força devido ao mecanismo de fluabilidade do sal. A revisão bibliográfica identificou que no estágio inicial do desenvolvimento de um domo salino o principal mecanismo de formação é a sobrecarga diferencial e que a movimentação do sal é continuada através do mecanismo de fluabilidade.

Duas estratégias de modelagem para prever o estado de tensões próximo a estruturas de sal foram identificadas na revisão bibliográfica. A primeira estuda como os processos geológicos de sedimentação, erosão, dentre outros, influenciam a movimentação do sal. A segunda estratégia de modelagem, utilizada no presente trabalho, considera uma seção transversal no estágio atual do domo salino para estimar o estado de tensões através de modelos numéricos. A análise é orientada pelo fato do sal não conseguir manter um estado de tensão desviador, fazendo com que as tensões dentro da estrutura de sal relaxem até atingir o estado de tensões isotrópico, provocando a perturbação e a rotação das tensões na formação adjacente ao sal. Neste trabalho a formação adjacente ao sal foi considerada elasto-plástica e a análise foi realizada em termos de tensões totais.

As metodologias atuais para a análise do estado de tensões induzido por estruturas salinas, baseadas na segunda estratégia, utilizam um valor único para o peso específico no cálculo do estado inicial de tensões e da pressão no contorno do domo salino. Essa aproximação pode levar a estimativas erradas do estado final de tensões, como mostrou este trabalho. A metodologia apresentada no presente trabalho corrige estes problemas uma vez que utiliza a densidade de cada camada para calcular o estado inicial tensões e a pressão na interface sal/formação.

Para tal foi criado um atributo que descreve a densidade na seção transversal do modelo, permitindo calcular um perfil de tensões verticais mais ajustados aos valores de campo através do atributo *DENSITY SURFACE*, proposto nessa tese. Como foi observado, além do estado inicial de tensões estar em boa concordância com o teórico, o atributo desenvolvido, consegue representar a variação de densidade em toda a seção transversal do modelo. Esta

conclusão se baseia em um estudo de caso de um modelo com dois domos salinos adjacentes.

O movimento ascendente do sal devido à diferença de densidade entre a formação e o sal também é considerado. Para estimar a pressão na interface sal/formação foi proposto outro atributo, o *BOUNDARY PRESSURE CONTOUR SALT*. A pressão leva em consideração a densidade da camada em contato com a estrutura de sal, eliminando o erro cometido por outros trabalhos, que consideram um mesmo valor de peso específico equivalente para calculá-la. Essa hipótese interfere também diretamente no estado final de tensões.

Os resultados do estudo de caso mostraram como o estado de tensões na formação adjacente ao domo salino pode ser superestimado ou subestimado a depender o peso específico equivalente usado e como a metodologia proposta conduz a uma melhor estimativa do estado de tensões induzido por domos salinos. Através do estudo de caso foi possível identificar regiões que apresentaram plastificação, além de *Rubble Zones*, regiões com elevadas tensões de cisalhamento e redução da tensão horizontal. Essas áreas não foram identificadas quando a metodologia de prática corrente foi aplicada.

Por outro lado, a depender das densidades envolvidas, as metodologias atuais podem inviabilizar um projeto do ponto de vista técnico quando superestimam o estado de tensões na formação adjacente ao domo salino. Neste caso são identificadas falsas regiões de fraturas. Do ponto de vista econômico, o resultado da análise pode influenciar na decisão da trajetória do poço, conduzindo o engenheiro a optar por um poço direcional, mais caro, do que um poço vertical.

A análise desenvolvida através da metodologia proposta aqui possibilita um planejamento mais detalhado e rigoroso do poço, uma vez que leva em consideração a perturbação do estado de tensões induzido pelo domo salino de forma mais realista, identificando regiões com potencial risco de problemas durante a perfuração do poço e possibilitando que sejam traçadas medidas para evitar tais problemas, mesmo que a trajetória escolhida para o poço apresente maior risco.

No presente trabalho, foi desenvolvido um módulo de *template* parametrizado de estruturas salinas idealizadas no pré-processador SIGMA2D, permitindo a modelagem rápida e fácil de domos salinos. A fim de mostrar a praticidade do uso do *template* de domo salino parametrizado e como é possível obter resultados confiáveis, um modelo parametrizado foi modelado e os resultados comparados com um modelo sintético de características semelhantes.

Apesar de algumas diferenças entre os modelos devidas a simplificações geométricas, podemos dizer que os resultados de ambos os modelos para os estados de tensões são bem similares. Esta metodologia permite a realização de uma análise preliminar de forma a tomar decisões rápidas, previamente à execução de estudos mais aprofundados.

