



Thiago Freitas Lopes Conceição

**Avaliação geomecânica de zonas de
instabilidade durante a perfuração de poços de
petróleo abaixo de rochas evaporíticas**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil do Departamento de Engenharia Civil e Ambiental do Centro Técnico Científico da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Eurípedes do Amaral Vargas Júnior

Rio de Janeiro
Abril de 2018



Thiago Freitas Lopes Conceição

**Avaliação geomecânica de zonas de
instabilidade durante a perfuração de poços de
petróleo abaixo de rochas evaporíticas**

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

Prof. Eurípedes do Amaral Vargas Júnior

Orientador

Departamento de Engenharia Civil e Ambiental – PUC-Rio

Dr. André Luís Müller

Instituto TECGRAF – PUC-RIO

Dr. Anderson Moraes

CENPES – Petrobras

Prof. Márcio da Silveira Carvalho

Coordenador Setorial do Centro Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 20 de Abril de 2018

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

Thiago Freitas Lopes Conceição

Graduado em Geofísica em pela Universidade federal da Bahia. Durante a graduação atuou como pesquisador no Programa PROPEX-PETROBRAS em pesquisas de iniciação científica em geologia estrutural e geotectônica de bacias sedimentares. Atualmente, trabalha na Petrobras como geofísico nas áreas de estabilidade de poços, geomecânica do sal, análise de tempos não produtivos durante a perfuração de poços de petróleo, avaliação geomecânica de riscos à perfuração de poços e geomecânica de reservatórios.

Ficha Catalográfica

Conceição, Thiago Freitas Lopes

Avaliação geomecânica de zonas de instabilidade durante a perfuração de poços de petróleo abaixo de rochas evaporíticas / Thiago Freitas Lopes Conceição; orientador: Eurípedes do Amaral Vargas Júnior. – Rio de Janeiro: PUC-Rio, Departamento de Engenharia Civil e Ambiental , 2018.

v., 75 f: il. color. ; 30 cm

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

Inclui bibliografia

1. Engenharia Civil – Teses. 2. Modelagem numérica. 3. Geomecânica. 4. Estabilidade de Poços. I. Vargas Júnior, Eurípedes do Amaral. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Civil e Ambiental . III. Título.

Agradecimentos

Agradeço ao grupo do Tecgraf pela parceria e pela colaboração nos resultados usados nesta tese.

Eu também gostaria de agradecer à minha esposa, pelo apoio e encorajamento. A minha mãe pela dedicação, mesmo a muitos quilômetros de distância. Expresso imensa gratidão por ela.

Sou imensamente grato aos meus colegas de trabalho Ana paula Pelosi, Guilherme Bispo e Felipe Taja pela revisão textual e sugestões.

Por último, gostaria de agradecer ao meu gerente Marcos Fetter, em nome da Petrobras, por apoiar o desenvolvimento técnico-científico dos seus funcionários, como também à PUC-Rio pela bolsa de isenção de mensalidades do mestrado.

Resumo

Conceição, Thiago Freitas Lopes; Vargas Júnior, Eurípedes do Amaral. **Avaliação geomecânica de zonas de instabilidade durante a perfuração de poços de petróleo abaixo de rochas evaporíticas**. Rio de Janeiro, 2018. 75p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Com o aumento do preço do barril de petróleo nos anos 2000 e a cres-cente demanda por essa *commoditie*, tornou-se mais atrativa a exploração de petróleo em águas profundas, favorecendo oportunidades em *plays* subsal e pré-sal em diversas áreas do mundo. Como consequência desta tendência, os desafios da indústria de petróleo se tornaram cada vez maiores. Um dos desafios na perfuração de poços em evaporitos é minimizar a fluência deste tipo de rocha, a qual pode fechar o poço ou colapsar um revestimento ao longo do tempo. Além disso, cenários geológicos com presença de estruturas de sal podem ocasionar problemas de instabilidade mecânica, também, du-rante a perfuração de poços nas rochas adjacentes ao sal. Os principais prob-lemas associados a esse cenário são causados pela mudança em magnitude e a rotação das tensões principais em torno dessas estruturas salinas, prin-cipalmente nas interfaces entre o sal e as rochas adjacentes, coloquialmente denominada de *rubble zones*. O presente trabalho propõe uma avaliação geomecânica do estado de tensões em região subsal onde foi constatada a instabilidade mecânica durante a perfuração de um poço. Essa avaliação foi feita a partir de simulações numéricas do estado plano de deformação de uma seção geológica 2D da área, onde foi imposto um comportamento vis-coplástico para os evaporitos; e elastoplástico com critérios de plasticidade Cam-Clay e Mohr-Coulomb para região abaixo do sal. Como resultado serão discutidas as trajetórias de tensão obtidas na simulação com os dois tipos de materiais elastoplásticos, evidenciando uma abordagem metodológica para subsidiar a previsão da janela de estabilidade de poços em regiões com estru-turas de sal alóctone, uma vez que as tensões in situ nessas regiões se encon-tram significativamente alteradas, sendo impossível predizer com acurácia a magnitude dessas tensões a partir de modelos analíticos convencionais. Uma melhor previsão das tensões in situ se traduz em uma melhor previsão da janela operacional, com conseqüente diminuição os riscos operacionais e melhoria na segurança e economicidade dos projetos de poços.

Palavras-chave

Modelagem numérica; Geomecânica; Estabilidade de Poços;

Abstract

Conceição, Thiago Freitas Lopes; Vargas Júnior, Eurípedes do Amaral (Advisor). **Geomechanical evaluation of rubble-zones below salt rocks**. Rio de Janeiro, 2018. 75p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The rise in the price of a barrel of oil in the 2000s and the increasing demand for this commodity, deepwater oil exploration became more attractive, favoring opportunities in subsalt and pre-salt plays in several areas of the world. As a consequence of this trend, the challenges of the oil industry have become ever greater. One of the challenges in drilling wells in evaporites is to minimize the creep to avoid the well collapse. In addition geological scenarios with the presence of salt structures can cause problems of mechanical instability also during drilling of wells in the rocks adjacent to the salt. The main problems associated with this scenario are caused by the change in magnitude and the rotation of the principal stresses around these salt structures, mainly at the interfaces between the salt and the adjacent rocks, colloquially called rubble zones. The present work proposes a geomechanical evaluation of the state of stresses in subsal region where the mechanical instability was verified during the drilling of a well. This evaluation was made from numerical simulations of the plane deformation state of a 2D geological section of the area, where a viscoplastic behavior was imposed for the evaporites; and elastoplastic with Cam-Clay and Mohr-Coulomb plasticity criteria for the region below the salt. As a result, we will discuss the voltage trajectories obtained in the simulation with the two types of elastoplastic materials, evidencing a methodological approach to subsidize the prediction of the well stability window in regions with allochthonous salt structures, since the stresses in situ in these regions are significantly altered and it is impossible to accurately predict the magnitude of these voltages from conventional analytical models. Better prediction of in-situ stresses translates into better forecasting of the operating window, thereby reducing operational risks and improving the safety and cost-effectiveness of well designs.

Keywords

Geomechanics; Numerical modeling; *Rubble Zones*;

Sumário

1	Introdução	13
1.1	Relevância e Motivação do Estudo	13
1.2	Objetivo	14
1.3	Organização da Dissertação	15
2	Fatuística	16
2.1	Composição e Propriedades Físicas dos Evaporitos	16
2.2	Perfuração de Poços em Regiões com Evaporitos	19
2.3	Riscos Geomecânicos Abaixo de Evaporitos	22
2.3.1	Formações Tectonicamente Instáveis	22
2.3.2	Zona de Cisalhamento Rúptil	23
2.3.3	Zona de Cisalhamento Dúctil	24
2.4	Estudos Anteriores	26
2.4.1	Modelagem Estática do Estado de Tensão	26
2.4.2	Modelagem Evolutiva do Estado de Tensão	30
3	Casuística	32
3.1	Caso Analisado	32
3.2	O Projeto do Poço	33
3.3	Retroanálise do Modelo Geomecânico do Poço	34
3.4	Avaliação Geomecânica da Perfuração do Poço	36
4	Materiais e Métodos	40
4.1	Considerações Iniciais	40
4.2	Modelo Estrutural - Geometria e Condições de Contorno	40
4.2.1	Modelo Geomecânico	42
4.2.2	Modelo Constitutivo dos Materiais	44
4.2.2.1	Modelo Viscoelástico	44
4.2.2.2	Modelo Elastoplástico Mohr-Coulomb	45
4.2.2.3	Modelo Elastoplástico Cam-Clay Modificado	46
4.3	Programa de Análise	48
4.4	Estado Inicial de Tensões	49
5	Acabativa	52
5.1	Avaliação do Estado de Tensões Induzido por Rochas Evaporíticas	52
5.2	Avaliação do Equilíbrio de Tensões	52
5.3	Avaliação da Tensões Principais	53
5.4	Avaliação da Tensão de Cisalhamento e Tensão média	54
5.5	Avaliação da Plastificação do Material Subsal	56
6	Conclusões e Recomendações	66
	Referências bibliográficas	68
A	Correlações de propriedades hidromecânicas MECHPRO	75

Lista de figuras

Figura 2.1	Resultado do ensaio de fluência de rochas salinas submetidas a tensão de 10 MPa e temperatura 86°C(2, 18).	19
Figura 2.2	Modelo de sistema petrolífero típico em regiões com rochas evaporíticas. As setas em vermelho indicam potenciais acumulações de hidrocarbonetos (21).	20
Figura 2.3	Esquema de potenciais riscos geomecânicos para perfurações de poços através e próximo ao sal(23).	21
Figura 2.4	Seção geológica esquemática de uma campo no golfo do México evidenciando a presença de zonas com rochas fraturadas e esmigalhadas abaixo do sal, modificado de (38).	23
Figura 2.5	(a) modelo de tensões; (b) efeito do LCM (<i>Lost circulation material</i>); (c) Aumento da tensão circunferencial devido à perda de circulação (34).	24
Figura 2.6	(a) Seção esquemática ilustrando a configuração estrutural de uma zona de gumbo (42); (b) fotografia de uma ocorrência de gumbo, modificado de (45).	25
Figura 2.7	Tensões totais para o modelo elástico (linha continua) e elasto-plástico considerando o critério de Drucker-Prager para o círculo interno (linha tracejada em preto) (48).	27
Figura 2.8	Magnitude das deformações plásticas para o critério de Drucker-Prager (a) círculo interno e (b) círculo externo; e para o critério de Mohr-Coulomb (c) em tensões efetivas e (d) tensões totais, modificado de (48).	28
Figura 2.9	Pressão de poros (u_e) e tensão média total ($\Delta\sigma$) para a condição não-drenada. (4)	29
Figura 2.10	Tensões de cisalhamento preditas pelo (a) modelo evolutivo e (b) modelo estático. Lado direito representa a trajetória de tensões para o ponto A na base do diápiro. A modelagem evolutiva prevê maiores tensões de cisalhamento e estado de tensão mais próximo do estado crítico (51).	31
Figura 3.1	Mapa de localização do poço 3-BRSA-1229-ESS e do bloco BM-ES-22A.	32
Figura 3.2	Seção sísmica em profundidade.(a) Mapa de localização e orientação da seção sísmica; (b) imagem sísmica com destaque verde para a trajetória do poço 3-BRSA-1229-ESS e em roxo para o contorno do corpo de sal.	33
Figura 3.3	Carta estratigráfica da Bacia do Espírito Santo com destaque para o Eoceno Inferior (58).	34
Figura 3.4	Quadro de Constatações geológicas do poço 3-BRSA-1229-ESS	35
Figura 3.5	Gráfico dos K_0 obtidos a partir de <i>leak off tests</i> de poços da região.	36

Figura 3.6	Modelo geomecânico pós-perfuração do poço 3-BRSA-1229-ESS. O retângulo tracejado em vermelho destaca a região desmoronada.	37
Figura 3.7	Gráfico cronológico dos eventos geomecânicos com o avanço da perfuração.	38
Figura 3.8	Fotografia de <i>cavings</i> retirados em uma amostragem do material recolhido durante a perfuração da seção subsal (Documentação interna).	39
Figura 4.1	Modelo Estrutural com as condições globais de contorno.	41
Figura 4.2	Campo de densidades <i>bulk</i> dos materiais utilizado nos modelos.	43
Figura 4.3	Perfil de densidade do poço.	44
Figura 4.4	(a) Distribuição do módulo de deformabilidade e (b) Distribuição do coeficiente de Poisson.	45
Figura 4.5	Superfície de plastificação para o modelo Cam-Clay Modificado (64).	47
Figura 4.6	Distribuição da malha de elementos finitos do modelo.	49
Figura 4.7	Campo inicial de tensões. (a) tensão vertical total; (b) tensão horizontal total; (c) tensão média efetiva; (d) tensão de Von Mises.	51
Figura 5.1	Gráfico da Tensão de Von Mises em relação ao tempo de simulação, em um ponto dentro do sal.	54
Figura 5.2	Campo de tensões de Von Mises. (a) modelo MC; (b) modelo MCC.	55
Figura 5.3	(a) Gráfico das tensões de Von Mises e tensões médias para os modelos MC e MCC estimadas no poço. (b) e (c) Ampliação das curvas do gráfico na seção subsal.	57
Figura 5.4	Gráfico das tensões principais totais ao longo do poço. (a) Modelo MC e (b) Modelo MCC.	58
Figura 5.5	Gráfico das tensões principais totais ao longo do poço. (a) Modelo MC e (b) Modelo MCC.	59
Figura 5.6	Campo de tensões de cisalhamento (MPa). (a) tensões de cisalhamento para o modelo MC; (b) tensões de cisalhamento para modelo MCC.	60
Figura 5.7	Gráfico da tensão de cisalhamento ao longo do poço, a curva em azul são valores para o modelo MC e em vermelho para o modelo MCC; (b) gráfico com um detalhamento na região subsal.	61
Figura 5.8	Resultados da deformação plástica (a) e razão de falhamento (b) para o modelo MCC.	62
Figura 5.9	Resultados da deformação plástica (a) e razão de falhamento (b) para o modelos MC.	63
Figura 5.10	(a) Gráfico da deformação plástica final estimada no poço e (b) Perfil <i>caliper</i> do poço. PTA é o ponto de avaliação da trajetória de tensões.	64
Figura 5.11	Trajetória de Tensões (σ_{VM} , σ_M^{eff}) para o modelo MCC de um ponto em 4150 m de profundidade (PTA).	65

Lista de tabelas

Tabela 2.1	Classes e composições químicas dos principais minerais evaporíticos (4).	17
Tabela 2.2	Classe e composição química dos principais minerais evaporíticos (65).	18
Tabela 4.1	Propriedades Mecânicas do Modelo viscoelástico (39).	45
Tabela 4.2	Parâmetros mecânicos para o modelo MC (62).	46
Tabela 4.3	Parâmetros do modelo de Cam-Clay.	48
Tabela 5.1	Referências da literatura de critérios para estabelecer o tempo de equilíbrio do sal.	53

Lista de Abreviaturas

LDA – Lâmina d'água

LOT – *leak-off Test*

MC – Mohr-Coulomb

MCC – Cam-Clay Modificado

BHA – *Borehole Assembly*

"A simplicidade é o último grau de sofisticação."

Leonardo da Vinci, .

1 Introdução

1.1 Relevância e Motivação do Estudo

Com o aumento do preço do barril de petróleo a partir dos anos 2000 e a crescente demanda por esta *commoditie*, tornou-se viável a exploração de petróleo em águas profundas, favorecendo oportunidades de prospectos em regiões subsalinas e no pré-sal em diversas áreas do mundo. Como consequência deste movimento, os desafios da indústria de petróleo se tornaram cada vez maiores.

A *priori* o desafio mais estudado na perfuração de poços em evaporitos tem foco em minimizar o risco associado à fluência deste tipo de rocha, a qual pode obstruir o poço ou colapsar um revestimento ao longo do tempo (1, 2). Por outro lado, cenários geológicos com presença de estruturas de sal podem ocasionar ocorrências de instabilidade mecânica tanto no sal como nas rochas adjacentes.

Estes eventos de instabilidade são causadas pela mudança tanto nas magnitudes como nas direções das tensões principais em torno de estruturas salinas, principalmente nas interfaces entre o sal e as rochas adjacentes, comumente denominada de zonas de cisalhamento basal (3, 4, 5). As rochas nesta região estão submetidas à intensa deformação plástica causada tanto pela movimentação do sal como pela relaxação das tensões desviadoras.

Problemas operacionais comumente relatados durante a perfuração de poços nestas zonas estão relacionados a aprisionamento da coluna de perfuração, elevados níveis de arraste e torque da broca, instabilidade da parede do poço, perdas de circulação e influxo de fluidos (6, 7).

Outros aspectos relevantes são o elevado grau de deformação observado nas rochas adjacentes ao sal, bem como a interferência na magnitude e direção das tensões *in situ* causada pela sua presença. A principal razão disso está relacionada à característica viscoelástica dos evaporitos que, como resposta a um carregamento gravitacional ou tectônico, transfere o excesso de tensão desviadora para o material adjacente, causando a deformação ao longo do tempo (8, 9).

O comportamento mecânico dos evaporitos é condicionado pelo fenômeno da fluência. Existem cinco estágios de deformação, sendo eles: (i) deformação elástica; (ii) deformação plástica; (iii) deformação de fluência primária, secundária e terciária (10). Este comportamento difere consideravelmente das demais rochas sedimentares, tais como arenito, folhelho e carbonatos, e inviabiliza a aplicação de análises geomecânicas analíticas tradicionais, sendo necessário a aplicação de análises numéricas para inferir com maior robustez os efeitos da influência dos corpos de sal no estado de tensões *in situ*.

Essa dissertação propõe, a partir de simulações numéricas de relaxação do sal, realizar uma avaliação geomecânica do estado de tensões e deformações em uma região subsal. Para tanto, avaliou-se como caso de estudo uma situação de instabilidade constatada durante a perfuração de um poço.

Esta avaliação foi feita a partir de simulações numéricas do estado plano de deformação de uma seção geológica 2D da área que atravessa o poço em estudo. Foi imposto um comportamento viscoelástico para os evaporitos; elastoplástico com critérios de plasticidade Cam-Clay Modificado, e Mohr-Coulomb para região abaixo do sal; e elástico para o restante do modelo.

Como resultado são discutidas as trajetórias de tensão obtidas na simulação com os dois modelos elastoplásticos supracitados, evidenciando uma abordagem metodológica para subsidiar a previsão da janela de estabilidade de poços em regiões com estruturas de sal alóctone, uma vez que as tensões *in situ* nessas regiões se encontram significativamente alteradas, sendo difícil prever com acurácia a magnitude dessas tensões a partir de modelos analíticos convencionais.

Considerando problemas operacionais inerentes à perfuração de poços, a previsão deste tipo de fenômeno pode representar maior controle de custos financeiros e gerenciamento de riscos ambientais severos.

1.2

Objetivo

Este presente trabalho pretende apresentar uma compreensão geológica dos principais riscos geomecânicos à perfuração de poços de petróleo em regiões subsalinas. Por fim, é realizada uma avaliação geomecânica da alteração do estado de tensão *in situ* a partir de simulações numéricas de um modelo geológico em uma região onde foi constatada a ocorrência de instabilidade do poço abaixo da camada de sal.

Propõe-se apresentar um método para subsidiar a previsão de estabilidade de poços, uma vez que nestas regiões o estado de tensões *in situ* não pode ser previsto por modelagens convencionais.

1.3

Organização da Dissertação

Esta dissertação está subdividida em seis capítulos, como apresentado a seguir. O presente capítulo apresenta a relevância, motivação e os objetivos do tema de pesquisa.

O capítulo 2 discorre sobre a fatuística que envolve o tema da presente dissertação. São detalhados os principais riscos geomecânicos relacionados à perfuração de poços em estruturas salinas e os conceitos geológicos inerentes ao objeto de estudo.

No Capítulo 3 é apresentado o estudo de caso desta pesquisa. Nele são descritos a localização do poço de estudo, seu o projeto estrutural e o modelo geomecânico, bem como é discutido a cronologia do evento de instabilidade mecânica.

O método utilizado para avaliação do estado de tensão induzido pela interferência de rochas evaporíticas em rochas adjacentes é abordado no Capítulo 4.

Os resultados são apresentados e discutidos no Capítulo 5.

Por fim, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões e recomendações.

2

Fatuística

Este capítulo apresenta uma breve introdução das principais características e propriedades mecânicas das rochas evaporíticas, descrição dos principais riscos operacionais que podem ocorrer durante a perfuração de poços próximos ou que atravessam essas formações geológicas, e, por fim, um panorama das estratégias de modelagem numérica utilizadas na indústria do petróleo para estudos de estabilidade de poços.

2.1

Composição e Propriedades Físicas dos Evaporitos

Evaporitos. Segundo Moriak *et al.* (11), as formações salinas são compostas por rochas de origem sedimentar denominadas evaporitos. Seu processo de formação está relacionado a precipitação de minerais devido a evaporação de água salinas em bacias sedimentares restritas. A precipitação desses sais obedecem uma ordem sequencial de acordo com o aumento da concentração iônica da salmoura. Esta sequência se dá em função da solubilidade dos sais iniciando pelos sais menos solúveis para os sais mais solúveis, formando diferentes minerais em função das diferentes solubilidades, conforme a sequência na tabela 2.1.

A halita é a rocha evaporítica com maior predominância em sucessões sedimentares. No Golfo do México a presença deste litotipo representa cerca de 97% das formações evaporíticas perfuradas (12). Esta representatividade é função da composição da água do mar. Segundo Botelho (13) o sal de halita representa cerca de 78% dos sólidos dissolvidos na água do mar.

Porosidade. A maior parte dos espaços vazios no sal é obliterada no processo de cristalização, recristalização e pela fluência do sal durante a deposição (14). Estudos realizados em rochas salinas encontradas nos Estados Unidos obtiveram uma faixa de porosidade variando de 0,8% a 6,0% (14).

Permeabilidade. Segundo Haas (14), existe alguma permeabilidade significativa a tensões de confinamento pouco menores que 55 MPa em amostras de evaporitos. Haas (14) ressalta que em situações de baixo soterramento, a halita permite o fluxo de fluidos, mas não apresenta maiores detalhes da afirmação. Em via de regra, em função da sobrecarga diferencial a permeabilidade

Tabela 2.1: Classes e composições químicas dos principais minerais evaporíticos (4).

