Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

Fabrício Vieira Cunha Botelho

Análise Numérica do Comportamento Mecânico do Sal em Poços de Petróleo

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

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

Rio de Janeiro, março de 2008

Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

Fabrício Vieira Cunha Botelho

Análise Numérica do Comportamento Mecânico do Sal em Poços de Petróleo

Dissertação de Mestrado

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

Orientador: Prof. Sérgio Augusto Barreto da Fontoura

Rio de Janeiro

Março de 2008

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

Fabrício Vieira Cunha Botelho

Análise Numérica do Comportamento Mecânico do Sal em Poços de Petróleo

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

Prof. Sérgio Augusto Barreto da Fontoura
Orientador
Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

Dr. Nelson Inoue
Grupo de Tecnologia e Engenharia
de Petróleo (GTEP) – PUC-Rio

Prof. Aldo Durand Farfán
Laboratório de Engenharia Civil – UENF

Prof. José Eugênio Leal
Coordenador Setorial do Centro
Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de janeiro, 14 de março de 2008

Fabrício Vieira Cunha Botelho

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

Ficha Catalográfica

Botelho, Fabrício Vieira Cunha

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

211 f. : il. ; 30 cm

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

Inclui referências bibliográficas.

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

CDD: 624

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

Agradecimentos

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

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

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

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

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

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

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

Aos professores que participaram da Comissão examinadora.

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

Resumo

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

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

Palavras-chave

Fluência, Sal, Abaqus

Abstract

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

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

Keywords

Creep, Salt, Abaqus.

Sumário

Lista de figuras

Lista de tabelas

Lista de símbolos

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

cm = centímetros

cos = cosseno

e = neperiano

E = módulo de elasticidade do material

F = força

ft = feet

G = módulo de cisalhamento

H = *“heaviside step function*”

h = hora

I = invariante do tensor taxa de deformação

J = invariante do tensor das tensões

k = constante da mola

K = kelvin

kg/m³ = quilograma por metro cúbico

Km = quilômetro

lb/gal = libra por galão

ln = logaritmo neperiano

m = metro

m/h = metro por hora

MPa = megaPascal

pol/h = polegada por hora

ppg = *“pounds per gallon”*

psi/ft = *“psi per feet”*

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

Q = energia de ativação

q = tensão equivalente

r = distância em relação ao eixo do poço

R = raio do poço

s_{ij} = tensor desviador de tensões

sinh = seno hiperbólico

t = tempo

T = temperatura

U = deslocamento

$\dot{U}$ = taxa de deslocamento

% = porcentagem

º = grau

ºC = grau celsius

“ = polegada

e = deformação

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

$\ddot{e}$ = derivada da taxa de deformação

s = tensão

m = viscosidade

ν = coeficiente de Poisson

d_{ij} = delta de Kronecker

z = fator de proporcionalidade

q = ângulo

1
INTRODUÇÃO

1.1.
Motivação

Entre as regiões afastadas da costa, as Bacias de Campos e de Santos (localizadas no Sudeste do Brasil) vêm recebendo uma considerável atenção pela indústria do petróleo por se destacarem em relação à exploração de hidrocarbonetos.

Na Figura 1-1, visualizam-se as Bacia de Santos, a Bacia de Campos e parte da Bacia do Espírito Santo, onde se têm diversos registros de ocorrência de camadas de evaporitos em elevadas profundidades. A Bacia de Campos se inicia na costa do Espírito Santo, cujos limites vão desde a cidade de Vitória até o município de Arraial do Cabo, no litoral do estado do Rio de Janeiro. A Bacia de Santos se estende desde Arraial do Cabo (passando pelo litoral de São Paulo e pelo Paraná) até Santa Catarina. As bacias foram assim denominadas, Campos e Santos, pelos geólogos, pois são as cidades que estão na mediatriz das respectivas bacias.

A Bacia de Campos é responsável por mais de 80% da produção nacional e a Bacia de Santos possui uma enorme perspectiva de crescimento devido às novas descobertas petrolíferas que têm acontecido com freqüência.

Na Bacia de Campos, muitos poços profundos têm sido perfurados através de espessos intervalos de sal. Segundo Costa et al (2005), até a década de 1990, as diversas formas para prever o comportamento do sal a altas temperaturas e altas tensões diferenciais tinham um custo elevado, tendo casos até de perda de poços.

A perspectiva para esta década, conforme destacado por Willson & Fredrich (2005), é que uma significativa quantidade de novos campos de exploração estará em zonas de sal ao redor do mundo, em águas profundas do golfo do México, de Angola, do Brasil, do Norte e Oeste da África.