Um estudo paramétrico com o objetivo de avaliar a influência de parâmetros geométricos e geomecânicos sobre o estado de tensões próximo a estruturas salinas idealizadas foi realizado. Inúmeros modelos do tipo almofada de sal foram simulados e os resultados obtidos avaliados na forma de superfícies de resposta, mostrando a magnitude da perturbação das tensões para a variação em dois parâmetros.

Com o objetivo de definir os limites da perturbação, foram criadas superfícies com os valores máximos e mínimos das tensões quando dois parâmetros são variados, como uma espécie de envoltória da perturbação das tensões. No estudo paramétrico apresentado, foram variados a razão comprimento/altura do domo (L/H), o parâmetro geométrico de esbelteza λ e o regime de tensões (k_0) de um domo salino idealizado. Outro aspecto considerado foi a possibilidade de conexão do domo a uma fonte de sal. De maneira geral, a perturbação das tensões horizontais e verticais mínimas tende a aumentar quando L/H aumenta, mantidos constantes o regime de tensões (k_0) e parâmetro λ .

Quando k_0 aumenta, esta tendência ainda é observada, porém, a magnitude da perturbação tende a diminuir, se aproximando da condição *farfield* (longe da estrutura de sal). O mesmo ocorre com a perturbação da tensão horizontal e vertical máxima acima e abaixo do domo salino, quando aumentamos L/H . Além disso, foi observado que a extensão da perturbação das tensões é praticamente a mesma independente da variação do parâmetro λ , quando L/H e o regime de tensões são mantidos constantes.

Quando mantemos L/H e o parâmetro λ constante e variamos o k_0 , observamos que a perturbação das tensões horizontais e verticais (máximas e mínimas) tende a diminuir com o aumento de k_0 . Também foi observado que ao aumentar L/H , mantendo o parâmetro λ e k_0 constante, o comportamento da perturbação é mesmo, porém, a magnitude tende a aumentar.

Outro parâmetro analisado foi se o domo está ou não conectado a uma fonte de sal. Para uma mesma razão L/H , observou-se que a magnitude da perturbação da tensão horizontal mínima tende a aumentar à medida que a extensão da fonte de sal aumenta, e diminui à medida que o regime tensões (k_0) aumenta. Já a

magnitude da perturbação da tensão horizontal máxima acima do domo salino tende a aumentar com o aumento da extensão da fonte de sal. Nas demais profundidades de análise, a magnitude da perturbação apresentou uma leve redução ao se aumentar a extensão da fonte de sal.

Quanto à magnitude da perturbação das tensões verticais mínimas acima do domo salino, está tende a aumentar à medida que a extensão da fonte de sal conectada ao domo salino aumenta e o regime de tensões diminui. A mesma tendência foi verificada para as demais profundidades, porém, a magnitude da perturbação é menor. Quanto à magnitude da perturbação da tensão vertical máxima, está tende a diminuir quando a extensão da fonte de sal aumenta.

Além disso, como esperado, a extensão da perturbação das tensões aumenta à medida que a extensão da fonte de sal também aumenta, principalmente, nas profundidades próximas à fonte de sal. Contudo, quando alteramos o regime de tensões aumentando k_0 para o mesmo modelo, a extensão da perturbação das tensões diminui.

9.1.

Sugestões de Trabalhos Futuros.

É importante notar que o estado de tensões perturbado por estruturas salinas interfere diretamente no planejamento e no projeto do poço de petróleo. À definição da trajetória do poço implicará diferentes riscos de problemas durante a perfuração. Portanto, é interessante o uso de técnicas de otimização, a fim de definir a trajetória ótima do poço baseado no estado de tensões atuante, que atenda a critérios de resistência e estabilidade do poço. Deve-se, por exemplo, evitar regiões que apresentem um gradiente de fratura alterado, diminuindo o risco de perda de circulação do fluido de perfuração, evitar regiões com pressão anormal, que pode levar a um influxo de fluido da formação para dentro do poço, ou ainda, evitar regiões com elevadas tensões de cisalhamento e as chamadas *Rubble Zones*.

Outro assunto interessante seria considerar a formação poro-elasto-plástica através de um modelo poro-mecânico acoplado capaz de representar a interdependência entre deformações, tensões e poro-pressão com o tempo. Dessa maneira pode-se avaliar o efeito da poro-pressão sobre o estado de tensões na formação adjacente ao sal e verificar se este continua a ser alterado pela poro-pressão, mesmo depois da estrutura de sal atingir o estado de tensões isotrópico.

É também importante estudar o efeito das tensões induzidas pela depleção de um reservatório abaixo da estrutura de sal, uma vez que o equilíbrio entre as tensões no sal e a formação adjacente é afetado. A relaxação das tensões no sal pode levar anos, até que a estrutura de sal atingia novamente o estado de tensões isotrópico, causando compactação do reservatório mesmo depois do término da produção do mesmo.