Classes	Minerais	Fórmula Química
Carbonatos (Baixa solubilidade)	Calcita	CaSO_3
	Magnesita	MgCO_3
	Dolomita	$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$
	Trona	$\text{Na}_3\text{H}(\text{CO}_3)_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$
Sulfatos	Gipsita	$\text{CaSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$
	Anidrita	CaSO_4
	Kainita	$\text{Mg}(\text{SO}_4) \cdot \text{KCl} \cdot 3\text{H}_2\text{O}$
	Kieserita	$\text{MgSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$
	Langbeinita	$\text{K}_2\text{Mg}_2(\text{SO}_4)_3$
Cloretos (Alta solubilidade)	Halita	NaCl
	Silvita	KCl
	Carnalita	$\text{KMgCl}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$
	Bishofita	$\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$
	Taquidrita	$\text{Ca}_2 \cdot 2\text{MgCl}_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$
	Polihalita	$\text{K}_2\text{Ca}_2\text{Mg}(\text{SO}_4)_4 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$

relativa deste mineral tende a zero devido a deformação plástica sofrida durante o fluxo de sal.

Densidade. Os evaporitos sofrem pouco o efeito de compactação e a densidade dos grãos da rocha é praticamente constante, independente do soterramento em que se encontram. Segundo Haas (14), aos 15°C a densidade média da halita é de $2,17 \text{ g/cm}^3$. O autor ainda ressalta que a anidrita, segundo mineral predominante, apresenta-se com vários tipos de textura e tamanho de grãos e pode ser encontrada intercalada com outros minerais como calcita, dolomita, magnesita, argilominerais entre outros, inclusive a Halita. Essa variação da composição na anidrita (CaSO_4) influencia na densidade média da formação salina. Por exemplo, se em uma formação possuir uma composição mineralógica com 20 % de anidrita e 80 % de halita, a densidade média do evaporito seria igual a $2,32 \text{ g/cm}^3$. Simões (15) apresenta resultados, os quais a densidade das rochas evaporíticas varia entre $1,60$ a $2,94 \text{ g/cm}^3$, conforme descrito na tabela 2.2.

Tabela 2.2: Classe e composição química dos principais minerais evaporíticos (65).

Classes	Minerais	Fórmula Química	Densidade (g/cm ³)
Carbonatos	Dolomita	CaMg(CO ₃) ₂	2,86
	Gipsita	CaSO ₄ .H ₂ O	2,35
Sulfatos	Anidrita	CaSO ₄	2,98
	Langbeinite	K ₂ Mg ₂ (SO ₄) ₃	2,82
Cloretos	Halita	NaCl	2,04
	Silvita	KCl	1,86
	Carnalita	KMgCl ₃ .H ₂ O	1,57
	Taquidrita	2MgCl ₂ .CaCl ₂ .H ₂ O	1,57
	Bischofita	MgCl ₂ .6H ₂ O	1,56

Condutividade térmica. As rochas salinas apresentam alta condutividade térmica (em torno de 6,0 W/m.K) em comparação com as formações adjacentes. 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.

Propriedades elásticas. Jeremic (16) reporta parâmetros elásticos obtidos de ensaios de compressão triaxial quase estáticos em evaporitos. O módulo de elasticidade e o coeficiente de Poisson, determinados a partir dos ciclos de carregamento e descarregamento, foram em média 30,0 GPa e 0,14, respectivamente. No Brasil, Costa (17) realizaram ensaios a temperatura de 86°C e tensões diferenciais variando de 6,0 a 20,0 MPa em amostras obtidas de poços localizados no estado de Sergipe. Os resultados apontaram valores, para a halita, do módulo de elasticidade e coeficiente de Poisson de 20,40 GPa e 0,36, respectivamente.

Fluência. Um dos fenômenos mais conhecidos relacionado aos evaporitos é a deformação por fluência. Estas rochas apresentaram elevadas taxas de deformação por fluência devido à sua estrutura cristalina. Os sais solúveis como a carnalita, bischofita e taquidrita apresentam as maiores taxas de deformação por conter água na sua composição química ver tabela 2.2.

Em 2012, Poiate (2) realizou ensaios triaxiais de fluência em amostras

submetidas à tensão desviadora de 10,0 MPa e temperatura de 86°C por até 140 horas. Segundo eles a taxa de deformação da Taquidrita é na ordem de 100 vezes maior do que a Halita, e o comportamento da Anidrita é essencialmente imóvel, mesmo comparando os resultados com a Halita, conforme ilustrado no gráfico da Figura 2.1.

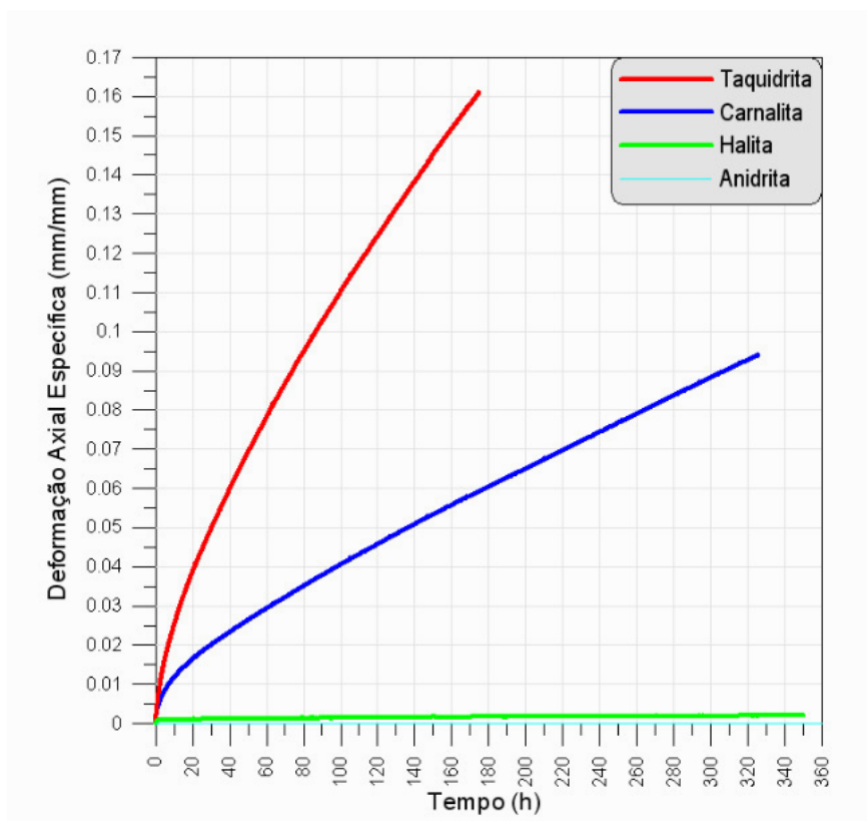


Figura 2.1: Resultado do ensaio de fluência de rochas salinas submetidas a tensão de 10 MPa e temperatura 86°C(2, 18).

2.2

Perfuração de Poços em Regiões com Evaporitos

Neste item, são abordados os possíveis riscos geomecânicos relacionados à perfuração de poços de petróleo através, próximo e, principalmente, abaixo de rochas evaporíticas. O objetivo é elaborar um guia sobre os principais desafios para Engenharia de Poços e apresentar a importância da modelagem numérica na predição de tensões *in situ* como subsídio para elaboração de projetos de poços nestas formações.

Segundo Mohriak (11) a ocorrência de rochas evaporíticas maximiza o potencial petrolífero de uma bacia sedimentar, propiciando condições favoráveis para a estruturação de reservatórios e geração de hidrocarbonetos (Figura 2.2). As jazidas do pré-sal na Bacia de Santos e Campos no Brasil como também

as descobertas de águas profundas no golfo do México são excelentes exemplos disso (19, 20), logo a perfuração de poços em regiões com presença de evaporitos é uma demanda crescente na indústria de petróleo.

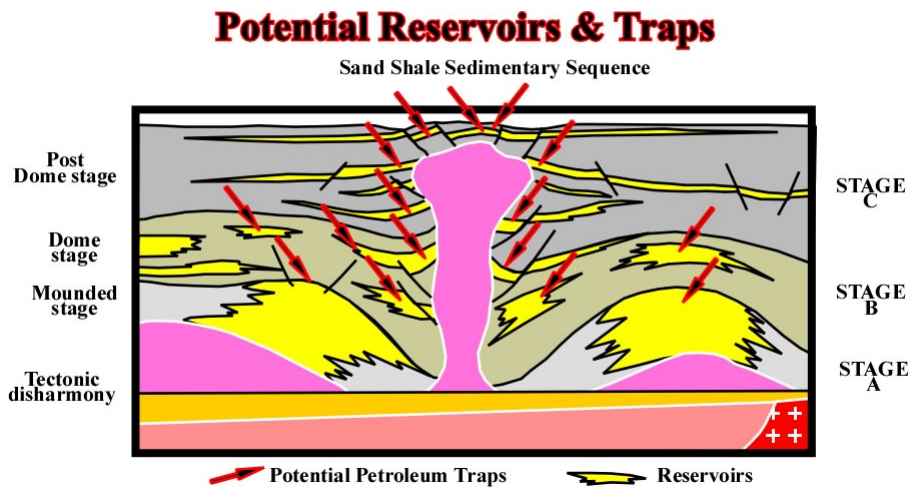


Figura 2.2: Modelo de sistema petrolífero típico em regiões com rochas evaporíticas. As setas em vermelho indicam potenciais acumulações de hidrocarbonetos (21).

Por outro lado, os evaporitos podem representar um grande desafio para as operações de perfuração de poços que os atravessam ou locados próximos a estas formações geológicas. Isto ocorre devido a esse material rochosos não suportar elevadas magnitudes de tensões desviadoras. Portanto, a perfuração de poços nestas condições está associada a inúmeros riscos geomecânicos (3, 22, 4). Conforme (23) foi sistematizado grande parte destes riscos em seu trabalho, ilustrado na Figura 2.3.

Conforme supracitado, as rochas evaporíticas não suportam altas tensões desviadoras, desta forma para manter o equilíbrio elas provocam perturbações nas tensões *in situ* iniciais acarretando rotação das tensões principais em torno dessas estruturas, bem como a mudança na magnitude das mesmas (3, 24, 25, 26, 4, 27).

Portanto, a atividade de perfuração e construção de poços em regiões com formações evaporíticas incorre em vários desafios. Em muitos casos o controle de poço é desafiador, pois a previsão da janela operacional é incerta. A característica mais pronunciada do sal é a sua capacidade de fluência em condições isovolumétricas, quando submetido a qualquer tensão diferencial (3). Isso pode levar a restrições no anular ocasionando a prisão da coluna durante a perfuração e ou descida do revestimento, uma vez que o sal flui reduzindo o diâmetro do poço, substituindo o volume removido pela broca. Há situações em que esse fenômeno pode ocorrer rapidamente, especialmente em

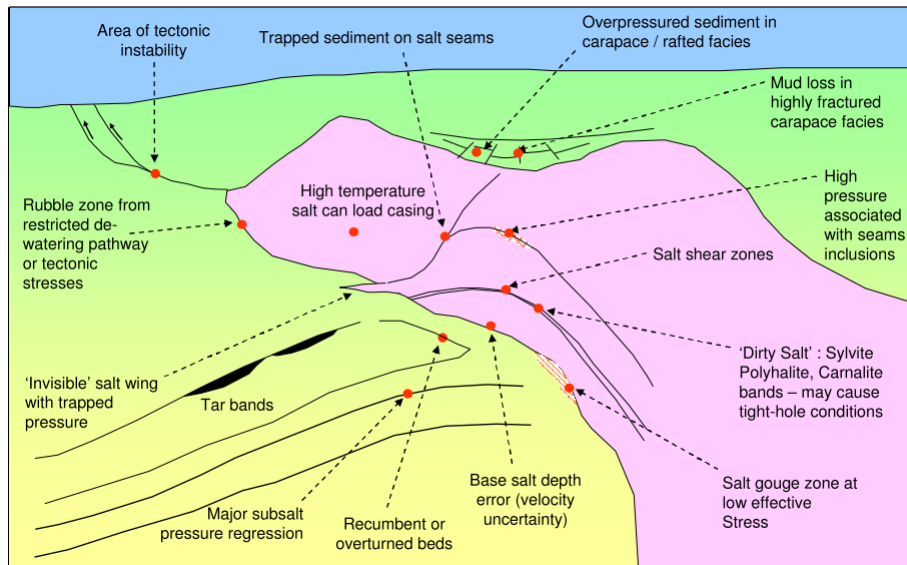


Figura 2.3: Esquema de potenciais riscos geomecânicos para perfurações de poços através e próximo ao sal(23).

altas temperaturas e na presença de sais com maior mobilidade (*e.g.* carnalita e taquidrita), portanto o planejamento prévio da densidade e do tipo de fluido de perfuração e o monitoramento da taxa de perfuração são importantes para minimizar os riscos durante a perfuração e cimentação de formações salinas.

Os corpos de sal também são responsáveis por causar problemas durante a perfuração das rochas adjacentes ao sal, principalmente abaixo do sal. Nestes casos, frequentemente são relatados eventos de instabilidade mecânica da formação, influxos de fluidos e perdas de circulação.

Para sistematizar boas práticas na previsão e identificação deste tipo de risco geológico, Saleh (6) avaliou dados de 87 poços na região do Golfo do México e caracterizou os principais problemas nos poços ocorridos na região abaixo do sal, coloquialmente conhecida com os termos *rubble* ou *brecciated zones*, *smear zone*, *gumbo* ou *gouge zones* e *disturbed zones*. Esse foi um estudo disruptivo para a construção e otimização de poços nesta região, possibilitando o desenvolvimento de prospectos subsalinos.

No Brasil um estudo publicado por Oliveira e colaboradores (7) caracterizou aspectos geológicos e os problemas de perfuração relacionados a rochas evaporíticas em 26 poços exploratórios perfurados na Bacia de Campos. Eles observaram a elevada ocorrência de obstrução do poço, provavelmente causada pela fluência, como também aumento acentuado no torque da broca durante a perfuração, além de inúmeras dificuldades durante a retirada da coluna de perfuração; evento conhecido como ameaça da prisão de coluna. Além destes problemas diretamente relacionados às características mecânicas dos evapo-

ritos, foram relatadas outras dificuldades operacionais nas rochas adjacentes, tais como: (i) influxo de fluidos; (ii) perda de circulação de fluidos; (iii) ameaça de prisão; (iv) prisão de coluna; e (v) restrições na descida dos revestimentos. Estes por sua vez podem ter relação com a interferência dos corpos de sal no estado de tensões *in situ* e na pressão de fluidos localmente.

Considerando este fatos, para garantir a eficiência no planejamento de poços de petróleo é imprescindível reproduzir os efeitos causados pelas estruturas de sal. Por isso, diversos autores vêm empregando técnicas de modelagem numérica baseadas no método dos elementos finitos para compreender e prever o comportamento das tensões *in situ*, como também o efeito nas pressões de poros em rochas adjacentes a corpos de sal (3, 4, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35). Estes estudos serão discutidos no item 2.4.

A seguir são descritas as principais feições geológicas e seus riscos geomecânicos para a perfuração de poços de petróleo em regiões abaixo do sal.

2.3

Riscos Geomecânicos Abaixo de Evaporitos

Uma das primeiras formas de identificar riscos geomecânicos é pela compreensão da mecânica de deformação dos sedimentos perto do sal em função da movimentação dos evaporitos.

A partir da interpretação sísmica de feições geológicas é possível inferir a taxa de sedimentação em relação ao diapirismo, indicadores cinemáticos da movimentação, geometria, estilo estrutural e atividade sísmica das falhas geológicas, e caracterização das sismofáceis.

2.3.1

Formações Tectonicamente Instáveis

Em algumas circunstâncias a diferença entre propriedades elásticas do sal e das rochas adjacentes pode impor elevadas tensões compressivas ao redor dos evaporitos, diferentemente das tensões *in situ* nas regiões da bacia sem influência da halocinese. Fredrich (36), baseado em modelagens numéricas, concluiu que nestas regiões anômalas, principalmente abaixo de formações salinas, o material rochoso estaria na condição próxima à ruptura por cisalhamento. Este fenômeno ocorre devido ao equilíbrio das tensões dentro do sal resultando na queda da magnitude da tensão média e aumento da tensão desviadora nas rochas adjacentes.

Portanto durante a intervenção da rocha por um poço ocorre um rearranjo do estado de tensão próximo à parede do poço, o qual favorece a plas-

tificação do material rochoso instável, caso o peso de fluido utilizado não seja adequado.

2.3.2 Zona de Cisalhamento Rúptil

São feições geológicas formadas por rochas cisalhadas localizadas próximo ao contato com as formações evaporíticas, coloquialmente denominada de *rubble zones* ou *brecciated zones* (tradução livre para zona de pedregulho, destroços ou zonas brechadas).

As unidades geológicas nesta região, normalmente, são compostas por rochas competentes, as quais apresentam um comportamento frágil com elevada presença de fraturas e falhas geradas pelos esforços decorrente da movimentação do sal e migração de fluidos.

Segundo Saleh (6) estes materiais rochosos são menos afetado pelas tensões induzidas do sal, e não atingiram o nível de colapso dos poros. Este tipo de feição geológica ocorre predominantemente abaixo de corpos de sal alóctone, mas podem ocorrer acima de diápiros de sal, como também em estruturas do tipo *raft*¹ (Figura 2.4).

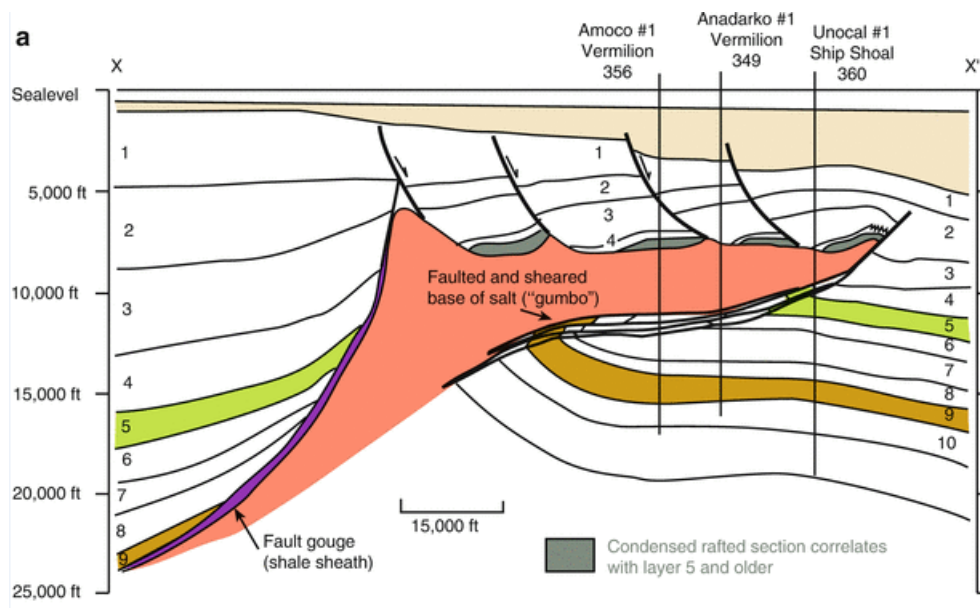


Figura 2.4: Seção geológica esquemática de uma campo no golfo do México evidenciando a presença de zonas com rochas fraturadas e esmagalhadas abaixo do sal, modificado de (38).

Este tipo de região pode favorecer a instabilidade da parede do poço. Durante a intervenção destas zonas a magnitude das tensões circunferenciais

¹Bloco de falha com deslocamento expressivo em um sistema de falha extensional em cima de uma superfície de descolamento (37). O processo é chamado de *rafting* (Tectônica de Jangada).

é majorada, uma vez que a baixa tensão horizontal combinada com o peso do fluido inadequado pode abrir as fraturas existentes, como ilustra a Figura 2.5, induzindo perdas de circulação de fluidos (6). Esta situação pode elevar significativamente o tempo não produtivo de sonda devido a paralisações da operação para executar procedimentos de controle de poço. É importante ressaltar que este tipo de situação onera os custos de perfuração, principalmente em águas profundas. Power et al. (39) estudando alguns poços do golfo do México evidenciam que as perdas de fluido de perfuração nas regiões sub-sal são severas em poços do golfo do México, da ordem de de $16 \text{ m}^3/\text{h}$ ($100 \text{ bbl}/\text{h}$), em alguns casos ocorrem até a perda total de circulação no poço.

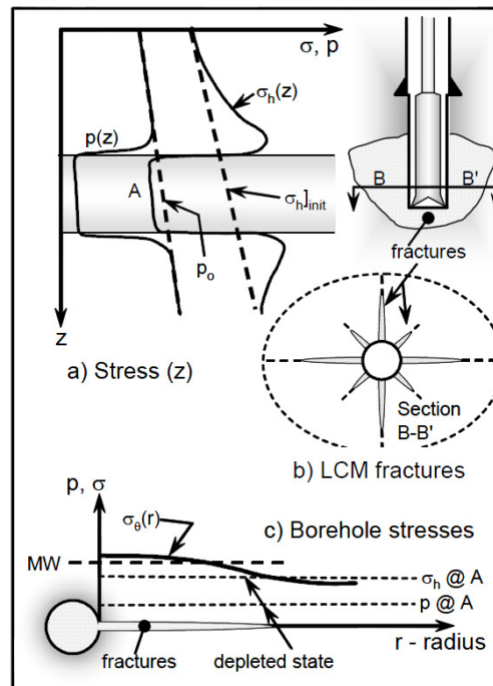


Figura 2.5: (a) modelo de tensões; (b) efeito do LCM (*Lost circulation material*); (c) Aumento da tensão circunferencial devido à perda de circulação (34).

2.3.3 Zona de Cisalhamento Dúctil

São feições geológicas caracterizadas pela intensa cominuição dos grãos das rochas, usualmente chamadas de *gouge zones*, *gumbo zones* ou *smear zones* (tradução livre para zona de gumbo ou esmigalhada). Em função da baixa competência mecânica do material rochoso os grãos geralmente apresentam-se próximos ao estado de colapso de poros predominando elevado conteúdo de argila.

Em muitos casos se observa a ocorrência de gumbo². Esta argila provoca encerramento da broca de perfuração dificultando o avanço do poço, além de criar nódulos nas tubulações obstruindo a passagem de fluidos e ferramentas. O trabalho de Saleh (6) concluiu que esta feição é propícia para ocorrência de eventos de prisão da coluna de perfuração e instabilidade da parede do poço. Em função do elevado grau de deformação estas zonas podem apresentar rochas com pressão de poros elevada (21, 40), favorecendo o risco de *kick*³, tornando necessária a utilização de métodos de controle de poço. Além disso, existem situações em que esta região apresenta pressão de poros anormalmente baixa (41).