Um exemplo desses novos campos está na Bacia de Santos, onde a Petrobras confirmou a descoberta de petróleo leve de 30° API no dia 04 de outubro de 2006 pelo teste do poço 1-RJS-628A, encontrando reservatório de alta produtividade, situado abaixo de uma camada de sal de dois mil metros de espessura (“pré-sal”). A confirmação desta informação foi divulgada em 8 de novembro de 2007 com a conclusão da análise dos testes de formação do segundo poço (1-RJS-646) na área denominada Tupi no bloco BM-S-11, localizado também na Bacia de Santos (Figura 1-1), onde é estimado um volume recuperável de óleo leve de 28° API de 5 a 8 bilhões de barris de petróleo e gás natural.

A Petrobras realizou também uma avaliação regional do potencial petrolífero do pré-sal que se estende nas bacias do Sul e Sudeste brasileiros. Os volumes recuperáveis estimados de óleo e gás para os reservatórios do pré-sal, se confirmados, elevarão significativamente a quantidade de óleo existente nas bacias brasileiras, colocando o Brasil entre os países com grandes reservas de petróleo e gás do mundo.

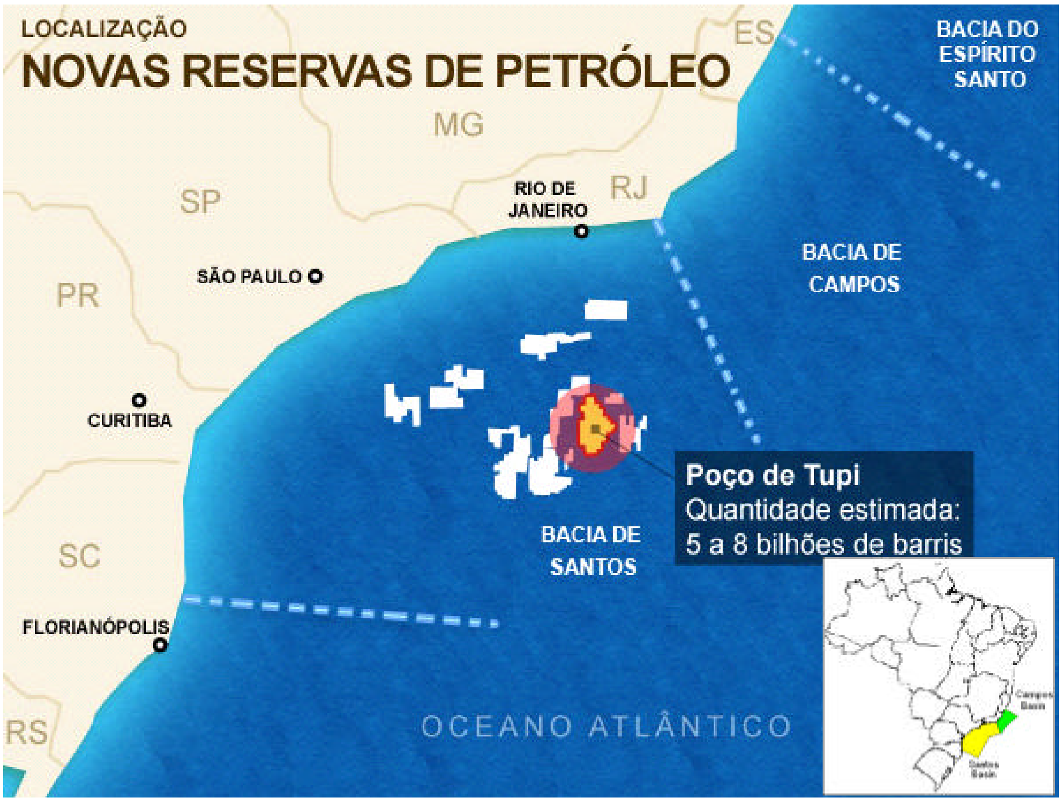


Figura 1-1: Localização das Bacias de Campos e Santos e das novas descobertas (http://g1.globo.com/Noticias/Economia_Negocios/0,,MUL176231-9356,00.html - modificado)

Com investimentos de US$ 1 bilhão, foram perfurados nos últimos 3 anos 15 poços que atingiram as camadas pré-sal, sendo que oito deles foram devidamente testados e avaliados com as melhores técnicas da indústria petrolífera. Estes poços produziram óleo leve de alto valor comercial (28° API) e grande quantidade de gás natural associado.

Para atingir estas camadas pré-sal (entre 5000 e 7000 metros de profundidade), a Petrobras desenvolveu novos projetos de perfuração, nos quais mais de 2000 metros de sal foram atravessados. O primeiro poço demorou mais de um ano e custou US$ 240 milhões. No fim de 2007, a Petrobras já havia conseguido perfurar um poço equivalente em 60 dias a um custo de US$ 60 milhões.