A relaxação das tensões no sal e a redistribuição das tensões na formação adjacente pode ocasionar ainda a instabilidade de falhas, subsidência do solo e a intrusão do sal através da falha durante a produção do reservatório. Portanto, outra sugestão é a consideração de falhas no modelo.

Embora a pressão no contorno do sal utilizada para simular o mecanismo de fluabilidade do sal esteja sendo calculada de maneira mais realista no presente trabalho, está é mantida constante ao longo da análise numérica. Contudo, devido ao seu soerguimento e a subsidência do maciço adjacente à estrutura de sal, o soterramento do domo salino muda durante a análise. Portanto, outra ideia interessante é variar a pressão no contorno do sal levando em consideração a movimentação da estrutura de sal ao longo da análise.

Por fim, sugere-se a continuação do desenvolvimento do *template* parametrizado de domos salinos, com a inclusão de novas geometrias, como, por exemplo, língua, bulbo e tronco de sal. Embora, não tenha sido apresentado no presente trabalho, o *template* parametrizado também gera modelos com domos adjacentes de mesma geometria. Também seria interessante a possibilidade de inserir domos adjacentes com geometria diferentes. Além da possibilidade da inclusão das análises sobre a depleção de reservatórios e estabilidade de falhas, outra ideia seria utilizar o *template* parametrizado de domo salino para realizar análises de sensibilidade de parâmetros geométricos e geomecânicos.

10. Referências bibliográficas

ALEJANO, L. R. & BOBET, A. Dricker-Prager Criterion. *Rock Mechanics & Rock Engineering*, pp. 995-999, 2012.

AMARAL, C. S.; COSTA, A. M.; CARVALHO, M. T. M.; LIRA, W. W. M. Descrição do Sistema Sigma – Sistema Integrado em Geotecnia para Múltiplas Análises. Relatório SEDEM 07/97, PETROBRAS/SUPEN/DIPREX/SEDEM, Rio de Janeiro, 1997.

BATHE, K. J. *Finite Element Procedures*. Prentice-Hall, 1996.

BEER, G. & MEEK, J. L. Infinite Domain Elements. *Int. J. Num. Meth. Eng.* v. 17, n. 1, pp. 43-52, 1981.

BETTES, P. Infinite Elements. *Int. J. Num. Meth. Eng.* v. 11, n. 1, pp. 53-64, 1977.

_____. More on Infinite Elements. *Int. J. Num. Meth. Eng.* v. 15, n. 11, pp. 1613-1626, 1980.

BORGES, G. R. Avaliação Numérica de Perturbações de Tensões Associadas a Estruturas Salíferas e suas Influências na Estabilidade de Poços. Dissertação de Mestrado. COPPE/UFRJ, 2008.

BOTELHO, F. V. C. Análise Numérica do Comportamento Mecânico do Sal em Poços de Petróleo. Dissertação de Mestrado. Puc-Rio, 2008.

BRADLEY, W. B. Bore Hole Failure Near Salt Domes. In: 53rd Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME in Houston, Texas, USA, SPE 7503, pp. 1-8, 1978.

BURNETT, D.S. *Finite Element Analysis: From Concepts to Applications*, Addison-Wesley, 1987.

COOK, R. D., MALKUS, D. S.; PLESHA, M. E. E WITT, R. J. *Concepts and Applications of Finite Element Analysis*. 4th Edition, John Wiley e Sons, 2001.

CLEGG, J. D. Casing Failure Study – Cedar Creek Anticline. In: *Journal of Petroleum Technology*, AIME/SPE 3036, pp. 676-684, 1971.

CHAN, K. S.; BODNER, S. R.; FOSSUM, A. F., & MUNSON, D. E. A constitutive model for inelastic flow and damage evolution in solids under triaxial compression. *Mechanics of Materials - Elsevier*, 14, pp. 1-14, 1992.

CHAN, K. S.; BRODSKY, N. S.; FOSSUM, A. F.; BORDNER, S. R. & MUNSON, D. E. Damage-induced nonassociated inelastic flow in rock salt. *International Journal of Plasticity*. V. 10, n, 6, ppp. 623-642, 1994.

COBLE, R. L. A Model for Boundary Diffusion Controlled Creep in Polycrystalline Materials. *Journal of Applied Physics*, v. 34, n. 6, 9p. 1679-1682, 1963.

COSTA, A. M. Uma Aplicação de Métodos Computacionais e Princípios de Mecânica das Rochas no Projeto e Análise de Escavações Destinadas à Mineração Subterrânea. Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1984.