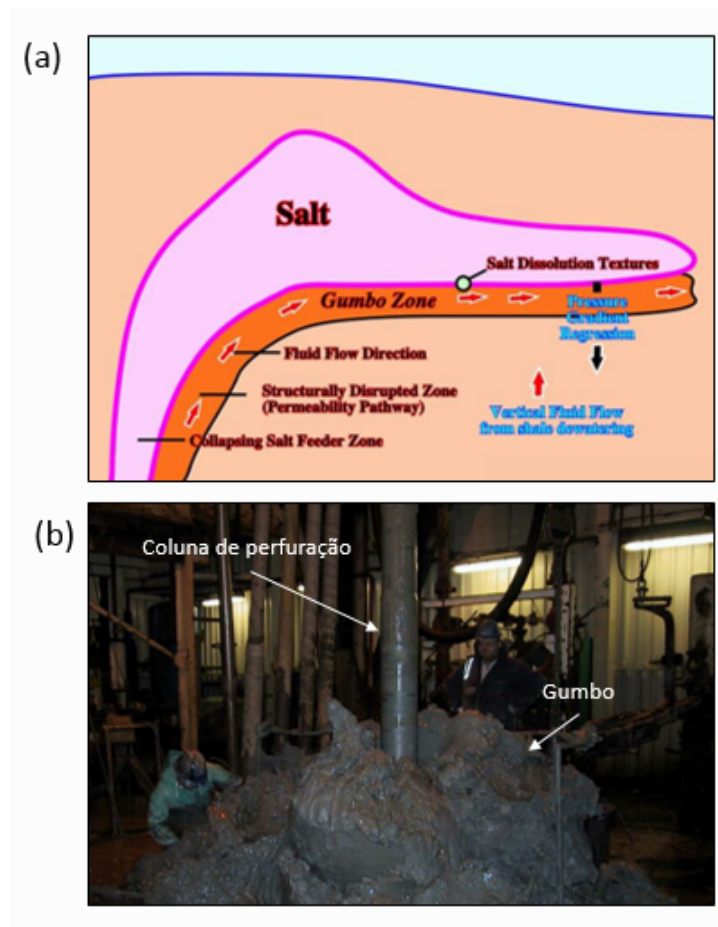


Figura 2.6: (a) Seção esquemática ilustrando a configuração estrutural de uma zona de gumbo (42); (b) fotografia de uma ocorrência de gumbo, modificado de (45).

É importante ressaltar que algumas zonas de cisalhamento podem apresentar deformações tanto rúpteis quanto dúcteis associadas. Logo, podem ser registrados os problemas supracitados concomitantemente.

²Termo genérico utilizado para caracterizar formações com minerais de argila reativos, que sofrem inchamento por absorção de fluidos aquosos e apresentam uma textura pegajosa.

³Fluxo inesperado e indesejado de fluido da formação para o poço

2.4

Estudos Anteriores

Uma vez introduzidos alguns conceitos fundamentais relacionados aos evaporitos, convém direcionar as informações levantadas ao escopo da pesquisa: a perfuração, estabilidade e integridade de poços nessas rochas.

Nos últimos vinte anos se intensificaram as pesquisas na área de geomecânica e tectônica de evaporitos, como consequência da quantidade significativa de descobertas de hidrocarbonetos relacionada à estruturas salinas e seus desafios para desenvolvimento da produção. A compreensão do estado de tensões, pressão de fluidos e comportamento mecânico das formações geológicas ao redor dos evaporitos é um dos grandes desafios para a indústria petrolífera.

Para a previsão e controle da estabilidade de poços é necessário o entendimento, tanto da magnitude quanto da orientação das componentes do tensor de tensões *in situ* (44). É comum em bacias marginais pressupor que a tensão vertical é uma das tensões principais, logo é necessário apenas definir a orientação das tensões horizontais para o entendimento do estado de tensões. Normalmente, assume-se que a tensão vertical se deve exclusivamente pela sobrecarga gravitacional e que a tensão horizontal pode ser representada por uma fração da tensão vertical. Porém segundo Sanz e Dasari (32) este prognóstico pode não ser válido próximo aos corpos de sal, mesmo em bacias tectonicamente estáveis, onde predomina o regime normal de falhamento. Portanto, não é recomendado utilizar, mesmo na própria bacia, dados obtidos em poços em regiões não perturbadas pelas formações salinas (geralmente localizadas a uma distância significativa da estrutura de sal) para realização de estudos de estabilidade de poços é necessário desenvolver métodos e tecnologias que permitam prever as tensões em torno dessas estruturas. Os métodos utilizados na maioria dos estudos para análise de tensões ao redor de evaporitos podem ser subdivididos em duas estratégias: (i) Estática e (ii) Evolutiva.

2.4.1

Modelagem Estática do Estado de Tensão

Esta abordagem é a mais utilizada na indústria e em pesquisas acadêmicas para estudo de estabilidade de poços. Consiste em analisar as tensões *in situ* geradas pelo mecanismo de relaxação viscosa do sal, a partir da sua geometria atual, interpretada em seções sísmicas ou idealizadas, e assumindo-se um campo de tensões inicial. Este mecanismo de equilíbrio de tensões provoca deformações no corpo de sal, que por sua vez aplica o excesso das tensões desviadoras nas rochas circunvizinhas.

O modo de deformação pode variar dependendo do modelo de tensões iniciais e da geometria do sal. Em estruturas de sal com geometria tabular e com baixo soterramento as tensões dentro do sal convergem para valores litostáticos (4). Por outro lado, em geometrias com elevada curvatura, pode-se desenvolver o efeito de arqueamento de tensões e a tensão vertical dentro e nas zonas adjacentes ao corpo de sal é diferente do carregamento gravitacional aplicado (35). Nestes casos observa-se carregamento de tensões nos flancos e descarregamento de tensões no topo e/ou na base do sal (45).

A maioria dos estudos publicados que utilizaram essa metodologia assumem formas de sal idealizadas (5, 32, 45), mas alguns utilizaram geometrias obtidas com base em informações sísmicas (4, 28, 29, 35, 46, 47).

O trabalho de Luo (48), baseado na relaxação das tensões dentro das estruturas de sal, apresenta um comparativo entre simulações numéricas considerando modelos constitutivos elástico e elastoplástico para as rochas adjacentes. Ao considerar plasticidade do material observa-se que a magnitude das tensões é menor devido à restrição dos critérios de plasticidade, em relação aos mesmos resultados obtidos com modelos elásticos Figura 2.7.

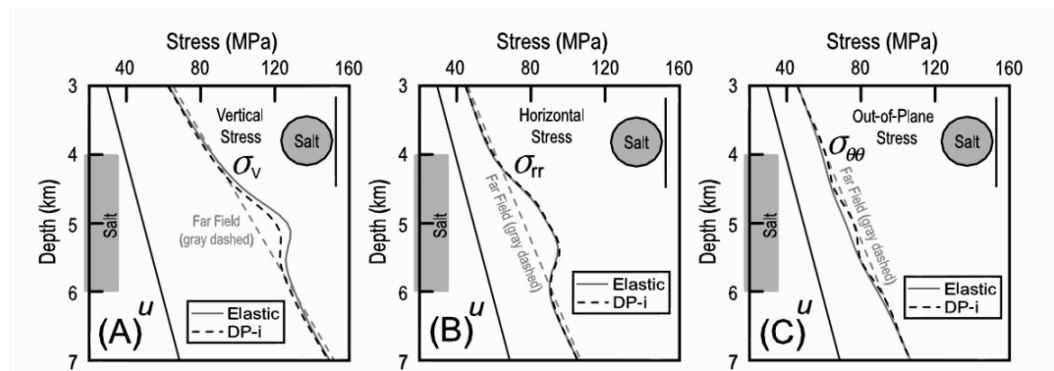


Figura 2.7: Tensões totais para o modelo elástico (linha contínua) e elastoplástico considerando o critério de Drucker-Prager para o círculo interno (linha tracejada em preto) (48).

Os autores avaliaram as deformações plásticas na formação adjacente ao sal obtidas a partir dos critérios de Drucker-Prager (DP) e de Mohr-Coulomb (MC). O critério DP 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, conforme é ilustrado na Figura 2.8.

Com relação ao modelo MC, os resultados apresentam deformação plástica intermediária aos critérios de DP para círculo interno e externo, tanto acima e abaixo, como na lateral da esfera de sal.

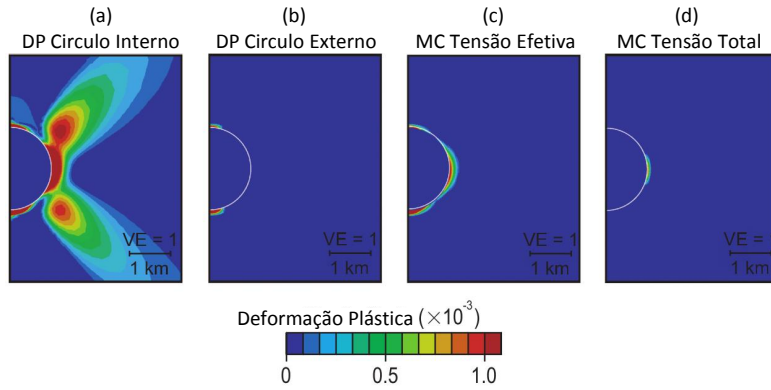


Figura 2.8: Magnitude das deformações plásticas para o critério de Drucker-Prager (a) círculo interno e (b) círculo externo; e para o critério de Mohr-Coulomb (c) em tensões efetivas e (d) tensões totais, modificado de (48).

Continuando os estudos de Luo (48), Nikolinakou (4) propõem uma modelagem geomecânica considerando um modelo poroelastoplástico, com o objetivo de estudar como as tensões e a pressão de poros atuam nas proximidades de a uma esfera de sal idealizada. Eles compararam um modelo poroelástico e outro poroelastoplástico. É importante ressaltar que os autores utilizaram acoplamento fluidomecânico para representar a interdependência entre deformações, tensões e poropressões com o tempo. Anteriormente, os trabalhos publicados assumem que a pressão de poros é constante e igual a hidrostática, ou seja, não é atualizada de modo a refletir as perturbações transmitidas pelo modelo.

No trabalho de (4) foi utilizado o modelo de plasticidade *Modified Cam Clay* (MCC) (49, 50). Nas simulações a pressão de poros faz parte da relação tensão-deformação. Ela é calculada e atualizada concomitantemente com a deformação, porosidade e as tensões em um único sistema de equações.

Uma das premissas na modelagem é que o estado inicial de tensões considera que a tensão vertical é a máxima e dada pela sobrecarga gravitacional e que tensão efetiva horizontal é uma fração da tensão efetiva vertical ($K_0=0.50$). Segundo os autores (4) este é um valor típico para sedimentos consolidados. A pressão de poros inicial (u_0) é a hidrostática e estimada utilizando a equação abaixo.

$$u_0 = \rho_w g z \tag{2-1}$$

onde ρ_w é a densidade da água, g a aceleração gravitacional e z a

profundidade.

No estudo de (4) as simulações poroelastoplástica utilizando o modelo MCC resultaram em diferenças tanto nos valores das deformações plásticas como das magnitudes de tensões quando comparadas com os resultados apresentados por Luo (48), que não utilizou acoplamento com fluidos. Em condição drenada, onde a pressão de poros permanece igual à hidrostática, o modelo MCC apresentou uma região plástica maior do que os modelos elastoplástico DP e MC de Luo (48). Já o modelo MCC permite diversas combinações de tensão média e de cisalhamento para causarem plastificação do material.

Nikolinakou (4) avaliou também que na simulação não-drenada, onde não ocorrem dissipação da poropressão excessiva e variação de volume, observa-se que a pressão de poros e a tensão média total se alteram equiparavelmente no modelo poroelástico, já no modelo poroelastoplástico (MCC) a poropressão apresentou maiores variações do que a tensão total média (Figura 2.9). Segundo os autores, isso ocorre devido à formulação elastoplástica contabilizar o cisalhamento induzido pela pressão de poros. Além disso, o modelo poroelástico impõe limites à tensão de cisalhamento, o que leva a uma redistribuição das tensões, além de superestimar as tensões verticais e subestimar a tensão principal mínima.

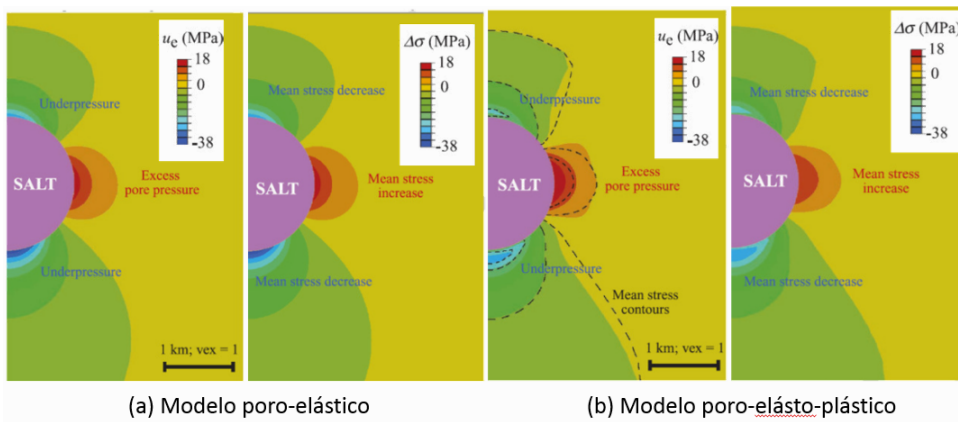


Figura 2.9: Pressão de poros (u_e) e tensão média total ($\Delta\sigma$) para a condição não-drenada. (4)

Os autores (4) concluíram que as poropressões induzidas pelo sal ainda podem estar presentes em alguns casos. Eles afirmam que os excessos de pressão de fluidos podem levar milhões de anos para se dissipar e que a perturbação provocada pela estrutura de sal ainda podem estar presente, mesmo quando essa estrutura de sal está inativa.

Segundo Nikolinakou (51), a principal contribuição de modelos estáticos é fornecer uma rápida compreensão do efeito das perturbações no estado de tensões ao redor de corpos salinos, com base na configuração estrutural

atual. No entanto, esta técnica não prevê os efeitos do acúmulo de tensões e deformações causados pela evolução da geometria do sal no tempo geológico. Além disso, os resultados estáticos dependem do campo de tensão inicial previamente assumido, que geralmente não é compreendido sem uma análise da evolução estrutural definida. É importante ressaltar que a evolução das tensões durante a relaxação do sal não pode ser relacionada a qualquer tempo geológico na modelagem estática.

Outros estudos combinam os resultados das tensões obtidos da modelagem numérica estática com modelos analíticos de estabilidade de poços baseados nas equações elásticas que descrevem a distribuição de tensões atuantes ao redor de um poço (5, 29, 52).

2.4.2

Modelagem Evolutiva do Estado de Tensão

Esse segundo método busca compreender a evolução de estruturas de sal até a geometria atual através de restauração estrutural geométrica (53), modelos numéricos de grandes deformações, ou ainda a partir de modelos físicos em escala fractal.

A primeira abordagem consiste em restaurar as seções geológicas para épocas passadas, pela remoção sequencial das camadas de topo e da deformação em direção a diferentes etapas da história geológica da área em estudo. Em cada etapa de restauração, a seção é descompactada pela retirada da camada superior e a deformação removida, utilizando-se mecanismos de translação, rotação, cisalhamento, e deslizamento flexural, de modo a obter uma seção indeformada para cada época de interesse. Por outro lado, este tipo de análise não fornece a resposta mecânica das rochas ao redor do sal, logo não permite inferir o seu estado de tensões.

Outros autores que utilizam modelagem numérica de grandes deformações (54, 55, 56, 57) para avaliar a evolução dinâmica da tectônica de sal, porém, também, sem modelar a resposta geomecânica das rochas adjacentes ao sal. Estes, em sua maioria, realizam simulações em escala de tempo geológico e buscam entender a formação de estruturas geológicas (falhas e dobras). Ressalta-se que este tipo de modelagem é computacionalmente custosa e a geometria geológica inicial e final são completamente diferentes.

Por outro lado, Nikolinakou e colaboradores (51) apresentam simulações numéricas de grandes deformações, as quais consideram um modelo constitutivo poroelastoplástico para a formação adjacente ao sal. Eles identificaram que a resposta geomecânica dessas rochas resultam em implicações para a exploração de hidrocarbonetos diferentes das observadas em modelagens estáticas.

Uma conclusão foi que as grandes deformações associadas a evolução do diápiro causaram alterações significativas no estado de tensão, incluindo queda da tensão principal menor perto do sal e dos valores de porosidade na região superior do diápiro.

A comparação dos dois métodos de modelagem numérica evidenciou que os modelos estáticos não podem explicar as mudanças de tensões devido à halocinese, enquanto que os modelos evolutivos podem fornecer uma descrição detalhada da história geológica. Isso é essencial para entender como o material foi comprimido em seu volume atual para prever de forma mais eficiente as características atuais de resistência e tensões dos materiais, conforme é ilustrado na Figura 2.10.

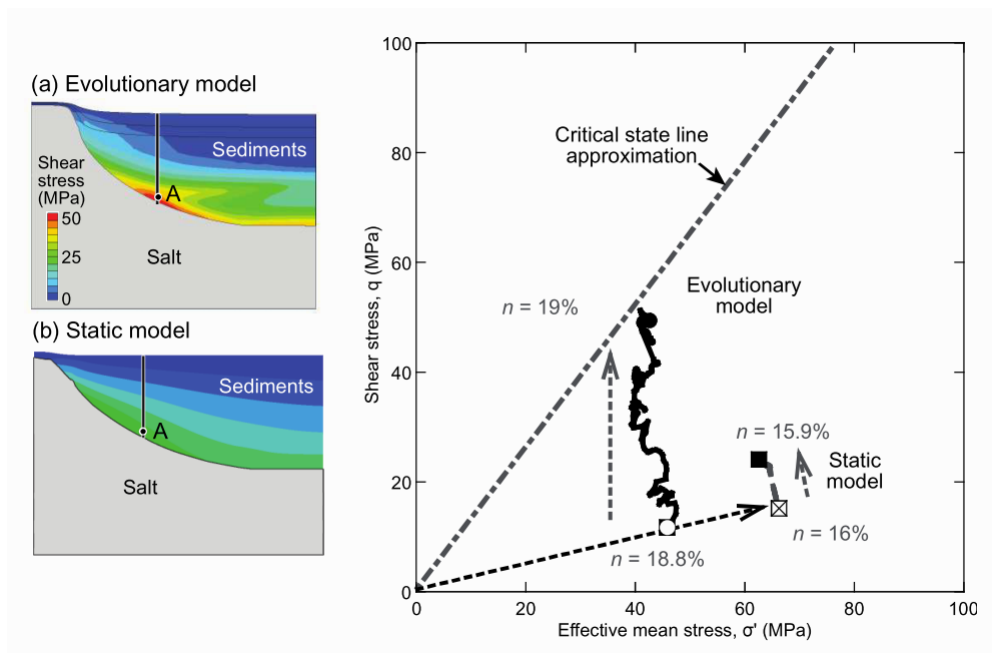


Figura 2.10: Tensões de cisalhamento previstas pelo (a) modelo evolutivo e (b) modelo estático. Lado direito representa a trajetória de tensões para o ponto A na base do diápiro. A modelagem evolutiva prevê maiores tensões de cisalhamento e estado de tensão mais próximo do estado crítico (51).

O presente trabalho não contemplará a tectônica e sedimentação associadas à evolução da movimentação de estruturas de sal. O objetivo aqui é avaliar o estado de tensão alterado abaixo da camada de sal, utilizando modelos constitutivos elastoplásticos (MCC e MC), e comparar com evidências de instabilidade mecânica observadas em um poço, o qual é detalhado no próximo capítulo.

3 Casuística

Neste capítulo são apresentados os aspectos geológicos e a retroanálise de um poço de petróleo onde ocorreu o evento de instabilidade mecânica durante a perfuração de uma região sub-sal.

3.1 Caso Analisado

A proposta de estudo desta dissertação é a avaliação geomecânica do evento de instabilidade mecânica ocorrido durante a perfuração, abaixo do sal, do poço de petróleo de código 3-BRSA-1229-ESS, inserido no bloco BM-ES-22A (Figura 3.1), Bacia do Espírito Santo, costa sudeste da margem continental brasileira, perfurado pela Petrobras em 2014.

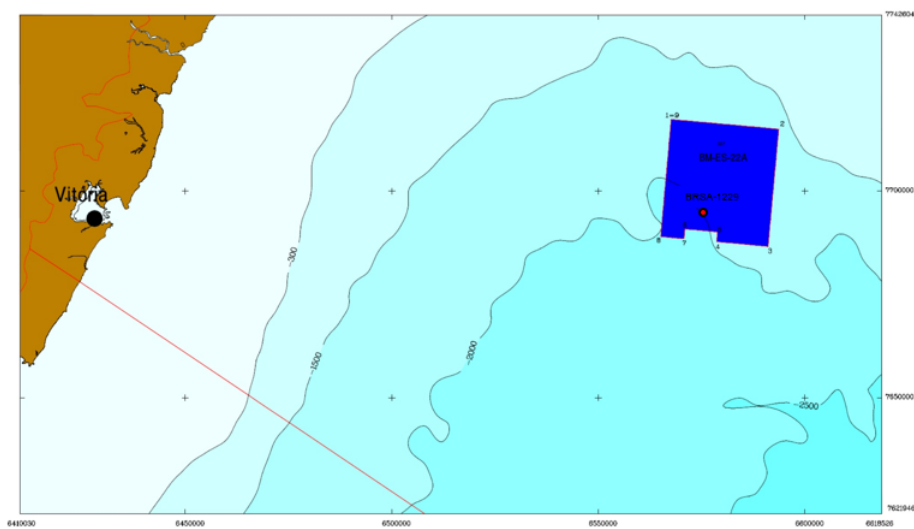


Figura 3.1: Mapa de localização do poço 3-BRSA-1229-ESS e do bloco BM-ES-22A.

Este poço foi proposto para avaliar reservatórios de arenitos em uma estrutura geológica do tipo sub-sal. Esta estrutura geológica é formada por um corpo de sal da Formação Mariricu (Membro Itaúnas) (58), conforme é ilustrado na figura 3.2. Os reservatórios estão a 2250 m de soterramento e lâmina d'água de cerca de 2000 m. Estes são constituídos de depósitos turbidíticos do Eoceno Inferior na Formação Urucutuca. Na Figura 3.3 estão

destacados esses reservatórios na carta estratigráfica da Bacia do Espírito Santo.

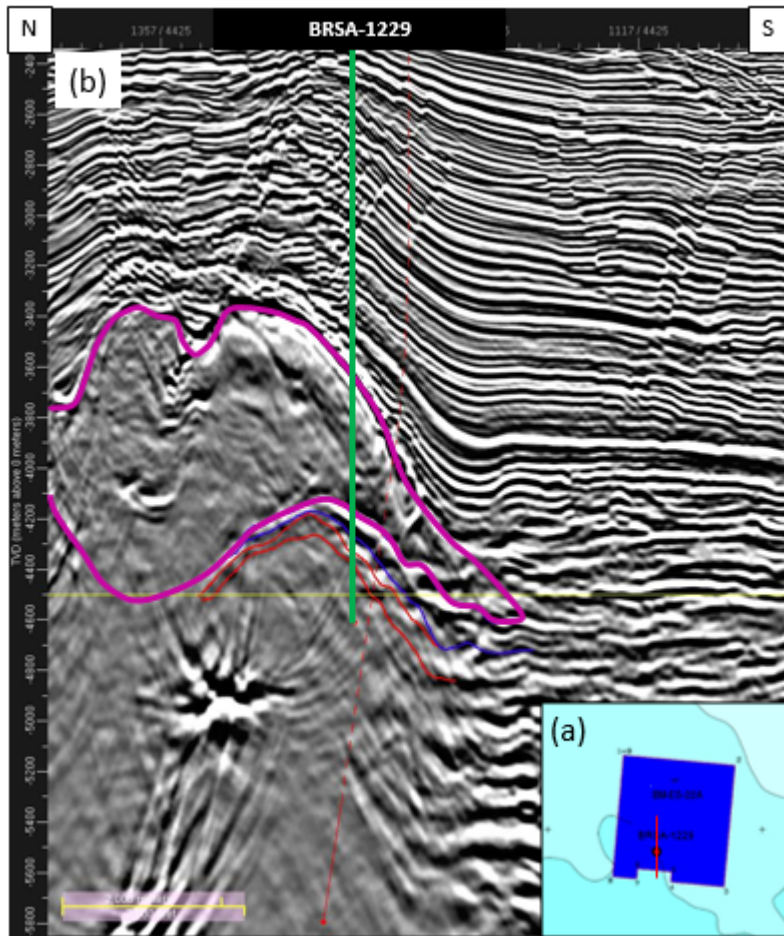


Figura 3.2: Seção sísmica em profundidade. (a) Mapa de localização e orientação da seção sísmica; (b) imagem sísmica com destaque verde para a trajetória do poço 3-BRSA-1229-ESS e em roxo para o contorno do corpo de sal.

O topo do sal está aproximadamente em 3624 m, com espessura total de 498 m no poço. A halita representa cerca de 85% do tipo de evaporito identificado na seção. Devido ao arrombamento do poço na seção abaixo do sal, a interpretação e avaliação petrofísica ficou comprometida, porém foi previsto que sejam reservatórios de arenitos laminados com folhelhos siltosos.

3.2

O Projeto do Poço

O poço 3-BRSA-1229-ESS está situado em uma lâmina d'água de 2047m. O projeto deste poço possui trajetória vertical e foi executado em cinco fases com quatro revestimentos, sendo um revestimento condutor de 30" instalado a 2.141m de profundidade perfurado sem retorno. Um segundo revestimento de

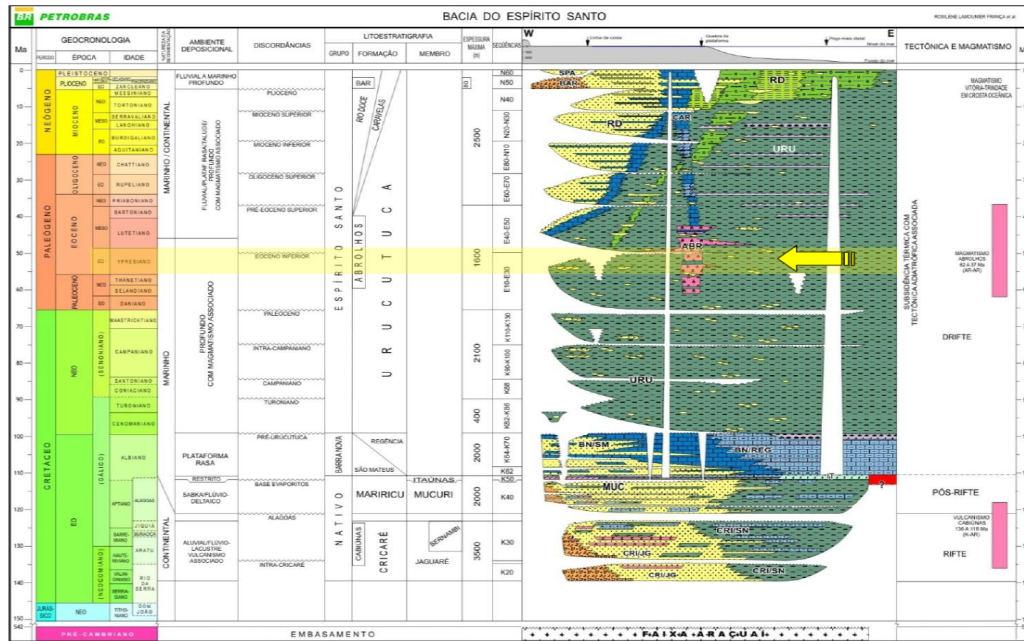


Figura 3.3: Carta estratigráfica da Bacia do Espírito Santo com destaque para o Eoceno Inferior (58).

superfície com 20" de diâmetro a 2.946m, um terceiro intermediário de 13" $\frac{3}{8}$ ' + 14" a 3.674 m e o último de 9" $\frac{5}{8}$ ' + 9" $\frac{7}{8}$ ' descido a 4.166m exclusivo para a seção evaporítica. (Figura 3.4).

3.3 Retroanálise do Modelo Geomecânico do Poço

O modelo geomecânico foi elaborado a partir dos dados de perfis elétricos, *leak-off test*, além de dados de pressão medida no reservatório.

A tensão vertical foi estimada a partir de perfis de densidade e do modelo de densidades da região obtido pela interpolação de perfis em poços. A partir da tensão vertical foram obtidas as tensões horizontais. Para a tensão horizontal menor foi aplicado coeficiente de empuxo¹ com $K_0 = 0,61$ obtido pela regressão dos dados de *leak-off test* do poço 3-BRSA-1229-ESS e de poços de correlação, conforme mostra a Figura 3.5. Para a tensão horizontal máxima foi utilizado $K_0 = 0,85$ definido pela interpretação de *break-outs* em poços de correlação.

A pressão dos poros foi estimada usando métodos tradicionais de linha de tendência de tensão efetiva e calibrada com eventos de perfuração e tomadas de pressão de fluido nos reservatórios abaixo do sal.

Para estimar os gradientes de colapso e fratura da formação foram utilizadas as correlações MECHPRO (59) descritas no Apêndice A e aplicado o

¹Razão entre tensões efetivas horizontal e vertical.

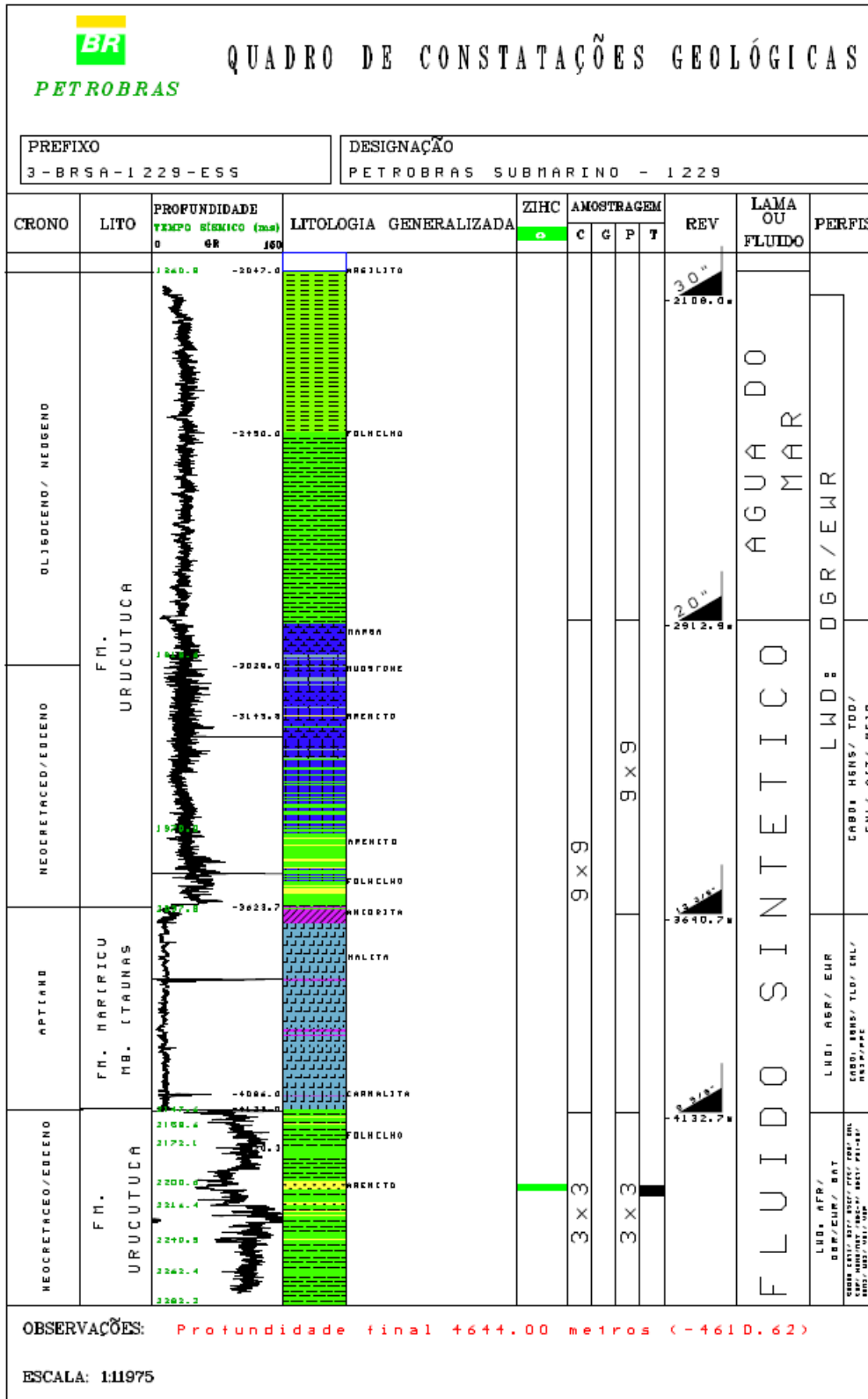


Figura 3.4: Quadro de Constatações geológicas do poço 3-BRSA-1229-ESS

critério de ruptura Mohr-Coulomb. A figura 3.6 ilustra o modelo geomecânico pós-perfuração do poço de estudo. Nessa Figura o *caliper* na seção subsal

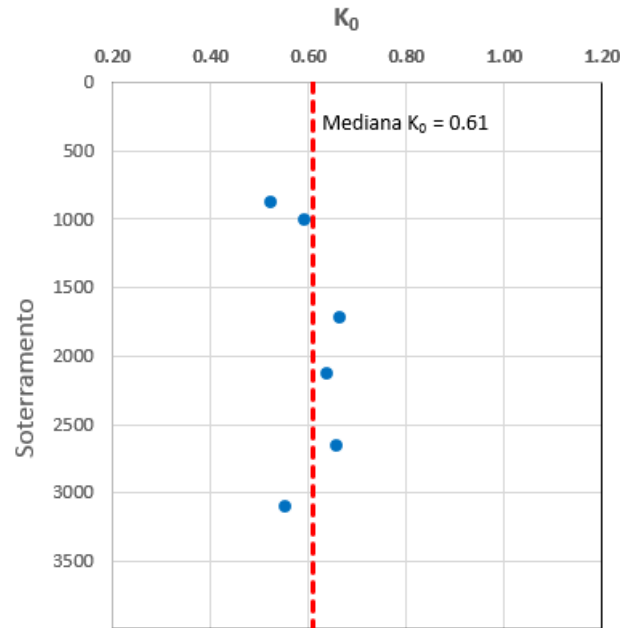


Figura 3.5: Gráfico dos K_0 obtidos a partir de *leak off tests* de poços da região.

evidencia que a parede do poço encontra-se fora do calibre de perfuração devido ao desmoronamento do poço.

3.4 Avaliação Geomecânica da Perfuração do Poço

Conforme visualizado na Figura 3.7, a perfuração das fases 1 e 2 transcorreram sem maiores dificuldades. Ressalta-se, apenas a necessidade de realizar repasses em alguns trechos e a ocorrência de arrastes na broca de até 65 klbf.

A fase 3, de 17 $\frac{1}{2}$ ", ocorreram diversas dificuldades de avanço com redução da taxa de perfuração (ROP) em alguns trechos, tais como: 2964 m, 3042 m, 3349 m, 3379 m, 3427 m, 3459 m. Ainda nesta fase de perfuração ficaram evidenciadas algumas ameaças de prisão de coluna nas profundidades de 3117 m, 3126 m e 3470 m. Em geral a coluna é liberada com *overpull* de 50 klb, seguida de repasse nestes pontos.

Durante a perfuração da fase 4 (seção evaporítica) ocorreu uma prisão de coluna próximo a base do sal, a 4035 m. A coluna foi liberada após 4 tentativas de liberação, indicando efeito de fluência desta seção.

Por fim, a última fase do poço referente à seção subsal foram registrados altos níveis de vibração durante a perfuração entre 4174 m e 4348 m. Um dos principais eventos que indicam a ocorrência de uma zona de cisalhamento abaixo do sal foi o excesso de cascalhos com formato característico de desmo-

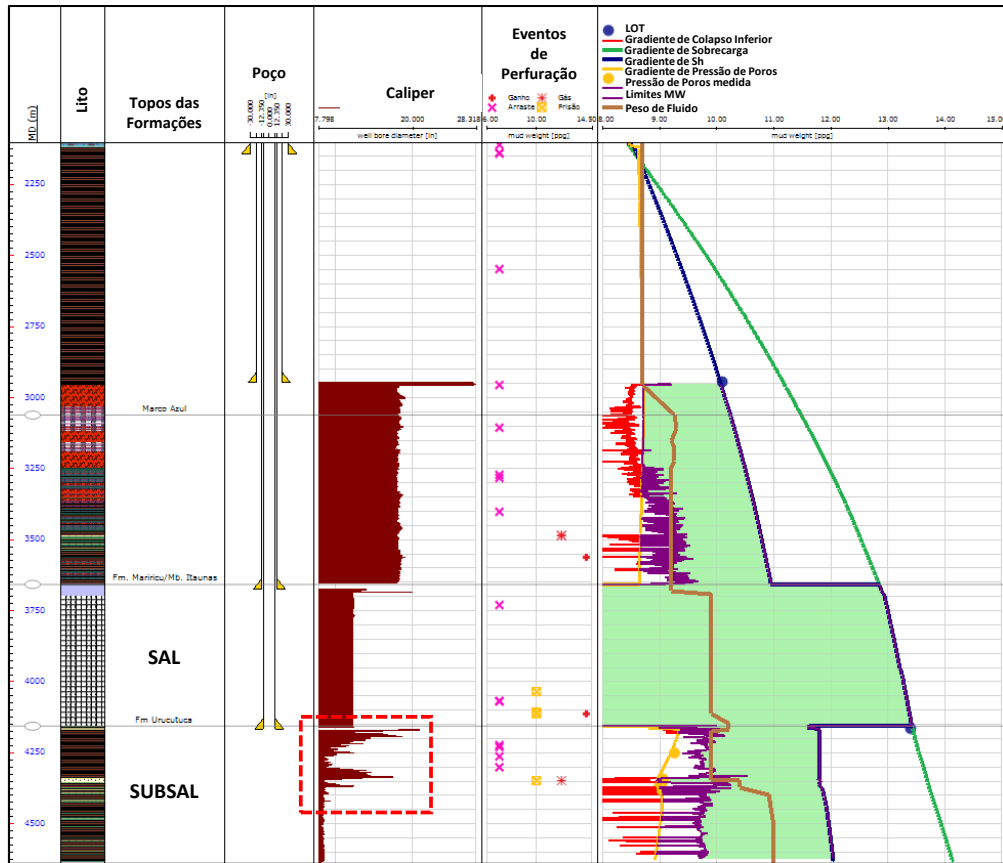


Figura 3.6: Modelo geomecânico pós-perfuração do poço 3-BRSA-1229-ESS. O retângulo tracejado em vermelho destaca a região desmoronada.

ronamentos e aumento progressivo do ECD (*Equivalent Circulating Density*). O perfil de *caliper* nesta seção mostrou-se consideravelmente arrombado evidenciando um material extremamente fragilizado, uma vez que o peso de fluido estava acima do gradiente de colapso.

Efetuada a circulação para limpeza e aumento do fluido de 9,9 ppg para 10,4 ppg. Após concluir testemunhagem da rocha e descer BHA (*Bottomhole Assembly*) para a continuidade da perfuração, ocorreram novos indícios de desmoronamento e aumento de cascalhos. Foi iniciado o aumento do peso de fluido de 10,4 para 11,0 ppg e realizados repasses no trecho. A continuidade da perfuração a partir de 4372,5 m ainda registra novos indícios de cascalhos desmoronados. Este tipo de registro é recorrente ao longo das operações de poço nesta seção. Portanto, infere-se a ocorrência de zona de cisalhamento rúptil com elevado nível de fraturamento, evidenciado pelo excesso de cascalhos angulados, conforme mostra a Figura 3.8.

Cronologia dos Eventos de Perfuração

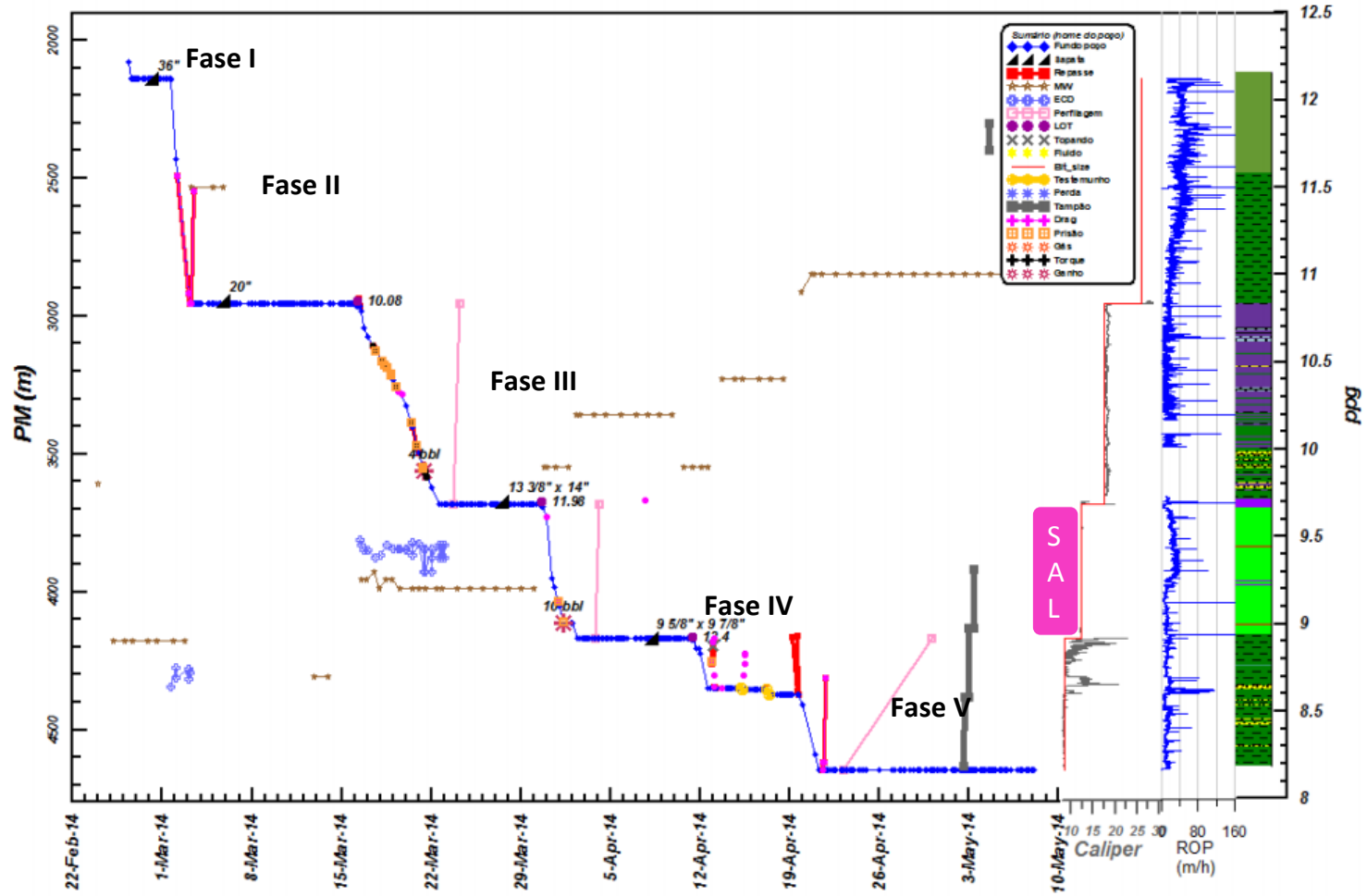


Figura 3.7: Gráfico cronológico dos eventos geomecânicos com o avanço da perfuração.



Figura 3.8: Fotografia de *cavings* retirados em uma amostragem do material recolhido durante a perfuração da seção subsal (Documentação interna).

4

Materiais e Métodos

4.1

Considerações Iniciais

Conforme discutido nos capítulos anteriores, cenários geológicos com presença de estruturas de sal podem ocasionar problemas de instabilidade durante a perfuração de poços de petróleo. Os principais problemas estão relacionados à mudança em magnitude e a rotação das tensões principais em torno dessas estruturas, principalmente nas interfaces do sal com as rochas adjacentes (3).

A indústria de petróleo utiliza dados de poços de correlação para uma análise preditiva da janela operacional de um projeto poço, bem com as condições requeridas para sua estabilidade. Porém essa metodologia apresenta limitações para prever os problemas supracitados quando há presença de rochas evaporíticas (60).

Propõe-se através de uma modelagem numérica avaliar o comportamento da trajetória de tensões de pontos situados abaixo do sal, através de simulações numéricas do comportamento viscoelástico de rochas evaporíticas.