COSTA, A. M., POIATE Jr, E., FALCÃO, J. L. & GARSKE, R. Well Stability Near to Salt Diapirs. The 11th International Conference of IACMAG, Turin, Italia, 2005.

COSTA, A. M., POIATE Jr, E., FALCÃO, J. L. & COELHO, L. F. M. Triaxial Creep Tests in Salt Applied in Drilling Through Thick Layers in Campus Basin-Brazil. SPE/IADC 92629, 2005.

COSTA, A. M., POIATE Jr, E., AMARAL, C. S., GONÇALVES, C. J. C. & FALCÃO, J. L. Geomechanics applied to the well design through salt layers in Brazil: A History of success. *American Rock Mechanics Association – ARMA*, 2010.

COSTA, A. M., AMARAL, C. S., POIATE, E., PEREIRA, A. M., MARTHA, L. F., GATTASS, M., & ROEHL, D. M. Underground Storage of Natural Gas and CO₂ in Salt Caverns in Deep and Ultra-deep Water Offshore Brazil. pp. 1659-1664, London: Taylor & Francis Group, 2012.

CRAMEZ, C. Glossary on Salt Tectonics. Porto, Portugal, Universidade Fernando Pessoa, 2006.

_____. Short Course on Salt Tectonics. Porto, Portugal, Universidade Fernando Pessoa
(<http://homepage.ufp.pt/biblioteca/SaltTectonics/WebSaltTectonics/Index.htm> site acessado em 11/04/2016).

CROSSNO, P.; ROGERS, D. H.; BRANNON, E. M.; COBLENTZ, D. & FREDRICH, J. T. Visualization of Geologic Stress Perturbations Using Mohr Diagrams. *IEEE Transactions on Visualization and computer graphics*, v. 11, n. 5, pp. 508-518, 2005.

DAVISON, I., ALSOP, I., BLUNDELL, D. Salt Tectonics: Some Aspects of Deformation Mechanics. In: *Salt Tectonics*, n. 100, Geological Society Special Publication, Geological Society, pp. 1-10, 1996.

DAURÉ, B. & CLOETINGH, S. Numerical modelling of salt diapirism: influence of the tectonic regime. *Tectonophysics*, 240, pp. 59-79, 1994.

DIRKZWAGER, J. B. & DOOLEY, T. P. In-situ stress modeling of a salt-based gravity driven thrust belt in a passive margins setting using physical and numerical modeling. ARMA 08-270, the 42nd US Rock Mechanics Symposium and 2nd U.S.-Canada Rock Mechanics Symposium, held in San Francisco, 2008.

DUSSEAULT, M. B. Saltrock behavior as an analogue to the behavior of rock at great depth. ISBN 90 6191 975 4, 1989.

DUSSEAULT, M. B. & FORDHAM, C. J. Time Dependent Behaviour of Rocks. In: Comprehensive Rock Engineering: Principles, Practices and Projects, v. 4, Pergamon Press, pp. 119-149, 1993.

DUSSEAULT, M. B.; ROTHENBURG, L. & Mraz, D. Z. The Design of Openings in Salt Rock Using a Multiple Mechanism Viscoplastic Law. 28th US Symposium on Rock Mechanics, pp. 633-642, Tucson, 1987.

DUSSEAULT, M. B.; MAURY, V.; SANFILIPP, F.; SANTARELLI, F. J. Drilling Through Salt: Constitutive Behavior and Drilling Strategies. ARMA/NARMS 04/608, presented at the American Rock mechanics Association and 5th North America Rock Mechanics Symposium, 2004a.

DUSSEAULT, M. B.; MAURY, V.; SANFILIPP, F.; SANTARELLI, F. J. Drilling Around Salt: Risks, Stress and Uncertainties. ARMA/NARMS 04/647, presented at the 6th North America Rock Mechanics Symposium, Huston, Texas, USA, June 5-9, 2004b.

FALCÃO, J. L., POIATE, Jr, E., COSTA, A. M., DA SILVA, I. A & ESTON, S. M. (2007) Perfuração em Formações Salinas. Revista Boletim Técnico Petrobras.

FIRME, P. A. L. P. Modelagem Constitutiva e Análise Probabilística Aplicada a Poços em Zonas de Sal. Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, PUC-Rio, Setembro, 2013.

FREDRICH, J. T. & FOSSUM, A. F. Large-Scale Three-Dimensional Geomechanical Modeling of Reservoirs: Examples from California and the Deepwater Gulf of Mexico, Oil & Gas Science and Technology, v. 57, n5, pp. 423-441, 2002.

FREDRICH, J. T., COBLENTZ, D., FOSSUM, A. F. & THORNE, B. J. Stress Perturbations Adjacent to Salt Bodies in the Deepwater Gulf of Mexico. SPE 84554, 2003.