Processos de análise serão apresentados quatro seções: (i) modelo Estrutural (geometria e condições de contorno); (ii) modelo Geomecânico (propriedades hidromecânicas dos materiais e a descrição dos modelos constitutivos utilizados); (iii) programa de análise (simulação numérica) e (iv) estado inicial de tensões. Os resultados estão detalhados no capítulo 5.

No presente trabalho são realizadas duas estratégias de modelagem de tensão-deformação, que diferenciam apenas pelo tipo de modelo constitutivo elastoplástico utilizado para definir o comportamento mecânico do material subsal.

4.2

Modelo Estrutural - Geometria e Condições de Contorno

Nesta seção são apresentadas a geometria do modelo e as condições de contorno utilizadas para as simulações numéricas.

O modelo estrutural bidimensional foi construído utilizando o programa Tectos2D, desenvolvido no Instituto Tecgraf/PUC-Rio em parceria com o Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello (CENPES) da Petrobras e utilizado no pré-processamento e pós-processamento de modelagens de elementos finitos.

A construção desse modelo é realizada a partir da importação da imagem de uma seção sísmica com a interpretação das principais formações geológicas, as quais serão analisadas. Após a importação é gerada a geometria do modelo utilizando ferramentas de modelagem do próprio programa de pré-processamento (Tectos2D), como, curvas *polyline* e *beziers*. Após concluir a geometria do modelo geológico o próximo passo é definir os parâmetros globais da análise, tais como, o tipo de análise que será realizada e inserção de poços que serão analisados, caso necessário. A figura 4.1 ilustra uma seção com o modelo estrutural utilizado neste trabalho. Esse modelo é proveniente da seção sísmica apresentada no Capítulo 3.

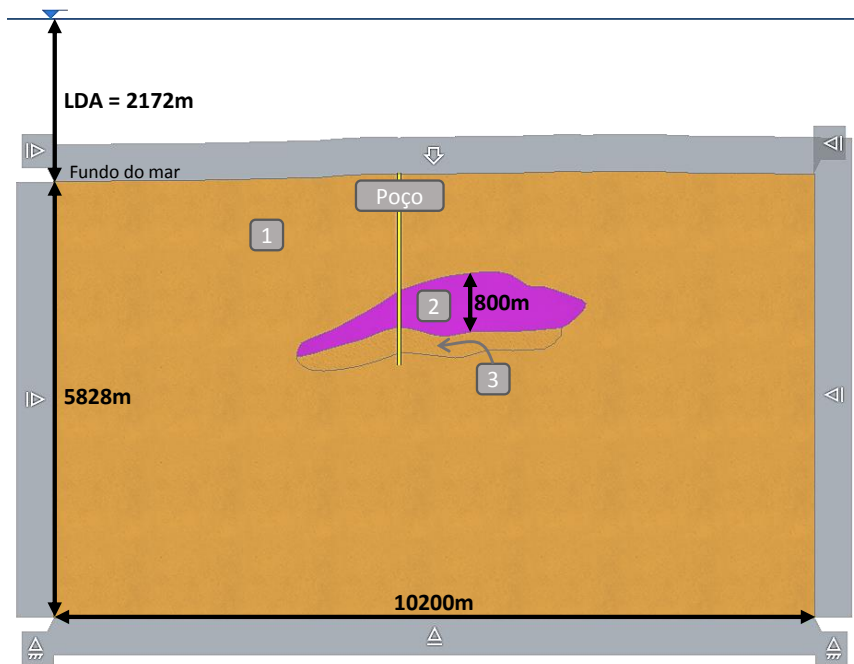


Figura 4.1: Modelo Estrutural com as condições globais de contorno.

Este modelo possui um comprimento de 10200 m por 8000 m de largura e está subdividido em três unidades litológicas, a saber: (1) siliciclástica de *background*; (2) evaporítica e (3) siliciclástica subevaporítica.

Conforme ilustrado na Figura 4.1, as condições de contorno laterais foram definidas com restrição de deslocamento na direção x (horizontal) e livre na direção y (vertical), enquanto que na base o modelo foi restringido o

deslocamento na direção y e liberado na direção x . Além disso os pontos de interseção das bordas laterais com a base estão restritas nas duas direções. Na borda superior, a qual é referente ao fundo do mar do modelo, é aplicado um carregamento vertical devido ao peso da lâmina d'água (y_{LDA}) distribuído linearmente, ao longo desta aresta a partir da equação 4-1.

$$\sigma_w = \rho_w g y_{LDA} \quad (4-1)$$

Por fim, foi utilizado um gradiente geotérmico na ordem 21° C/km obtido a partir de dados de temperatura dos poços na área e modelagem térmica da bacia.

4.2.1

Modelo Geomecânico

Para atribuir a densidade, módulo de elasticidade e coeficiente de Poisson aos materiais, exceto sal, foram utilizadas funções definidas por soterramento, obtidas pela regressão de medidas de perfis geofísicos de poços de correlação e estimativas provenientes de velocidades sísmicas dentro de um *grid* estratigráfico do modelo regional da área.

A figura 4.2 ilustra o modelo de densidades utilizado para estimar o campo de tensões inicial da modelagem. O perfil de densidade gerado a partir da função é apresentado na Figura 4.3.

As propriedades dinâmicas de deformabilidade da rocha foram definidas a partir da teoria da propagação de ondas elásticas em um corpo sólido aplicando-se as expressões

$$E_{dyn} = 2\rho_B (1 + \nu_{dyn})V_s^2 \quad (4-2)$$

com

$$\nu_{dyn} = 1 - \frac{1}{2 - 2(V_s/V_p)^2}. \quad (4-3)$$

Os parâmetros E_{dyn} e ν_{dyn} são respectivamente o módulo de deformabilidade e o coeficiente de Poisson calculados a partir de velocidades das propagação de ondas acústicas. Nas expressões acima ρ_B é a massa específica *bulk* da rocha, V_p e V_s são as velocidades de propagação de ondas compressoriais e cisalhantes, respectivamente.

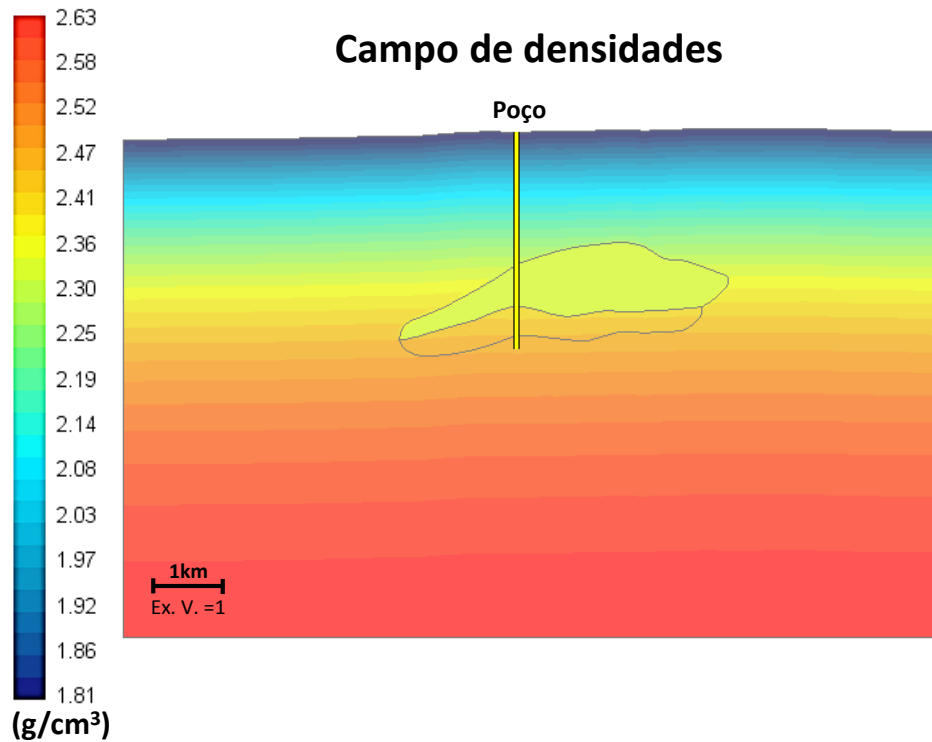


Figura 4.2: Campo de densidades *bulk* dos materiais utilizado nos modelos.

Ressalta-se que em termos de aplicabilidade, considerando-se a rocha na condição de normalmente compactada em subsuperfície, o módulo elástico estático é mais representativo dos processos de deformação relacionados ao aumento da tensão efetiva. Portanto, foram aplicadas correlações que estimam esses parâmetros diretamente de perfis elétricos, baseadas em ensaios laboratoriais (61), ou seja,

$$E_{st} = 0,0025E_{dyn}^2 + 0,4618E_{dyn} \quad (4-4)$$

com coeficiente de correlação $R^2 = 0,905$.

Para o valor do coeficiente de Poisson não há correlação válida entre os coeficientes dinâmico de petrossísmica e o estático de ensaios de laboratório, motivo pelo qual as estimativas dinâmicas deste coeficiente são em geral empregadas em simulações geomecânicas sem correções (62).

A figura 4.4 ilustra a distribuição destas propriedades no modelo.

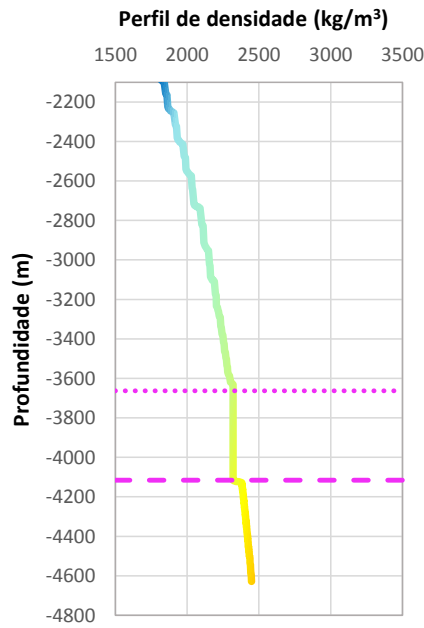


Figura 4.3: Perfil de densidade do poço.

4.2.2

Modelo Constitutivo dos Materiais

Para o material siliciclástico de *background* foi utilizado o modelo elástico de tensões, conforme as propriedades definidas na seção anterior. Na formação evaporítica foi aplicado o modelo de Duplo Mecanismo de Deformação Viscosa. Por fim, para o material abaixo do sal foram utilizados dois modelos elastoplásticos, detalhados a seguir.

4.2.2.1

Modelo Viscoelástico

Em todas as simulações foi utilizado o modelo físico de Duplo Mecanismo de Deformação, dado pela expressão 4-5, o qual é utilizado para representar o comportamento de fluência dos evaporitos, por melhor representar as litologias encontradas nas bacias evaporíticas brasileiras (17, 2). Neste modelo, o mecanismo correspondente é ativado de acordo com as condições de temperatura e intervalo de tensão diferencial

$$\dot{\epsilon}_f = \dot{\epsilon}_{ref} \left(\frac{\sigma_{ef}}{\sigma_{ref}} \right)^n \exp \left(\frac{Q}{RT_{ref}} - \frac{Q}{RT} \right). \quad (4-5)$$

As propriedades mecânicas para o modelo visco-elástico do sal foram

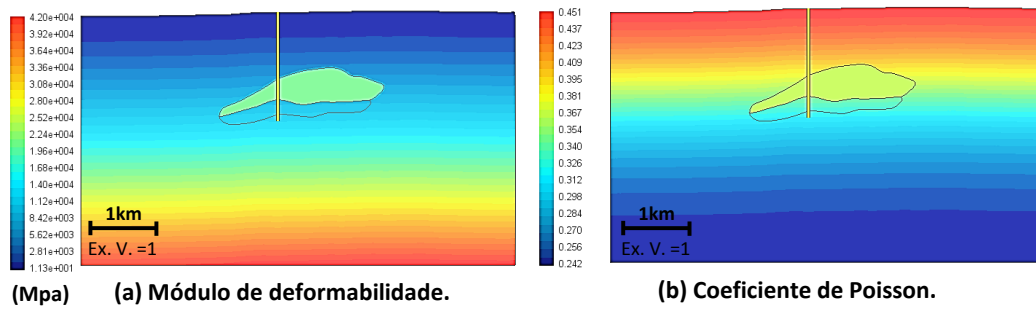


Figura 4.4: (a) Distribuição do módulo de deformabilidade e (b) Distribuição do coeficiente de Poisson.

estimadas a partir da pesquisa publicada em Poiate (2) em amostras de halita brasileira, descritos na tabela 4.1. Neste trabalho optou-se por escolher apenas

Tabela 4.1: Propriedades Mecânicas do Modelo viscoelástico (39).

Propriedade Mecânica	Valor
Módulo de Elasticidade (E)	20,40 GPa
Coeficiente de Poisson (ν)	0,36
Densidade média relativa (ρ)	2360 kg/m ³
Gradiente geotérmico no sal (∇_T)	21 °C/km
Tensão efetiva de referência (σ_0)	9,91 MPa
Taxa de deformação por fluência de referência (ϵ_0)	1,88 $\cdot 10^{-6} \text{h}^{-1}$ MPa
Coeficiente de ajuste I (n_1)	3,36 ($\sigma_{ref} \leq \sigma_0$)
Coeficiente de ajuste II (n_2)	7,55 ($\sigma_{ref} > \sigma_0$)

a halita, pois essa representa mais de 85 % dos litotipos encontrados nos poços da área de estudo. Ressalta-se que a densidade utilizada resulta da mediana de dados provenientes de perfis elétricos de poços que atravessaram evaporitos da bacia do Espírito Santo, como também o gradiente geotérmico é representativo da região do poço.

4.2.2.2 Modelo Elastoplástico Mohr-Coulomb

Esse modelo é derivado do círculo de Mohr e descreve todos os estados de tensão nos quais haja ruptura da rocha por cisalhamento causado pela compressão. A envoltória de ruptura é definida por uma reta tangente aos círculos

de Mohr, cuja equação em termos da tensão normal (σ) e de cisalhamento (τ) é dado pela expressão

$$\tau = c + \operatorname{tg}(\phi)\sigma, \quad (4-6)$$

onde c é a coesão do material e ϕ o ângulo de atrito interno. Os valores dos parâmetros utilizados neste trabalho foram interpretados em ensaios triaxiais em amostras obtidas de testemunho de rochas com idade geológica correlata às formações abaixo do sal do modelo e estão detalhados na tabela abaixo.

Tabela 4.2: Parâmetros mecânicos para o modelo MC (62).

Propriedade Mecânica	Valor
Coesão da rocha (c)	2,59 MPa
Ângulo de atrito interno (ϕ)	19,4°

4.2.2.3

Modelo Elastoplástico Cam-Clay Modificado

O modelo Cam-Clay Modificado (MCC) (50) é uma atualização do modelo Cam-Clay original (49), para corrigir o efeito que superestimava valores de deformação para pequenos valores de tensão de cisalhamento. Esses estudos foram realizados por pesquisadores do grupo de Mecânica dos Solos da Universidade de Cambridge, a partir de investigações geotécnicas em argilas pré-adensadas, que apresentam diminuição de volume durante a plastificação.

Este modelo tem grande aplicação na geotecnia, como exemplo os trabalhos descritos por Lodi (63). Em modelagens geomecânicas da influência do sal, citam-se os trabalhos Nikolinakou *et al.* (4, 26, 45, 51) para predizer o comportamento plástico do material ao redor do sal, bem como a sua pressão de poros induzidas por tensões de cisalhamento. É importante mencionar que esses trabalhos evidenciam que a utilização de modelos elastoplásticos acoplados no projeto de perfuração pode melhorar substancialmente a compreensão de tensões e pressões de poros em redor de poços, *vis-à-vis* com o objetivo deste trabalho.

Segundo Souza Neto (64), a função de plastificação do Cam-Clay Modificado é representada pela equação abaixo

$$\Phi(\sigma, a) = \frac{1}{b^2} [p(\sigma) - p_t + a]^2 + \left[\frac{q(\sigma)}{M} \right]^2. \quad (4-7)$$

A superfície de plastificação é uma elipse no plano $(p' \times q)$, cuja excentricidade é controlada pela constante de fricção M , que representa a inclinação da linha de estado crítico (LEC) definida em função do ângulo de atrito interno de compressão, segundo a expressão,

$$M = \frac{6 \operatorname{sen}(\phi')}{3 - \operatorname{sen}(\phi')}, \quad (4-8)$$

onde, ϕ' é o ângulo de atrito interno estimado em ensaios de compressão triaxial, a é o raio da elipse ao longo do eixo da tensão efetiva média e p_t é a resistência à tração. O parâmetro b , que pode ser dado pelos valores

$$b = \begin{cases} 1, & \text{se } p(\sigma) \geq p_t - a \\ \beta, & \text{se } p(\sigma) < p_t - a \end{cases} \quad (4-9)$$

A constante β é dependente do material. Este parâmetro modifica o raio da elipse referente ao lado compressivo no eixo hidrostático (64). A figura 4.5 ilustra a superfície de plastificação em um gráfico tensão de cisalhamento por tensão efetiva média (p', q) .

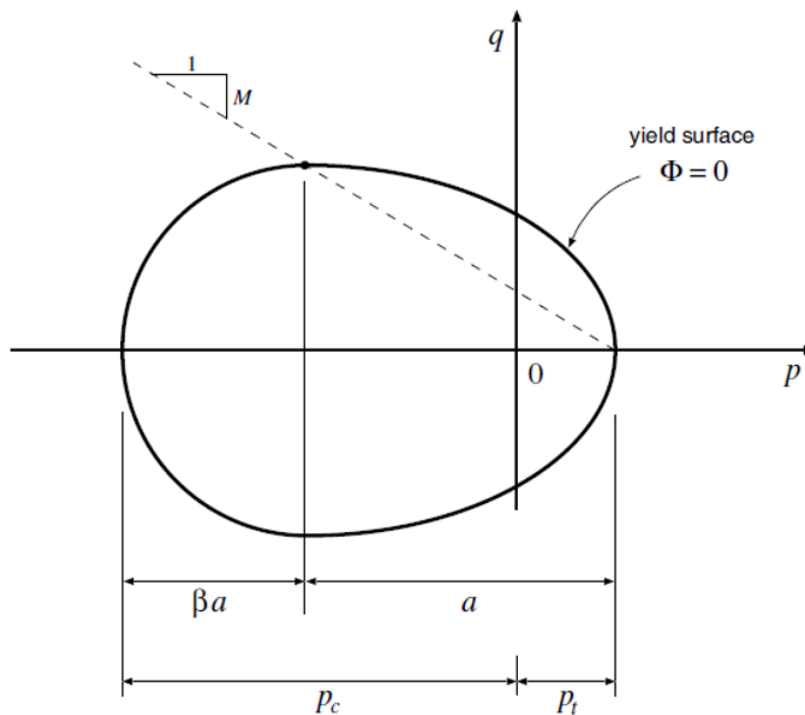


Figura 4.5: Superfície de plastificação para o modelo Cam-Clay Modificado (64).

O modelo Cam-Clay apresenta endurecimento isotrópico e potencial plástico coincidente com a função de plastificação. Para definir a condição

de amolecimento e/ou endurecimento considera-se o parâmetro a variável da função de deformação plástica volumétrica

$$a(\epsilon_v^p) = a_0 \exp \left[(1 + e_0) \frac{1 - \exp(-\epsilon_v^p)}{\lambda - \kappa \exp(-\epsilon_v^p)} \right], \quad (4-10)$$

onde e_0 é a razão inicial de vazios, λ é a inclinação do trecho de compressão virgem e κ representa a inclinação da curva de recuperação elástica de descarregamento ou recarregamento.

Para as simulações foram utilizados os valores dos parâmetros descritos na tabela 4.3, obtidos de ensaios oedométricos em amostras de testemunho, o mesmo utilizado para definir as propriedades hidromecânicas de Mohr-Coulomb citadas na seção anterior.

Tabela 4.3: Parâmetros do modelo de Cam-Clay.

Parâmetro	Descrição	Valor
λ	Inclinação do trecho de compressão virgem	0,131
κ	Inclinação da curva de recuperação elástica de descarregamento/rearregamento	0,011
M	Inclinação da linha de estado crítico	0,750
e_0	Índice de espaços vazios	0,430
K_0	Razão de tensões efetivas horizontal e vertical	0,610

4.3

Programa de Análise

Após a definição dos parâmetros globais, tais como o tipo de análise que será realizada e inserção do poço em estudo, lamina d'água, extensão horizontal e vertical do modelo e condições de contorno é gerada a malha de elementos finitos.

Em um modelo de elementos finitos, procura-se discretizar o meio contínuo. Para evitar efeitos de borda procurou-se manter o poço próximo ao centro do modelo. Optou-se por utilizar elementos triangulares para discretizar melhor a curvatura dos contornos do sal (Figura 4.6). Na região subsal foi realizado um refinamento na malha para obter uma resolução de 10 m. No total o modelo apresentou 32496 nós e 66439 elementos.

A simulação numérica foi realizada no programa de análise GhEM (*Geological Hybrid Element Method*), também desenvolvido no Instituto Tecgraf/PUC-Rio, o qual possui interface com a aplicação Tectos2D utilizado para o pré e pós processamento da modelagem.

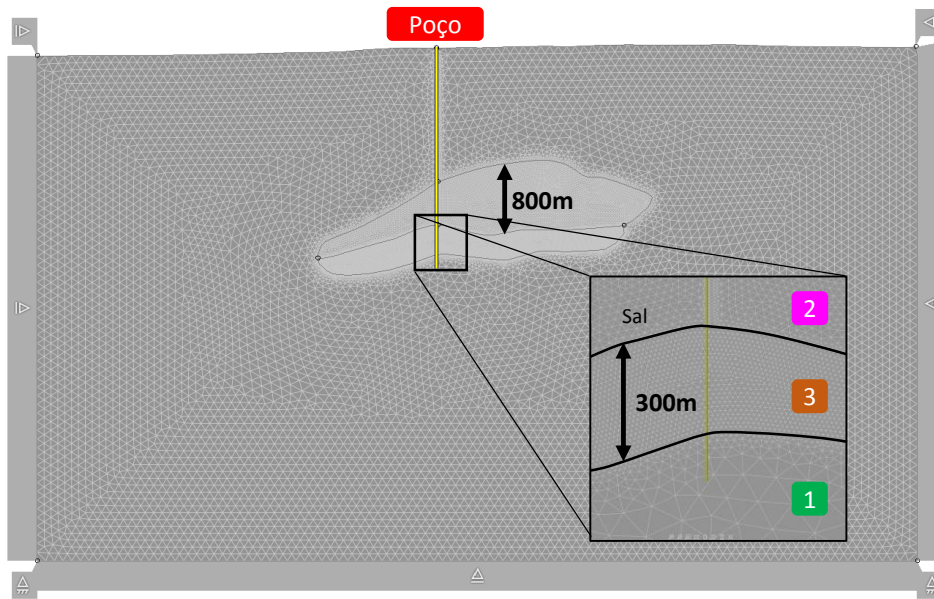


Figura 4.6: Distribuição da malha de elementos finitos do modelo.

4.4 Estado Inicial de Tensões

O principal mecanismo do desenvolvimento da halocinese é a sobrecarga gravitacional. Outros autores ainda discutem mecanismo de carregamento tectônico (65), principalmente em regiões com regime tectônico compressional, e o mecanismo de fluabilidade (66, 67).

No presente trabalho, foi considerado apenas o mecanismo de sobrecarga gravitacional. Neste, assume-se que a maior tensão é a vertical e que as duas tensões horizontais, mínima e máxima, são iguais.

A tensão vertical é definida pela expressão

$$\sigma_v = \rho_w g y_{LDA} + \sum_{i=0}^n \rho_{Bi} g \Delta Z_i, \quad (4-11)$$

onde g é a aceleração gravitacional, ρ_{Bi} é a densidade *bulk* em cada nó do modelo, ρ_w é a densidade da água do mar, y_{LDA} a lâmina d'água e ΔZ_i são os intervalos de profundidade.

A partir do modelo de densidades (Figura 4.2) é calculado o estado inicial de tensões principais máximas, considerado o campo de tensões verticais neste presente trabalho. Ressalta-se 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 $10,00 \text{ kN/m}^3$.

Finalmente, para obter o campo inicial das tensões principais mínimas aplica-se o $K_0=0,61$ no campo de tensões verticais.

A figura 4.7 ilustra o campo inicial de tensões verticais e horizontais.

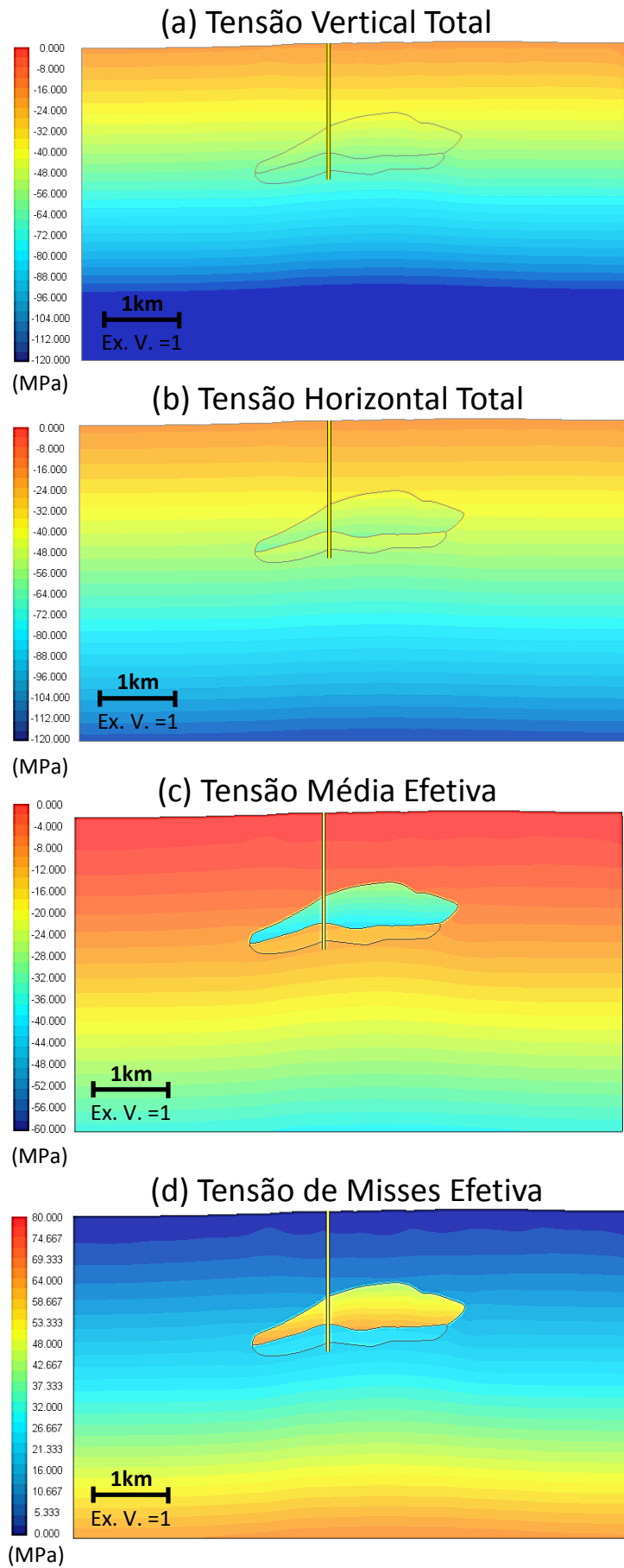


Figura 4.7: Campo inicial de tensões. (a) tensão vertical total; (b) tensão horizontal total; (c) tensão média efetiva; (d) tensão de Von Mises.

5 Acabativa

5.1

Avaliação do Estado de Tensões Induzido por Rochas Evaporíticas

A análise foi subdividida em duas abordagens, com base no modelo elastoplástico utilizado para representar o material da região subsal. Conforme discutido no capítulo anterior foram escolhidos para a análise os modelos Mohr-Coulomb (MC) e Cam-Clay Modificado (MCC).

A partir do modelo inicial de tensões (Figura 4.7) inicia-se a simulação do *creep* do material evaporítico utilizando o modelo viscoelástico apresentado na capítulo anterior para ambos os modelos. O tempo de simulação é finalizado até que se atinja o equilíbrio de tensões, ou seja, um estado de tensões isotrópico.

5.2

Avaliação do Equilíbrio de Tensões

Trabalhos da literatura especializada consideram que o equilíbrio é atingido quando a tensão de Von Mises (σ_{VM}) é suficientemente nula dentro do sal (4, 5, 28, 29, 33, 36, 47, 52). A tabela 5.1 destaca os critérios que estes trabalhos utilizaram para estabelecer o tempo final da simulação numérica de relaxação do sal.

Neste trabalho, utilizou-se para as simulações do *creep* do sal um tempo total 10.000 anos, a partir do qual a σ_{VM} no sal foi considerada suficientemente próxima de zero (menor que 0,5 MPa), conforme observado no gráfico da Figura 5.1. No tempo final de simulação tem-se $\sigma_{VM} = 0,20$ MPa para um ponto dentro do sal.

A figura 5.2 ilustra o campo da σ_{VM} para os modelos MC e MCC. Dentro do contorno do sal a σ_{VM} é quase zero. Aparentemente a diferença entre os resultados dos modelos é sutil, mas pela comparação da seção subsal nas figuras 5.3a e 5.3b observa-se que o modelo MC apresentou magnitudes da σ_{VM} de 9 % maiores que o modelo MCC, diminuindo esta diferença com o aumento da distancia da base do sal.

Tabela 5.1: Referências da literatura de critérios para estabelecer o tempo de equilíbrio do sal.

Referência Bibliográfica	Descrição
Fredrich (48)	Consideraram um tempo de 50 anos, obtendo uma tensão de Von Misses menor que 1 MPa.
Koupriantchik (3)	Assumiu o término da simulação quando as tensões desviadoras estiveram menor que 1 MPa. Tempo total de 150 anos.
Costa (42)	Consideraram tempo de 2 milhões de anos com tempo suficiente para o sal atingir o equilíbrio.
Van der Zee (19)	Consideram o equilíbrio quando as tensões desviadoras atingirem cerca de 2-3 MPa.
Nikolinakou (9, 13)	Observaram relaxação do sal com 10 anos. Utilizaram modelos esféricos para sal.
Luo (2)	Consideram um limite inferior a 0.1 MPa para as tensões desviadoras dentro do sal.
Orozco (52)	Observou valores da tensão de Von Mises menores que 2 MPa com tempo de simulação de 10.000 anos.

5.3

Avaliação da Tensões Principais

A Figura 5.4 ilustra o gráfico das tensões principais totais máximas e mínima ao longo do poço. Observa-se pouca diferença entre os modelos, apenas nota-se uma variação na tensão principal máxima σ_1 . Neste trabalho admite-se que a tensão principal máxima representa a tensão vertical para a situação geológica modelada.

É importante ressaltar que nos modelos não são observadas diminuições anômalas na magnitude da tensão principal mínima (σ_3). No entanto, nota-se que em ambos o efeito de arqueamento de tensões (*stress-arching effect*), como já mencionado no trabalho de Frederich (36). Este efeito se deve ao fato de que no interior e nas zonas adjacentes ao corpo de sal a tensão vertical não é igual ao carregamento gravitacional (ver Figura 5.5). A maior diferença chega a 12 % menor que a tensão de sobrecarga σ_{ovb} .

Observa-se ainda que a tensão principal mínima (σ_3) prevista no modelo está próxima ao valor de LOT obtido no poço, com uma diferença de 6 % menor que a medida. Ressalta-se que valores da pressão de absorção tendem a sobrestimar o valor da tensão *in situ* mínima em até 15 %, porém na média

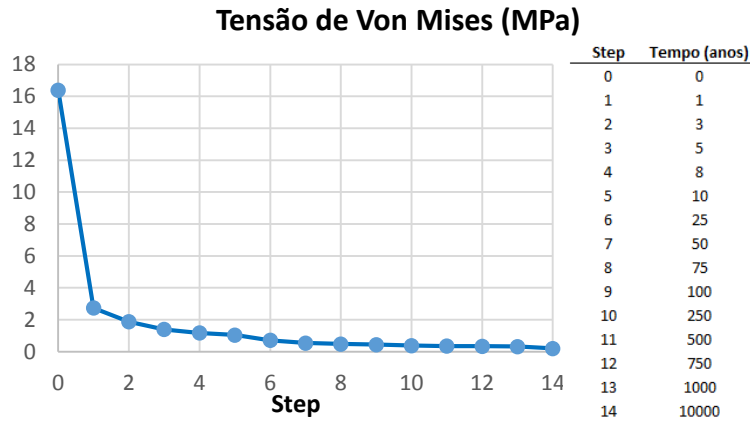


Figura 5.1: Gráfico da Tensão de Von Mises em relação ao tempo de simulação, em um ponto dentro do sal.

esses valores são da ordem de 4 % a 5 % (68). Portanto, infere-se que o resultado do modelo está dentro da margem de erro. Por fim, ressalta-se que as tensões principais no sal são iguais, o que evidencia o equilíbrio de tensões após o relaxamento, conforme discutido na seção anterior.

5.4

Avaliação da Tensão de Cisalhamento e Tensão média

A Figura 5.6 demonstra o quanto a magnitude das tensões de cisalhamento no plano xy (σ_{xy}) são alteradas próximo ao contato entre a formação evaporítica e as rochas adjacentes.

Segundo Sanz (32), é possível ocorrer elevadas magnitudes de tensões cisalhantes no entorno das estruturas de sal dependendo da sua geometria, do estilo tectônico da região, bem como do contraste entre as densidades do sal e das rochas adjacentes.

Nota-se a geometria do contorno do sal influencia a variação da tensão de cisalhamento. Nas extremidades do corpo de sal se observam os maiores valores de σ_{xy} .

A diferença da magnitude entre os dois modelos MC e MCC é mínima, (ver Figura 5.7), conforme observado no gráfico das tensões de cisalhamento ao longo do poço; nota-se uma pequena diferença entre os dois modelos na região subsal.

Avaliando a tensão de cisalhamento (Figura 5.7) e a tensão média (Figura 5.3), pode-se inferir prováveis regiões de risco para perfuração de poços, uma vez que regiões com elevada tensão de cisalhamento e redução da tensão média podem indicar que a rocha está próxima da ruptura, pois a redução

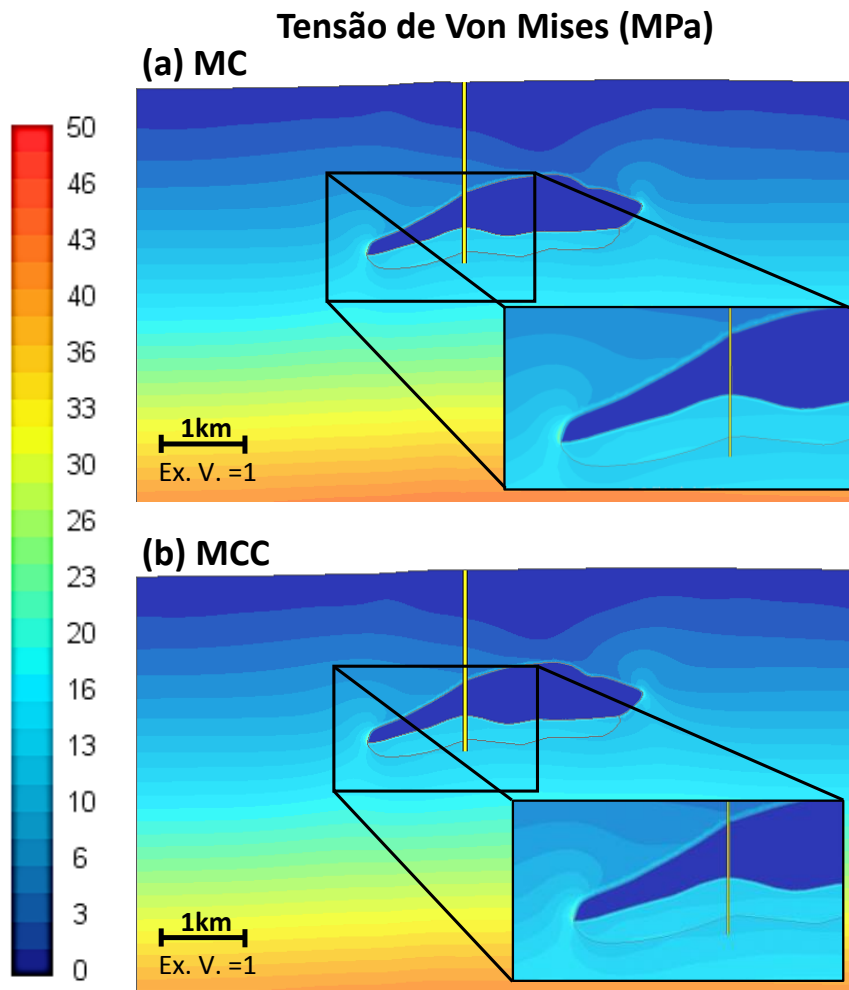


Figura 5.2: Campo de tensões de Von Mises. (a) modelo MC; (b) modelo MCC.

da tensão média implica em redução da resistência ao cisalhamento para o Critério de Morh-Coulomb.

Ainda em relação à estabilidade de poços em torno de estruturas de sal, Luo *et al.* (5) afirmam que os eventos de instabilidade de poços ao redor destas estruturas tendem a ocorrer devido à alta tensão de cisalhamento e baixa tensão principal mínima. Este último fenômeno tem correlação com eventos de perdas de circulação de fluidos, pois ele proporciona aumento da tensão circunferencial do poço, conforme discutido na seção 2.3.2.

Não foram observadas perdas de circulação no poço analisado, os resultados das modelagens não indicam queda da tensão principal mínima, no entanto a inexistência de dados de calibração (*e.g.* LOTs) abaixo do sal dificultam a compreensão do comportamento da tensão horizontal mínima nesta região. Por outro lado, foi constatado no modelo MCC uma elevada deformação plástica

do material subsal, discutida a seguir.

5.5

Avaliação da Plastificação do Material Subsal

As Figuras 5.8 e 5.9 ilustram as áreas plastificadas do material subevaporítico em cada modelo.

Conforme esperado, o modelo MCC evidenciou deformação plástica do material próxima ao poço (razão de falhamento igual a 1), enquanto no modelo MC os valores da razão de falhamento ficaram na média em torno de 0,5 não atingindo a ruptura.

A Figura 5.10 ilustra o gráfico da deformação plástica em profundidade estimada no poço. Neste gráfico é observado que o maior efeito das perturbações de tensões está localizado próximo a base do sal e decai com aumento de profundidade. Esse comportamento é também observado no *caliper* do poço 3.6.

Por fim, analisando a evolução das tensões em função do tempo de um ponto logo abaixo do sal e na posição do poço (PTA - círculo em azul na Figura 5.10), verifica-se que a trajetória de tensões para o modelo MCC (Figura 5.11). Esta trajetória indica que o material sofre plastificação evoluindo em direção à linha do estado crítico (LEC). Observa-se uma queda da tensão média e um aumento da tensão desviadora culminando ruptura do material. Este comportamento é semelhante ao observado nos trabalhos (4, 45) e evidencia a ruptura do material pelo estado de tensões induzido pela relaxação das tensões desviadoras dentro da formação evaporítica.

Com base no observado, infere-se que o comportamento do material abaixo do sal pode comprometer a estabilidade do poço por apresentar um estado de tensão instável. O desequilíbrio de tensões gerado pela intervenção do poço nesta região pode desencadear problemas operacionais ao redor dele, dependendo do peso de fluido utilizado durante a perfuração.

Tensões de Von Mises (σ_{VM}^{eff}) e Tensões Médias (σ_M^{eff})
(MPa)

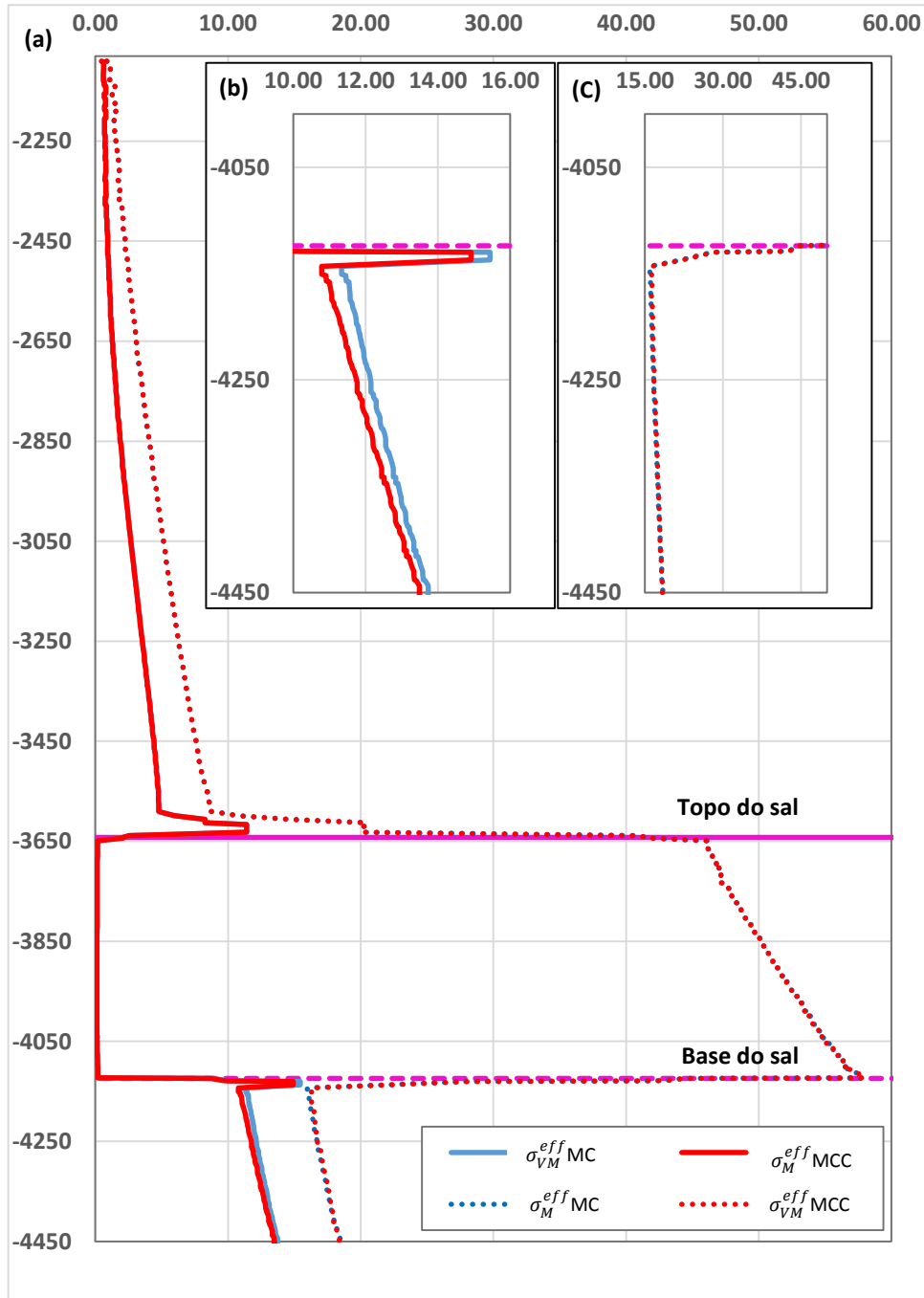


Figura 5.3: (a) Gráfico das tensões de Von Mises e tensões médias para os modelos MC e MCC estimadas no poço. (b) e (c) Ampliação das curvas do gráfico na seção subsal.