FREDRICH, J. T.; ENGLER, B. P.; SMITH, J. A.; ONYIA, E. C. & TOLMAN, D. Pre-Drill Estimation of Sub-Salt Fracture Gradient: Analysis of the Spa Prospect to Validate Non-Linear Finite Element Stress Analyses. SPE/IADC 105763, SPE/IADC Drilling Conference, 20-22 February, Amsterdam, The Netherlands, 2007.

FLÜGGE, W. Viscoelasticity. Stanford, Blaisdell Publishing Company, 1967.

FORMIGLI. Fonte: Apresentação: Pre-Salt Reservoirs Offshore Brazil: Perspectives and Challenges (<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/-pre-salt-reservoirs-offshore-brazil-perspectives-and-challenges-gerente-executivo-do-e-p-engenharia-de-producao-jose-miranda-formigli-filho-no-bank-of-america-conference-miami-eua-disponivel-somente-em-ingles.htm> site acessado em 24/03/2015).

FOSSUM & FREDRICH, Salt Mechanics Primer for Near-Salt and Sub-Salt Deepwater Gulf of Mexico Field Developments. SANDIA REPORT, SAND2002-2063, 67p, 2002.

GEMMER, L.; INGS, S. J.; MEDVEDEV, S. & BEAUMONT, C. Salt tectonics driven by differential sediment loading: stability analysis and finite-element experiments. Basin Research, pp. 199-218, 2004.

GERA, F. Review of Salt Tectonics in Relation to the Disposal of Radioactive Wastes in Salt Formations. Federal Repository Project, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee, Geological Society of America Bulletin, v. 83, p. 355f-3574, 1972.

GOODMAN, R. E. Introduction to Rock Mechanics - Second Edition. New York: John Wiley & Sons, 1989.

GIL, J. A. & JURADO, M. J. Geological interpretation and numerical modelling of salt movement in the Barbastro–Balaguer anticline, southern Pyrenees. Tectonophysics, 293, pp. 141-155, 1998.

HINTON, D. S. & CAMPBELL, J. S. Local and Global Smoothing of Discontinuous Finite Element Functions using a Least Square Method. Int. J. Num. Meth. Enhng. V. 8, pp. 461-480, 1974.

HUDEEC, M. R. & JACKSON, M. P. A. Terra Infirma: Understanding Salt Tectonics. Earth-Science Reviews, n, 82, pp. 1–28, 2007.

HUNSCHE, U. E. Failure behavior of Rock Salt Around Underground Cavities. 7th International Symposium on Salt, Kyoto, Japan, 1992.

INGS, S.; BEAUMONT, C. & GEMMER, L. Numerical Modeling of Salt Tectonics on Passive Continental Margins: Preliminary assessment of the Effects of Sediment Loading, Buoyancy, Margin Tilt, and Isostasy. 24th Annual GCSSEPM Foundation Bob F. Perkins Research Conference proceedings: 36-68, 2004

JACKSON & TALBOT. External Shapes, Strain rates, and Dynamics of Salt Structures. Geological Society of American Bulletin, v.97, p. 305-323, 1986.

JEREMIC, M. L. Rock Mechanics in Salt Mining. Rotterdam: A.A. Balkema Publishers, 1994.

KOUPRIANTCHIK, D; MEYERS, A. G.; HUNT, SP. 3D Geomechanical Modelling Towards Understanding Stress Anomalies Causing Wellbore Instability. ARMA/NARMS 04/493, presented at the 6th North America Rock Mechanics Symposium, Huston, Texas, USA, June 5-9, 2004.

_____. Geomechanical Modelling of Salt Diapirs: A field scale analysis for a 3D salt structure from the North Sea. Proceedings of the Central Australian Basins Symposium (CABS), Alice Springs, Northern Territory, 16–18 August, 2005a.

KOUPRIANTCHIK, D; MEYERS, A. G.; BOULT, P. J.; HUNT, SP. Geomechanical Modelling of Salt Diapirs: 3D Salt Structure from the Officer Basin, South Australia. In Proceedings to the 11th International Conference on Computer Methods and Advances Geomechanics, Torino, Italy, 2005b.

LAMBE, T. W. & WHITMAN, R. V. Soil Mechanics. New York: John Wiley & Sons, 400p, 1969.

LIMA, C. Ongoing Compression across Intraplate South America: Observations And Some Implications for Petroleum Exploitation And Exploration. Revista Brasileira de Geociências. v. 30, p. 203-207, 2000.

LIMA, C., NASCIMENTO, E. & ASSUMPÇÃO, M. Stress orientations in Brazilian sedimentary basins from breakout analysis: implications for force models in the South American plate. Geophys. J. Int. v. 130, p. 112-114, 1997.

LIMA NETO, F. F. & BENEDUZI, C. Using leakoffs tests and acoustic logging to estimate in situ stresses at deep waters – Campos Basin. AAPG International Conference, Rio de Janeiro, 1998.

LIRA, W. W. M. Um Sistema Integrado Configurável para Simulações em Mecânica Computacional. Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, PUC-Rio, Dezembro, 1998.

LOMENICK, T. F. & BRADSHAW, R. L. Deformation of Rock Salt in Openings Mined for the Disposal of Radioactive Wastes. Rock Mechanics, 1, pp. 5-30, 1969.

LUO, G.; NIKOLINAKOU, M. A.; FLEMINGS, P. B. & HUDEC, M. R. Geomechanical Modeling of Stresses Adjacent to Salt Bodies: Part 1 – Uncoupled Models. The American Association of Petroleum Geologists, pp. 1-22, 2011.

_____. Near-salt stress and wellbore stability: A finite-element study and its application. ARMA 12-309, presented at the 46th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, in Chicago, IL, June 24-27, 2012.

MALVERN, L.E. Introduction to the Mechanics of a Continuous Medium. Prentice-Hall, Englewood, Cliffs, NJ, 1969.

MACKAY, F., BOTELHO, F. V. C., INOUE, N. & FONTOURA, S. A. B. Análise do Comportamento de Evaporitos. 4º PDPETRO, Campinas, São Paulo, 2007.

MARQUES, J. M. M. C & OWEN, D. R. J. Infinite Elements in Quasi-Static Materially Nonlinear Problems. *Computer and Structures*, v. 18, n 4, pp. 73-751, 1984.

MARTHA, L. F. Apostila da disciplina de Método dos Elementos Finitos: Capítulo 4: Modelagem de meios infinitos por elementos finitos. Disponível em: http://webserver2.tecgraf.puc-rio.br/ftp_pub/lfm/ApostilaMEF-cap4-LFMartha.pdf. Acesso em: 01 Fevereiro 2016.

MEDEIROS, F., A., S. Análise do Comportamento de Colunas de Revestimento frente à Movimentação do Sal em Poços de Petróleo. Dissertação de Mestrado. PUC-Rio, 1999.

MONTE, M. B. M; ANDRADE, M. C.; BALTAR, C. A. M. & MOURA, R. L. Cloreto de Potássio – Mina Taquari Vassouras – CVTD. Centro de Tecnologia Mineral, Ministério da Ciência e Tecnologia, CT2002-158-00, Comunicação Técnica elaborada para o Livro Usina de Beneficiamento de Minérios do Brasil, 2002.

MOHRIAK. W., SZATMARI, P. & ANJOS, S. M. C. Sal: geologia e Tectônica. Eds., 1 ed, São Paulo, Beca Edições Ltda., 2008.

MOHRIAK. W., SZATMARI, P. & ANJOS, S. M. C. Salt: geology and tectonics of selected Brazilian basins in their global context. *Geological Society*, London, Special publications, v. 363, p. 131-158, 2012.

MUELLER, K. Course Notes.
http://geode.colorado.edu/~structure/teaching_GEOL3120/coursenotes/16_salt_tectonics.pdf site acessado em 05-04-2015.

MUIR WOOD, D. Soil behaviour and critical state soil mechanics. Cambridge University Press, Cambridge, UK, 1990.

MUNSON, D. E. & DAWSON, P. R. Constitutive Model for the Low Temperature Creep of Salt (With Application to WIPP). SANDIA REPORT, SAND79-1853, Albuquerque: Sandia National Laboratories, 1979.

MUNSON, D. E. FOSSUM, A. F. & SENSENY, P. E. Approach to First Principles Model Prediction of Measured WIPP (Waste Isolation Pilot Plant) In Situ Room Closure in Salt. In: Proceedings of the 30th US Symposium on Rock Mechanics, Morgantown, USA, 1989.

MUNSON, D. E. & DEVRIES, K. L. Development and Validation of a Predictive Technology for Creep Closure of Underground Rooms in Salt. In: Proceedings of the 7th International Congress on Rock Mechanics, v. 1, pp. 127-134, Aachen, Deutschland, 1991a.

MUNSON, D. E. & WAWERSIK, W. R. Constitutive Modeling of Salt Behavior – State of the Technology. In: Proceedings of the 7th International Society for Rock Mechanics, Aachen, Deutschland, 1991b.

MUNSON, D. E. Multimechanism deformation parameters of domal salts using transient creep analysis. SANDIA REPORT, p. 50, 1999.