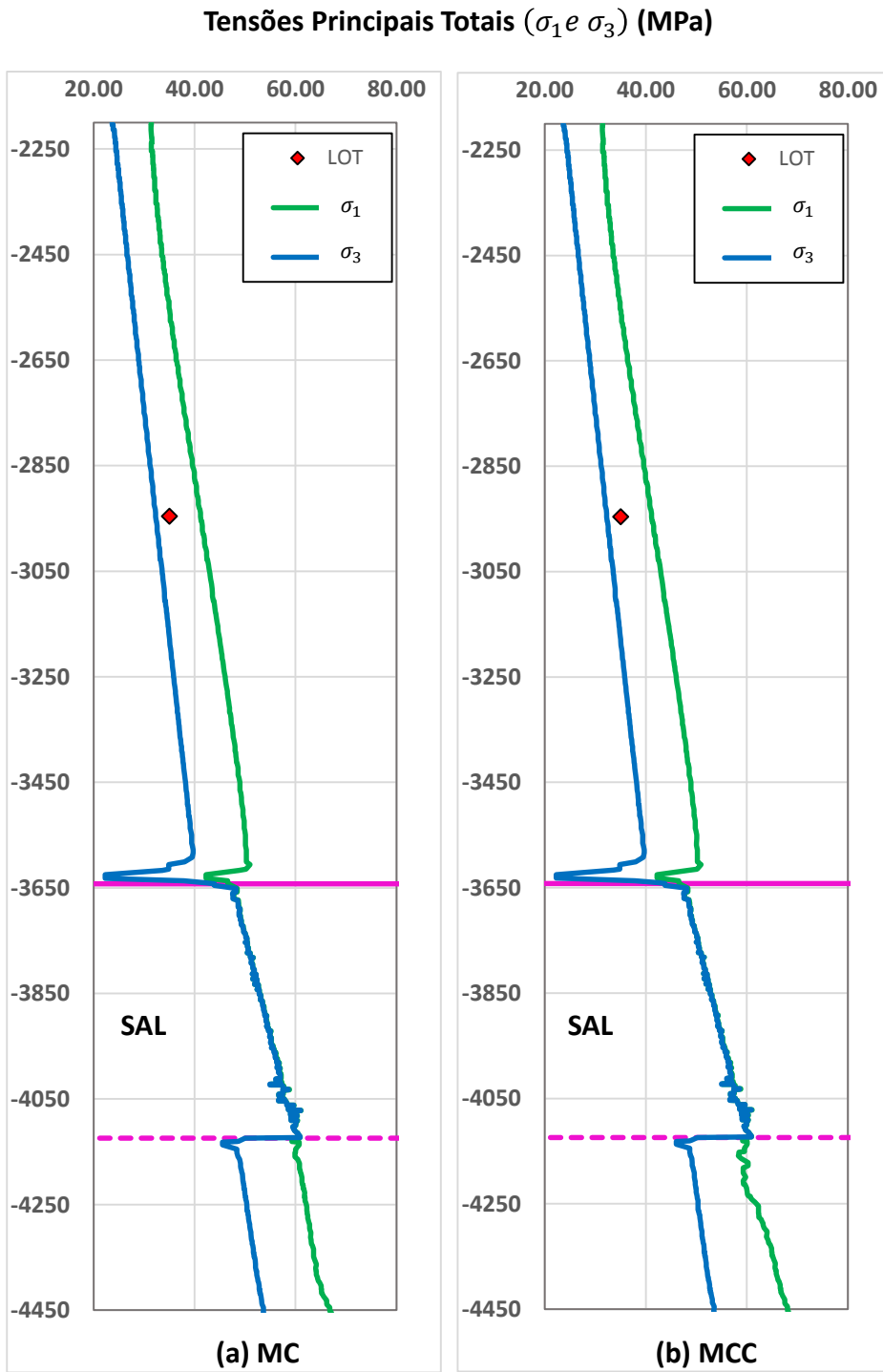


Figura 5.4: Gráfico das tensões principais totais ao longo do poço. (a) Modelo MC e (b) Modelo MCC.

Tensões Principais Máximas (MPa)

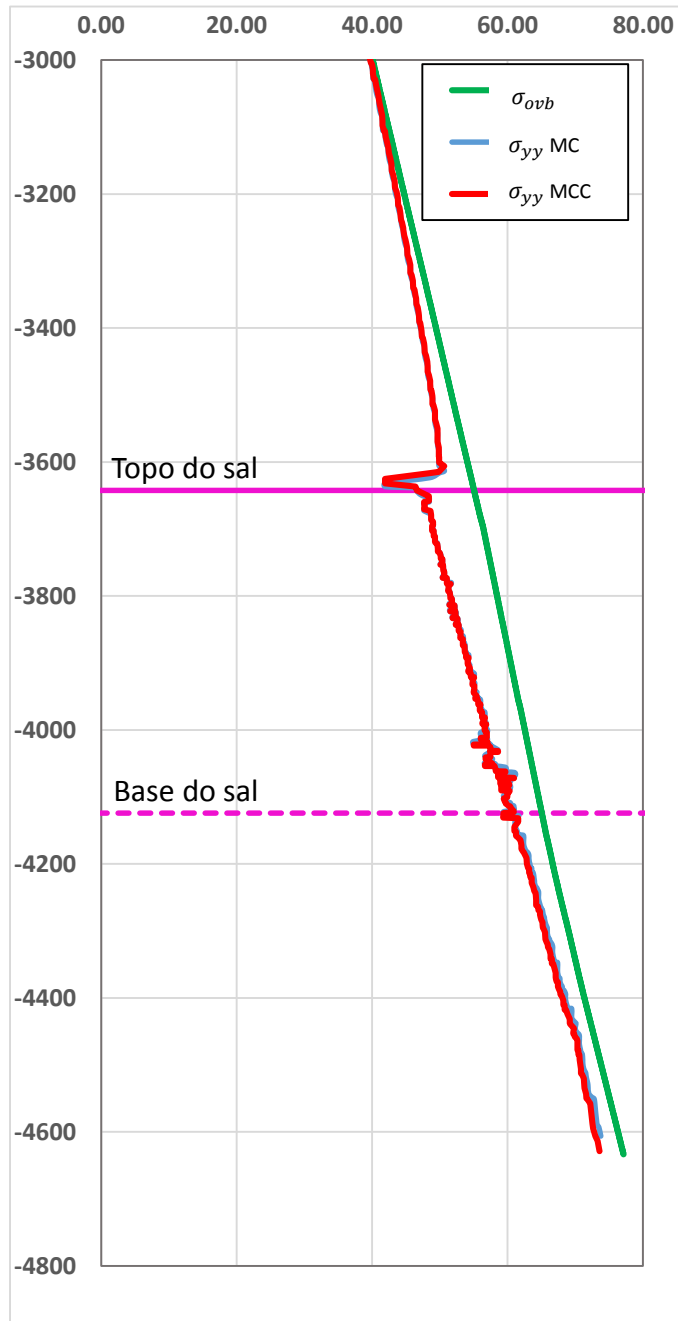


Figura 5.5: Gráfico das tensões principais totais ao longo do poço. (a) Modelo MC e (b) Modelo MCC.

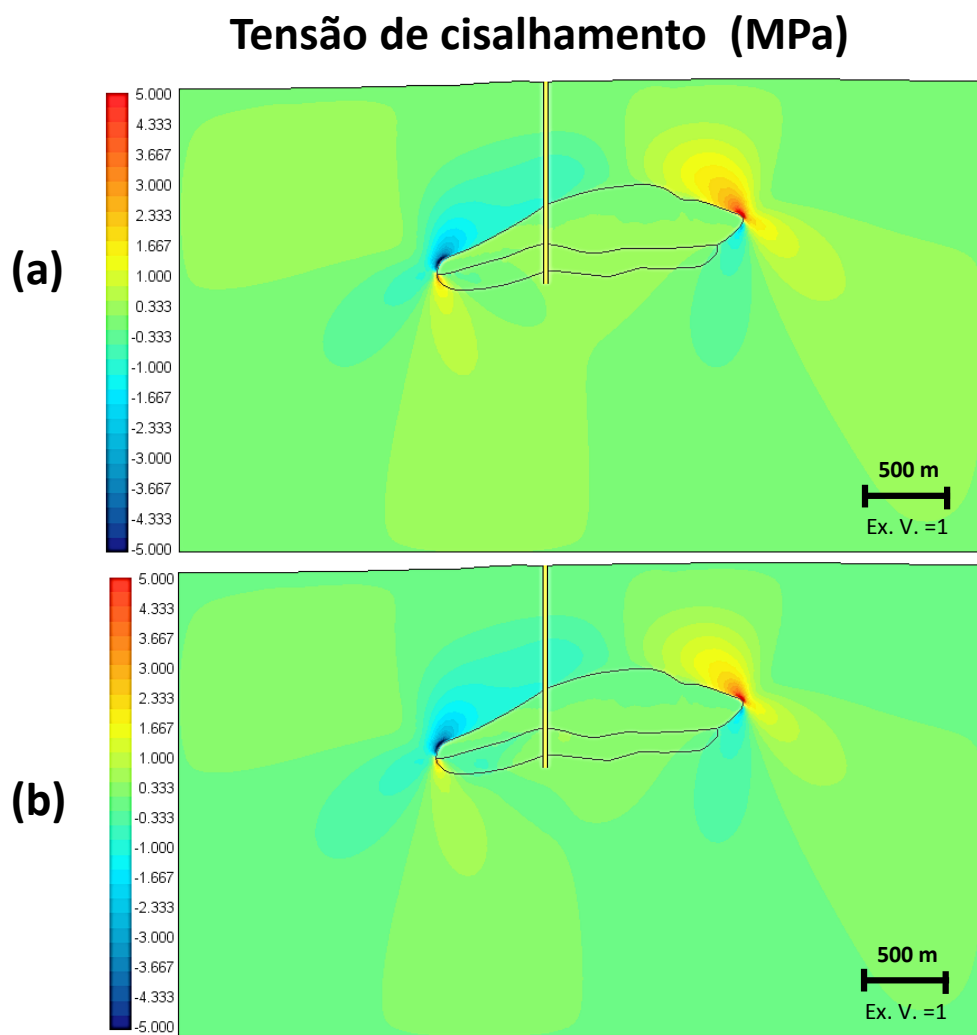


Figura 5.6: Campo de tensões de cisalhamento (MPa). (a) tensões de cisalhamento para o modelo MC; (b) tensões de cisalhamento para modelo MCC.

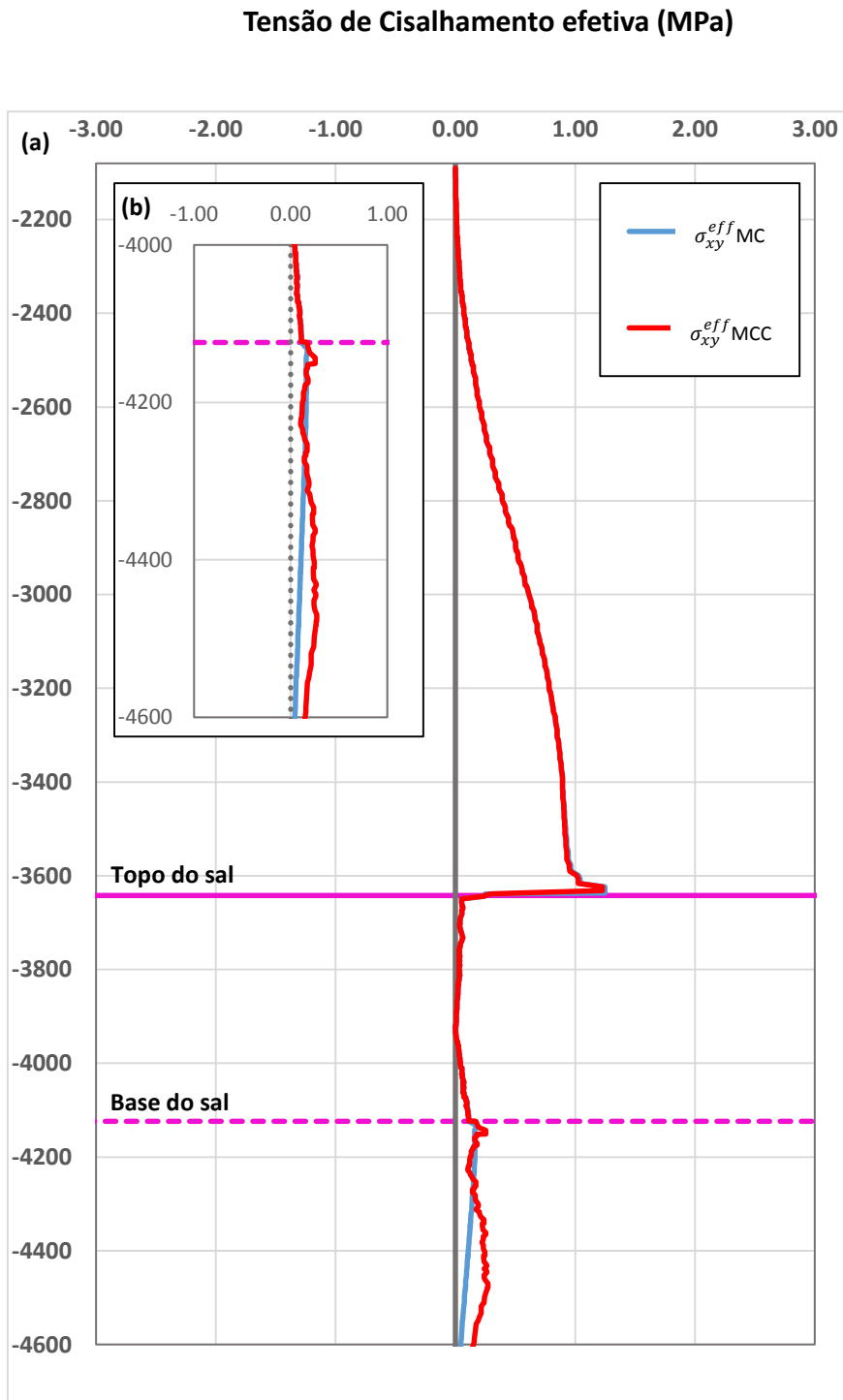


Figura 5.7: Gráfico da tensão de cisalhamento ao longo do poço, a curva em azul são valores para o modelo MC e em vermelho para o modelo MCC; (b) gráfico com um detalhamento na região subsal.

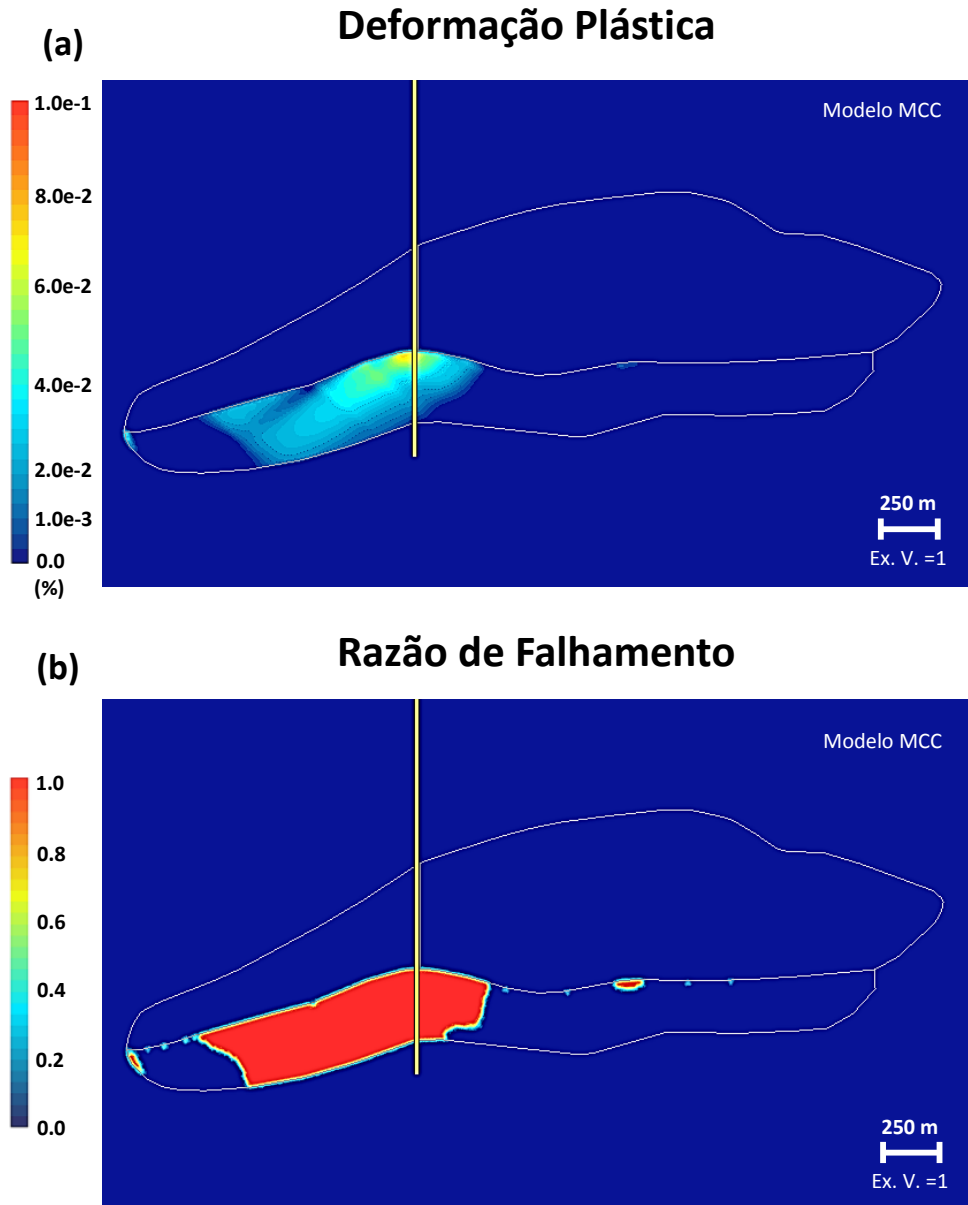


Figura 5.8: Resultados da deformação plástica (a) e razão de falhamento (b) para o modelo MCC.

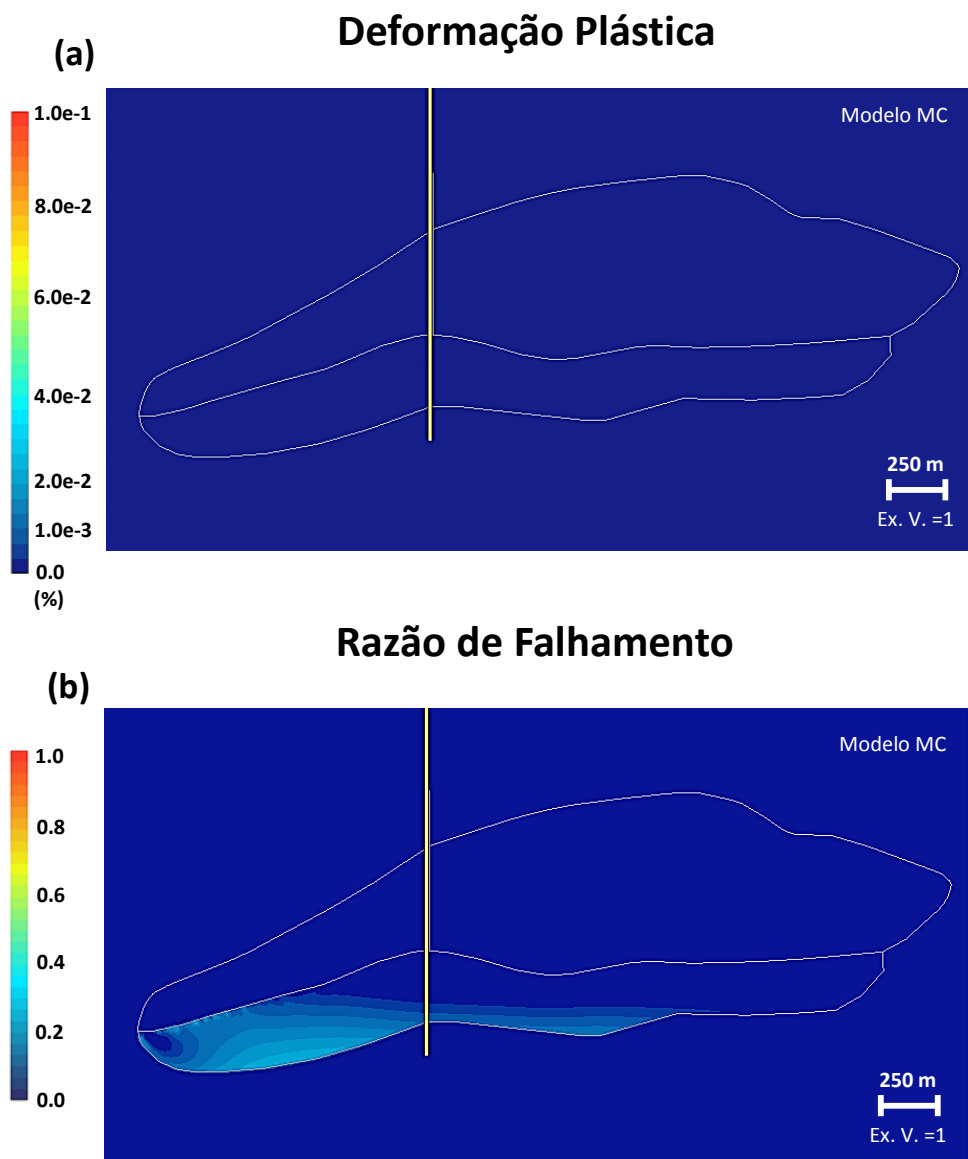


Figura 5.9: Resultados da deformação plástica (a) e razão de falhamento (b) para o modelos MC.

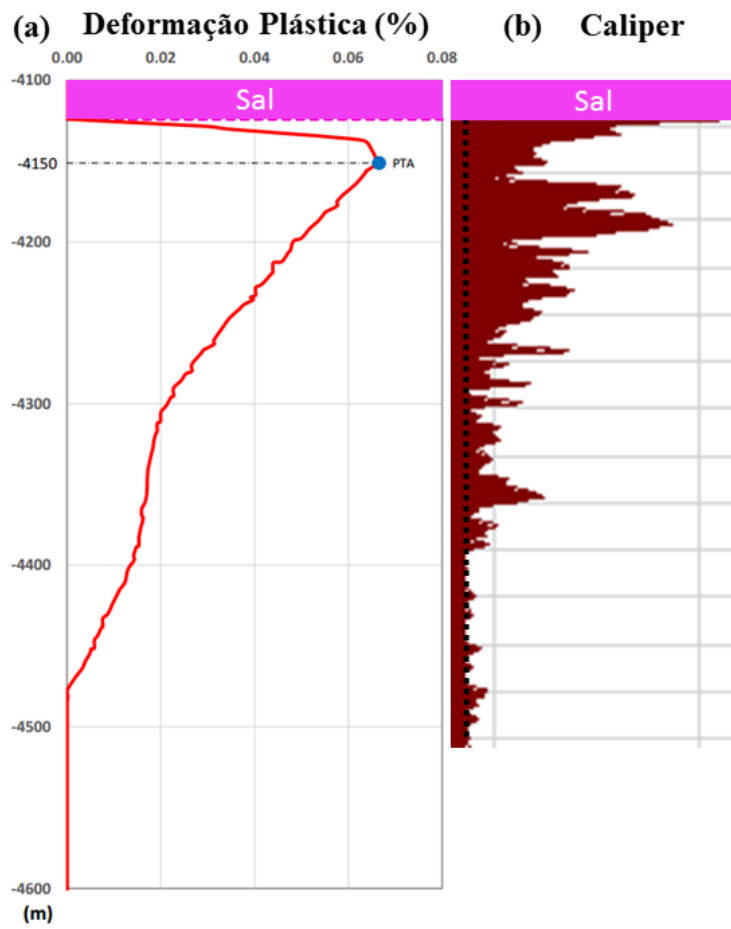


Figura 5.10: (a) Gráfico da deformação plástica final estimada no poço e (b) Perfil *caliper* do poço. PTA é o ponto de avaliação da trajetória de tensões.