NAYAK, G. C. & ZIENKIEWICZ, O. C. Elasto-plastic stress analysis. A generalization for various constitutive relations including strain softening. International Journal for Numerical Methods in Engineering, v. 5, pp. 113-135, 1972.

NASCIMENTO, E. D. Estudo Paramétrico para Modelagem e Simulação Computacional de Reservatórios Carbonáticos em Sub-Sal. Dissertação de mestrado, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

NIKOLINAKOU, M. A., LUO, G. HUDEC, M. R. & FLEMINGS, P. B.. Geomechanical Modeling of Stresses and Pore pressures in Mudstones Adjacent to Salt Bodies. ARMA 11-271, presented at the 45th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, in São Francisco, CA June 26-29, 2011a.

NIKOLINAKOU, M. A.; LUO, G.; FLEMINGS, P. B. & HUDEC, M. R. Geomechanical Modeling of Stresses Adjacent to Salt Bodies: Part 2 – Poroelastoplasticity and coupled Overpressures. The American Association of Petroleum Geologists, pp. 1-22, 2011b.

NIKOLINAKOU, M. A.; FLEMINGS, P. B. & HUDEC, M. R. Modeling Stress Evolution Around a Rising Salt Diapir. Marine & Petroleum Geology, n. 51, pp. 230-238, 2014a.

NIKOLINAKOU, M. A.; HUDEC, M. R. & FLEMINGS, P. B. Comparison of Evolutionary and Static Modeling of Stresses Around a Salt Diapir. Marine & Petroleum Geology, n. 57, pp. 537-545, 2014b.

ORLIC, B. & WASSING, B. B. T. Modeling stress development and fault slip in producing hydrocarbon reservoirs overlain by rock salt caprocks. ARMA 12-145, 2012.

PETROBRAS. Petróleo Brasileiro S.A.
<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/bacias/> site acessado em 22/03/2015a.

_____. <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques/destaques-mobile/nova-descoberta-de-hidrocarbonetos-em-aguas-ultraprofundas-na-bacia-de-sergipe-alagoas.htm> site acessado em 15/04/2015b.

_____. <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/marco-regulatorio/> site acessado em 22/03/2015c.

POIATE Jr, E., COSTA, A. M. & FALCÃO, J. L. (2006). Well Design for Drilling Through Thick Evaporite Layers in Santos Basin –Brazil. IADC/SPE 99161.

POIATE Jr, E.. Mecânica das Rochas e Mecânica Computacional para Projeto de Poços de Petróleo em Zonas de Sal. Tese de Doutorado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, PUC-Rio, Dezembro, 2012.

POLIAKOV, A. N. B.; PODLADCHIKOV, Yu & TALBOT, C. Initiation of Salt Diapirs with Frictional Overburdens: Numerical Experiments. Tectonophysics, 228, pp. 199-210, 1993a.

POLIAKOV, A. N. B.; BALEN, R. van; PODLADCHIKOV, Yu; DAUDRE, B.; CLOETINGH, S. & TALBOT, C. Numerical analysis of how sedimentation and redistribution of surficial sediments affects salt diapirism. Tectonophysics, 226, pp. 199-216, 1993b.

POLIAKOV, A. N. B.; PODLADCHIKOV, Yu DAWSON, E. CH. & TALBOT, C. Salt diapirism with simultaneous brittle faulting and viscous flow. Geological Society Special Publication, n. 100, pp. 291-302, 1996.

RATIGAN, J. L.; VAN SAMBEEK, L. L.; DeVRIES, K. L. & NIELAND, J. D. The influence of Seal Design on the Development of Disturbed Rock Zone in the WIPP Alcove Seal Tests. Topical Report RSI-0400, 1991.

RATH, J. S.; ARGUELLO, J. G.; STONE, C. M. & SOBOLIK, S. R. Evaluating the Present in-situ Stress-State for the Richton, MS, Strategic Petroleum Reserve Site using Geomechanical Analyses. ARMA 09-076, presented at the 43rd US Rock Mechanics Symposium and 4th U.S.-Canada Rock Mechanics Symposium, in Asheville, NC June 28th – July 1, 2009.

ROCHA, L. A. S. & AZEVEDO, C. T. Projeto de Poços de Petróleo – Geopressões e Assentamento de Colunas de Revestimentos. Ed. Interciência, 2009.

ROHLEDER, S. A.; SANDERS, W. W.; WILLIAMSON, R. N.; FAUL, G. L.; DOOLEY, L. B. Challenges of Drilling an Ultra-Deep Well in Deepwater – Spa Prospect. SPE/IADC 79810, presented at the SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Netherland, pp. 1-15, 2003.

ROSCOE & BURLAND, On the Generalized Stress-Strain Behavior of Wet Clay. Engineering Plasticity, pp. 535-608, 1968

ROYLANCE, D. Engineering Viscoelasticity. Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, MA 02139, 2001.