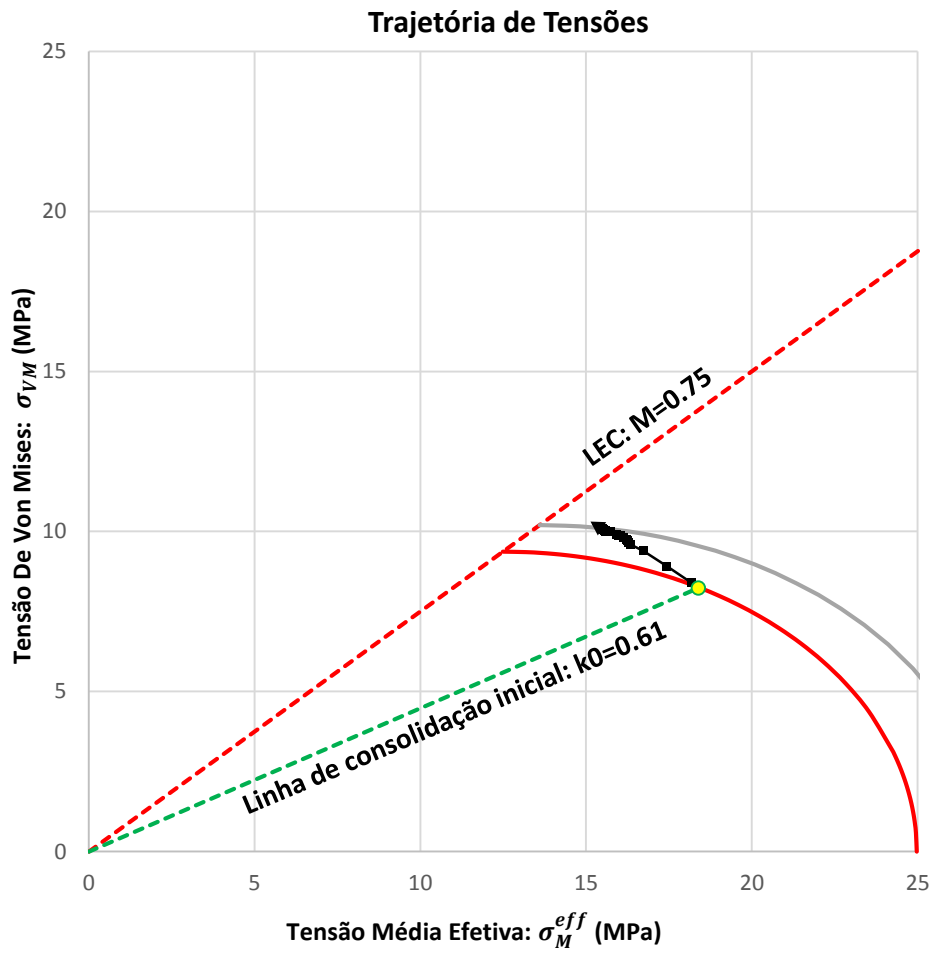


Figura 5.11: Trajetória de Tensões (σ_{VM} , σ_M^{eff}) para o modelo MCC de um ponto em 4150 m de profundidade (PTA).

6

Conclusões e Recomendações

Uma caracterização geológica dos principais riscos geomecânicos abaixo do sal em função das características reológicas dos materiais foi apresentada.

Os principais riscos sotopostos ao sal foram classificados em três tipos, a saber: (i) Formações Tectonicamente instáveis; (ii) Zona de Cisalhamento Rúptil e (iii) Zona de Cisalhamento Dúctil.

Apresentou-se o poço 3-BRSA-1229-ESS na bacia sedimentar do Espírito-Santo, costa sudeste brasileira, como estudo de caso exemplificando um evento de instabilidade mecânica de poço na região subsal.

Simulações numéricas do comportamento visco-elástico de formações evaporíticas foram utilizadas para prever a deformação plástica sofrida pelo material subsal devido à dissipação das tensões desviadoras dentro do sal.

O modelo físico de fluência utilizado para representar o sal é baseado em diferentes mecanismos de deformação identificados a partir de observações micromecânicas e recomendado pela literatura internacional.

Foram realizadas duas simulações, cada uma com um modelo constitutivo elastoplástico diferente para caracterizar o material subsal. Os modelos utilizados foram o Mohr-Coulomb (MC) e Cam-Clay modificado (MCC). Este último se diferencia do anterior por ser baseado na teoria do estado crítico e apresentar superfícies de escoamento elípticas no plano (p,q) .

Os resultados das modelagens apontaram que o material logo abaixo da base do sal sofre deformação plástica apenas com o modelo MCC. O modelo MC por apresentar limites maiores de plastificação não conseguiu reproduzir a plastificação do material, mas apresentou uma razão de falhamento próxima à ruptura do material.

Para o objetivo deste trabalho, que consiste em avaliar o comportamento geomecânico em regiões subsal, o modelo MCC apresentou os resultados comparáveis ao observado no poço. No entanto, para a utilização desse modelo é necessária a definição direta de parâmetros hidromecânicos obtidos em ensaios mecânicos de rochas, muitas vezes não disponíveis.

É fundamental também comentar que o efeito da pressão de fluido não foi considerado neste trabalho. Diversos trabalhos publicados evidenciam diferenças em simulações com poroelasticidade nas rochas adjacentes ao sal.

Além disso, este trabalho não considerou a escala de tempo geológica, apenas foi abordado o tempo de relaxação do sal a partir da sua geometria atual interpretada em imagem sísmica.

Alguns trabalhos discutem as diferenças entre a utilização das abordagens evolutiva e estática. Nestes trabalhos os resultados obtidos em simulações baseadas na evolução das formações evaporíticas são mais próximos à realidade observada em campo. No entanto, são mais complexos computacionalmente.

Assim, como uma proposta para trabalho futuro, pode-se buscar combinar modelos poroelastoplásticos em simulações com acoplamento fluidomecânico para avaliar o comportamento geomecânico das rochas adjacentes ao sal. Como também, avaliar modelagens evolutivas da geometria do sal acoplando a tectônica e sedimentação da bacia.

Referências bibliográficas

- [1] COSTA, M.. **Uma Aplicação de Métodos Computacionais e Princípios de Mecânica das Rochas no Projeto e Análise de Escavações Destinadas à Mineração Subterrânea**. Tese de doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 1984.
- [2] POIATE JR, E.; MAIA, A.; FALCAO, J. L. ; OTHERS. **Well design for drilling through thick evaporite layers**. In: IADC/SPE DRILLING CONFERENCE. Society of Petroleum Engineers, 2006.
- [3] ROMO, L. A.; SHAUGHNESSY, J. M.; LISLE, E. T. ; OTHERS. **Challenges associated with subsalt tar in the mad dog field**. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION. Society of Petroleum Engineers, 2007. SPE 110493.
- [4] NIKOLINAKOU, M. K.; LUO, G.; HUDEC, M. ; FLEMINGS, P. B.. **Geomechanical modeling of stresses adjacent to salt bodies: Poro-elasto-plasticity and coupled overpressures**. AAPG Annual Convention and Exhibition, 2011.
- [5] LUO, G.; NIKOLINAKOU, M.-K.; FLEMINGS, P. B.; HUDEC, M. R. ; OTHERS. **Near-salt stress and wellbore stability: A finite-element study and its application**. In: 46TH US ROCK MECHANICS/GEOMECHANICS SYMPOSIUM. American Rock Mechanics Association, 2012.
- [6] SALEH, S.; WILLIAMS, K.; RIZVI, A. ; OTHERS. **Rubble zone below salt: identification and best drilling practices**. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION. Society of Petroleum Engineers, 2013.
- [7] OLIVEIRA, J. E.; IDAGAWA, L. ; NOGUEIRA, E.. **Evaporitos na bacia de campos, aspectos geológicos e problemas de perfuração**. Relatório Interno CENPES-475, PETROBRAS, 1985.
- [8] JAEGER, J. C.; COOK, N. G. ; ZIMMERMAN, R.. **Fundamentals of rock mechanics**. John Wiley & Sons, 2009.

- [9] LAMA, R.; VUTUKURI, V.. **Handbook on mechanical properties of rocks-testing techniques and results-volume iii**, volumen 3. 1978.
- [10] CARTER, N.; HORSEMAN, S.; RUSSELL, J. ; HANDIN, J.. **Rheology of rocksalt**. Journal of Structural Geology, 15(9-10):1257–1271, 1993.
- [11] WEBSTER MOHRIAK; SZATMARI, P. ; ANJOS, S. M. C.. **Sal, Geologia e Tectônica, exemplos nas Bacias Brasileiras**. Beca, 2008.
- [12] FALCÃO, J. L.; POIATE JR, E.; COSTA, A. M.; DA SILVA, I. A. ; ESTON, S. M.. **Perfuração em formações salinas**. Revista Boletim Técnico Petrobras, 2007.
- [13] BOTELHO, F. V. C.. **Análise numérica do comportamento mecânico do sal em poços de petróleo**. Dissertação de mestrado, Departamento de Engenharia Civil, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2008.
- [14] HASS JR, J.; LORENZ, J. ; CLYNNE, M. A., P. I. R. W. S. C. M.. **Chapter 1: Geology, Mineralogy, and Some Geophysical and Geomechanical Properties of Salt Deposits**. Department of Commerce, National Bureau of Standards, Washington (D.C.), 167 edition, 1981.
- [15] SIMÕES FILHO, C. P. V.. **Simulação numérica de fluência em rochas gipsíferas da formação ibubi bacia do araripe**. Mestrado, Universidade Federal de Pernambuco, RECIFE (PE), 2013.
- [16] JEREMIC, M. L.. **Rock mechanics in salt mining**. CRC Press, 1994.
- [17] COSTA, A. M.; POIATE JR, E.. **Acompanhamento dos ensaios de fluência sobre amostras de rocha halita: Projeto 600.102**. Relatório interno, PETROBRAS, 2003. RT MC 009/03, PETROBRAS/CENPES/PDP/MC.
- [18] 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, Rio de Janeiro, 2012.
- [19] KOEN, A.. **Discoveries fuel gulf of mexico subsalt play**. Oil and Gas Journal, 94(10), 1996.
- [20] MOORE, D.; BROOKS, R.. **Us gulf subsalt evolves into successful play**. Offshore, 57(1):30–1, 1997.

- [21] CRAMEZ, C.; LETOUZEY, J.. **Basic principles in tectonics**. 2014.
- [22] CULLEN, P.; TAYLOR, J.; THOMAS, W.; WHITEHEAD, P.; BRUDY, M.; VAN DER ZEE, W. ; OTHERS. **Ss: Technologies to identify salt-related deep-water drilling hazards**. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE. Offshore Technology Conference, 2010.
- [23] WILLSON, S. M.; FREDRICH, J. T. ; OTHERS. **Geomechanics considerations for through-and near-salt well design**. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION. Society of Petroleum Engineers, 2005.
- [24] WHITSON, C. D.; MCFADYEN, M. K. ; OTHERS. **Lessons learned in the planning and drilling of deep, subsalt wells in the deepwater gulf of mexico**. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION. Society of Petroleum Engineers, 2001.
- [25] ROHLER, S. A.; SANDERS, W. W.; WILLIAMSON, R. N.; FAUL, G. L.; DOOLEY, L. B. ; OTHERS. **Challenges of drilling an ultra-deep well in deepwater-spa prospect**. In: SPE/IADC DRILLING CONFERENCE. Society of Petroleum Engineers, 2003.
- [26] NIKOLINAKOU, M. A.; FLEMINGS, P. B. ; HUDEC, M. R.. **Modeling stress evolution around a rising salt diapir**. *Marine and Petroleum Geology*, 51:230–238, 2014.
- [27] LUO, G.; NIKOLINAKOU, M. A.; FLEMINGS, P. B. ; HUDEC, M. R.. **Geomechanical modeling of stresses adjacent to salt bodies: Part 1—uncoupled models**. *AAPG bulletin*, 96(1):43–64, 2012.
- [28] KROUPRIANTCHIK, D.; HUNT, S.; MEYERS, A. ; OTHERS. **3d geomechanical modelling towards understanding stress anomalies causing wellbore instability**. In: GULF ROCKS 2004, THE 6TH NORTH AMERICA ROCK MECHANICS SYMPOSIUM (NARMS). American Rock Mechanics Association, 2004.
- [29] KROUPRIANTCHIK, D.; HUNT, S. ; MEYERS, A.. **Geomechanical modeling of salt diapirs: A field scale analysis for a 3d salt structure from the north sea**. In: IMPACT OF HUMAN ACTIVITY ON THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT EUROCK 2005: PROCEEDINGS OF THE INTERNATIONAL SYMPOSIUM EUROCK 2005, 18-20 MAY 2005, BRNO, CZECH REPUBLIC, p. 275. CRC Press, 2005.

- [30] SHAIKH, R.; ABUDL, A. M. ; OTHERS. **3d managed-pressure drilling around a salt dome using coiled tubing: a case study—challenges and solutions.** In: ABU DHABI INTERNATIONAL PETROLEUM EXHIBITION AND CONFERENCE. Society of Petroleum Engineers, 2006.
- [31] SHEN, X.; DIAZ, A.; BAI, M. ; OTHERS. **A study of stress rotation in formations: Occurrences, mechanisms, and numerical simulation.** In: 45TH US ROCK MECHANICS/GEOMECHANICS SYMPOSIUM. American Rock Mechanics Association, 2011.
- [32] SANZ, P.; DASARI, G. ; OTHERS. **Controls on in-situ stresses around salt bodies.** In: 44TH US ROCK MECHANICS SYMPOSIUM AND 5TH US-CANADA ROCK MECHANICS SYMPOSIUM. American Rock Mechanics Association, 2010.
- [33] VAN DER ZEE, W.; OZAN, C.; BRUDY, M. ; HOLLAND, M.. **3d geomechanical modeling of complex salt structures.** In: SIMULIA CUSTOMER CONFERENCE, 2011.
- [34] DUSSEAULT, M. B.; MAURY, V.; SANFILIPPO, F.; SANTARELLI, F. J. ; OTHERS. **Drilling around salt: risks, stresses, and uncertainties.** In: GULF ROCKS 2004, THE 6TH NORTH AMERICA ROCK MECHANICS SYMPOSIUM (NARMS). American Rock Mechanics Association, 2004.
- [35] FREDRICH, J. T.; ENGLER, B. P.; SMITH, J. A.; ONYIA, E. C.; TOLMAN, D. ; OTHERS. **Pre-drill estimation of sub-salt fracture gradient: analysis of the spa prospect to validate non-linear finite element stress analyses.** In: SPE/IADC DRILLING CONFERENCE. Society of Petroleum Engineers, 2007.
- [36] FREDRICH, J. T.; COBLENTZ, D.; FOSSUM, A. F.; THORNE, B. J. ; OTHERS. **Stress perturbations adjacent to salt bodies in the deepwater gulf of mexico.** In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION. Society of Petroleum Engineers, 2003.
- [37] FOSSEN, H.. **Structural Geology.** Cambridge University Press, United Kingdom, terceira edição edition, 2010.
- [38] WARREN, J. K.. **Evaporites: A geological compendium.** Springer, 2016.
- [39] POWER, D.; IVAN, C. D.; BROOKS, S. W. ; OTHERS. **The top 10 lost circulation concerns in deepwater drilling.** In: SPE LATIN AME-

- RICAN AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE. Society of Petroleum Engineers, 2003.
- [40] SWEATMAN, R.; FAUL, R.; BALLEW, C. ; OTHERS. **New solutions for subsalt-well lost circulation and optimized primary cementing.** In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION. Society of Petroleum Engineers, 1999.
- [41] BYBEE, K.; OTHERS. **Gom deepwater field-development challenges at green canyon 468.** Journal of Petroleum Technology, 63(04):70–74, 2011.
- [42] HOUSE, W.; PRITCHETT, J.. **Fluid migration associated with allochthonous salt in the northern gulf of mexico: An analysis using 3d depth migrated seismic data.** In: 4TH INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY, 1995.
- [44] SHEN, X.; SIKANETA, S. ; RAMADHIN, J.. **Mud weight design for deviated wells in shallow loose sand reservoirs with 3-d fem.** In: INTERNATIONAL OIL AND GAS CONFERENCE AND EXHIBITION IN CHINA. Society of Petroleum Engineers, 2010.
- [45] NIKOLINAKOU, M. A.; LUO, G.; HUDEC, M. R. ; FLEMINGS, P. B.. **Geomechanical modeling of stresses adjacent to salt bodies: Part 2—poroelastoplasticity and coupled overpressures.** AAPG bulletin, 96(1):65–85, 2012.
- [46] HENK, A.. **Pre-drilling prediction of the tectonic stress field with geomechanical models.** first break, 23(11):53–57, 2005.
- [47] COSTA, A. M.; EDGARD POIATE JRAND FALCÃO, J. L.; GARSKE, R. ; WELL, N. T.. **Well stability near to salt diapirs.** The 11th International Conference of IACMAG, Turin, Italia, 2005.
- [48] LUO, G.; NIKOLINAKOU, M.AND FLEMINGS, P. ; HUDEC, M.. **Geomechanical modeling of stresses adjacent to salt bodies: Uncoupled models.** Adapted from oral presentation at AAPG Annual Convention and Exhibition, Houston, Texas, USA, Search and Discovery, 2011. A40777.
- [49] ROSCOE, K.; BURLAND, J.. **On the generalized stress-strain behavior of wet clay.** in: Engineering Plasticity (editado por J. Heyman and F.A. Leckie), p. 535–608, 1968.

- [50] WOOD, D.. **Soil Behaviour and Critical State Soil Mechanics**. Cambridge University Press, 1990.
- [51] NIKOLINAKOU, M. A.; FLEMINGS, P. B. ; HUDEC, M. R.. **Modeling of shales in salt-hydrocarbon systems**. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 49(2):699–705, 2016.
- [52] OROZCO, S. O.; FONTOURA, S. A. B.; INOUE, N. ; OTHERS. **Numerical 3d stability analysis of wells drilled through salt zones**. In: 47TH US ROCK MECHANICS/GEOMECHANICS SYMPOSIUM. American Rock Mechanics Association, 2013.
- [53] ROWAN, M. G.; RATLIFF, R. A.. **Cross-section restoration of salt-related deformation: Best practices and potential pitfalls**. *Journal of Structural Geology*, 41:24–37, 2012.
- [54] ALBERTZ, M.; BEAUMONT, C.. **An investigation of salt tectonic structural styles in the scotian basin, offshore atlantic canada: 2. comparison of observations with geometrically complex numerical models**. *Tectonics*, 29(4), 2010.
- [55] CHEMIA, Z.; SCHMELING, H. ; KOYI, H.. **The effect of the salt viscosity on future evolution of the gorleben salt diapir, germany**. *Tectonophysics*, 473(3-4):446–456, 2009.
- [56] GOTETI, R.; INGS, S. J. ; BEAUMONT, C.. **Development of salt minibasins initiated by sedimentary topographic relief**. *Earth and Planetary Science Letters*, 339:103–116, 2012.
- [57] GRADMANN, S.; BEAUMONT, C. ; ALBERTZ, M.. **Factors controlling the evolution of the perdido fold belt, northwestern gulf of mexico, determined from numerical models**. *Tectonics*, 28(2), 2009.
- [58] FRANÇA, R. L.; REY, A. C. D.; TAGLIARI, C. V.; BRANDÃO, J. R. ; DE ROSSI FONTANELLI, P.. **Carta estratigráfica da bacia do espírito santo**. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 15:501–509, 2007.
- [59] FJAR, E.; HOLT, R. M.; RAAEN, A.; RISNES, R. ; HORSRUD, P.. **Petroleum related rock mechanics**. Elsevier, 1992.
- [60] ROCHA, L. A. S.; AZEVEDO, C. T. D.. **Projeto de poços de petróleo: geopressões e assentamentos de colunas de revestimentos**. Editora Interciência Ltda, segunda edição edition, 2009.

- [61] DILON, L. D.. **Aplicativo de redes neurais para a previsão de parâmetros de resistência das rochas**. Relatório Interno 600208, Petrobras, 2001.
- [62] SANTOS, E. S. R.; FERREIRA, F. H. ; BORBA, A. M.. **Metodologia de análise geomecânica de poços de petróleo**. Relatório interno, PETROBRAS, 2015. CT CMR 10/2015.
- [63] LODI, P. C.. **Aplicação do modelo Cam-Clay modificado a um solo arenoso**. Mestrado, Universidade de São Paulo, 1998.
- [64] DE SOUZA NETO, E. A.; PERIC, D. ; OWEN, D. R.. **Computational methods for plasticity: theory and applications**. John Wiley & Sons, 2011.
- [65] JACKSON, M. P.; HUDEC, M. R.. **Salt tectonics: Principles and practice**. Cambridge University Press, 2017.
- [66] NIKOLINAKOU, M. A.; HEIDARI, M.; HUDEC, M. R. ; FLEMINGS, P. B.. **Initiation and growth of salt diapirs in tectonically stable settings: Upbuilding and megaflaps**. AAPG Bulletin, 101(6):887–905, 2017.
- [67] TEÓFILO, F. A. F.. **Modelagem e análise numérica do estado de tensões induzido por estruturas salinas**. Tese de doutorado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2016.
- [68] KEANEY, G.; LI, G.; WILLIAMS, K. ; OTHERS. **Improved fracture gradient methodology-understanding the minimum stress in gulf of mexico**. In: 44TH US ROCK MECHANICS SYMPOSIUM AND 5TH US-CANADA ROCK MECHANICS SYMPOSIUM. American Rock Mechanics Association, 2010.

A

Correlações de propriedades hidromecânicas MECHPRO

- Coesão (c):

$$c = 0.025 \frac{0.0045 E (1 - \nu_{cl}) + 0.008 E \nu_{cl}}{10^6 K_b^{-1}}, \quad (\text{A-1})$$

onde ν_{cl} representa o conteúdo de argila, E é o modelo de elasticidade, e K_b é o módulo de compressibilidade Bulk da rocha.

- Resistência à compressão (UCS):

$$UCS = 2c \operatorname{tg} \left(\frac{\pi}{4} + \frac{\phi_a}{2} \right) \quad (\text{A-2})$$

- Ângulo de atrito (ϕ_a)

$$\phi_a = 30^\circ \quad (\text{A-3})$$