ROWAN, M. G. & RATLIFF, R. A. Cross-section restoration of salt-related deformation: Best practices and potential pitfalls. Journal of Structural Geology, pp. 24-37, 2012.

SANZ, P.F. & DASARI, G. R. Controls on in-situ Stress Around Salt Bodies. ARMA 10-169, presented at the 44rd US Rock Mechanics Symposium and 5th U.S.-Canada Rock Mechanics Symposium, in Salt lake City, UT June 27-30, 2010.

SCHULTZ, D. D. Origin of Drag Folds Bordering Salt Diapirs. American Association of Petroleum Geologists, v. 87, n. 5, pp. 757-780, 2003.

SCHULTZ, D. D. & WALSH, P. Modeling of Grabens Extending above Evaporites in Canyonlands National Park, Utah. Journal of Structural Geology, pp. 247-275, 2002.

SEYMOUR, K. P., RAE, G., PEDEN, J. M. & ORMSTON, K. Drilling Close to Salt Diapirs in the North Sea. In: Offshore European Conference, SPE 26693, pp. 193-204, 1993.

SHAMES, I. H. & COZZARELLI, F. A. Elastic and Inelastic Stress Analysis. Prentice-Hall International, Inc, 1992.

SIMO, J. & HUGHES, T. J. R. Computational Inelasticity. Springer, 1998.

SIMÕES FILHO, C. P. V. Simulação Numérica de Fluência em Rochas Gipsíferas da Formação Ipubi, Bacia do Araripe. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Pernambuco, Recife-Pernambuco, 2013.

SPIERS, C. J.; URAI, J. L.; LISTER, G. S.; BOLAND, J. N.; ZWART, H. J. The Influence of fluid-rock interaction on the rheology of salt rock. Commission of the European Communities. Nuclear Science and Technology. Final Report EUR 10339, 150p, 1986.

SPIERS, C. J.; PEACH, C. J.; BRZESOWSKY, R. H.; SCHUTJENS, P. M. T. M.; LIEZENBERG, J. L. & ZWART, H. J. Long-Term Rheological and Transport Properties of Dry and Wet Salt Rock. Commission of the European Communities, EUR 11848, 1988.

TAYLOR, R. L.; PISTER, K. S.; GOUDREAU, G. L. Thermomechanical Analysis of Viscoelastic Solids. International Journal for Numerical Methods in Engineering, v. 2 n.1, pp. 45-59, 1970.

TEOFILO, F. A. F. Análise de placas laminadas pelo Método dos Elementos Finitos. Monografica. Universidade Federal do Ceará-UFC, Fortaleza-Ceará, p. 1-47, 2007.

TERZAGHI, K. & RICHARD, F. E. Jr. Stresses in Rock about Cavities. Géotechnique, v. 3, n. 2, pp. 57-90, 1952.

VAN DEN BOGERT, P. A. J.; STRATING, E. H. H.; EELMAN, M. C. & RICHARD, P. D. In-Situ Stress Assessment of Intra-Salt Stringers. SPE/ISRM 47241, 1998.

VAN SAMBEEK, L. L.; RATIGAN, J. L. & HANSEN, F. D. Dilatancy of Rock Salt in Laboratory Tests. *Int. J. Rock mech, Min. Sci. & Geomech. Abstr.* V. 30, n 7, pp. 735-738, 1993.

VIZGIRDA, J.; O'BRIEN, J. J. & LERCHE, I. Thermal Anomalies on the Flanks of a Salt Dome. *Geothermics*, v. 14, n. 4, pp. 553-565, 1985.

WHITSON, C. D. & McFADYEN, M. K. Lessons Learned in the Planning and Drilling of Deep, Subsalt Wells in the Deepwater Gulf of Mexico. *SPE* 71363, 2001.

WILLSON, S. M., FOSSUM, A. F. & FREDRICH, J. T. Assessment of Salt Loading on Well Casings. *SPE Drilling & Completion*, pp. 13-21, 2003.

WILLSON & FREDRICH. Geomechanics Considerations for Through- and Near-Salt Well Design. *IADC/SPE* 95621, 2005.

ZIENKIEWICZ, O. C.; TAYLOR, R. L. *The Finite Element Method*. 5^a ed. Butterworth-Heinemann, 2005.

ZIENKIEWICZ, O. C.; EMSON, C & BETTESS, P. A Novel Boundary Finite Element. *V. 19*, n3, pp. 393-404, 1983.

ZOBACK, L. M. First- and Second-Order Patterns of Stress in the Lithosphere: The World Stress Map Project. *Journal of Geophysical Research*, v. 97, p. 11703-11728, 1992.