Integrados a um grande esforço de mapeamento, os dados obtidos por esses poços possibilitaram delimitar com elevado grau de segurança que as rochas do pré-sal se estendem por uma área que vai do Estado do Espírito Santo ao Estado de Santa Catarina, ou seja, com 800 km de extensão e 200 km de largura, em lâmina d'água entre 2 e 3 mil metros de profundidade.

A presença de estruturas salinas nestas Bacias forma condições favoráveis para o aprisionamento dos hidrocarbonetos, aumentando a probabilidade de sucesso na prospecção de óleo e gás. Isto porque o evaporito é uma rocha selante de hidrocarbonetos por excelência.

Por outro lado, muitos problemas operacionais (como o aprisionamento de coluna de perfuração e o colapso do poço) têm sido registrados pela indústria do petróleo quando se está perfurando através de espessas camadas de sal. Além disso, a deformação de sedimentos adjacentes do sal, combinada com as tensões de perturbações causadas pela presença do sal, traz normalmente riscos na zona de transição, tais como a instabilidade do poço ou problemas de perda de circulação. Estes contratempos criam grandes desafios e geram oportunidades de evolução da Indústria do Petróleo.

Sendo assim, a complexidade destes corpos salinos e os profundos reservatórios requerem não somente altos custos de desenvolvimento, mas também uma tecnologia inovadora para alcançar os campos de produção, sendo necessária a utilização de procedimentos especiais para perfuração através de evaporitos. Um exemplo desta particularidade foi estudado por Willson & Fredrich em 2005. Os autores apresentaram e mostraram como incertezas perto e através do sal podem ser incluídas no projeto geomecânico do poço e no peso da lama necessário para a perfuração.

Existem grandes perspectivas de que significativas quantidades de novos campos de exploração estarão em zonas de sal ao redor do mundo, em águas profundas, em especial na costa brasileira. As formações de sal nestes casos promovem boas oportunidades e desafios para o projeto e a construção de complexos poços a serem perfurados nestas regiões.

1.2. Objetivo

Desta forma, o objetivo deste estudo é propor o comportamento mecânico do sal em poços de petróleo. Analisaram-se os deslocamentos, deformações e tensões na parede do poço e em sua vizinhança para diversos pesos de fluido de perfuração por meio do método dos elementos finitos.

Foram realizadas modelagens computacionais mediante a utilização de um programa comercial de elementos finitos: o Abaqus. Através de análises de deformação plana e de análises axissimétricas, as simulações numéricas puderam prever o comportamento elástico e, principalmente, o provocado pela fluência do sal.

1.3. Escopo

Este trabalho está estruturado em seis capítulos, incluindo esta introdução, que caracteriza o Capítulo 1, uma seção de referências bibliográficas e três apêndices.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica dos evaporitos, desde os conceitos básicos até uma extensa pesquisa acerca da geologia, da gênese e da litologia do sal. Está abordada também neste capítulo a característica selante do evaporito, assim como as estruturas complexas formadas pelo diapirismo (processo de ascensão do corpo salino). Por fim, apresenta-se um pequeno histórico dos problemas de perfuração de poços de petróleo em estratos salinos.

O Capítulo 3 se destina à revisão conceitual e histórica dos modelos constitutivos de fluência da literatura (empíricos, físicos e reológicos), em que são citados os principais trabalhos e linhas de pesquisas. A fluência sob tensão variável com o tempo também é tema tratado neste capítulo. Ainda, destaca-se a Teoria de Endurecimento por Tempo Transcorrido e a Teoria de Endurecimento por Deformação. Ambas teorias são discutidas a partir de uma breve revisão bibliográfica e da dedução das equações utilizadas pelo Abaqus para um estado multiaxial de tensões.

No Capítulo 4 são realizadas as modelagens computacionais no Abaqus com a utilização da análise de deformação plana para prever o comportamento elástico e, sobretudo, o de fluência do sal. No início do capítulo estão explicados os pontos relevantes para a criação da malha e do modelo propriamente dito, com a abordagem, por exemplo, das condições de contorno e dos parâmetros utilizados nas formulações. É feita também uma validação do programa Abaqus com o emprego das equações elásticas de Kirsch e Bradley. Finalmente, estão apresentados e discutidos os resultados das simulações numéricas, em que se analisam os deslocamentos, deformações e tensões na parede do poço e na sua vizinhança, utilizando a Teoria de Endurecimento por Tempo Transcorrido e uma comparação com a Teoria de Endurecimento por Deformação.

No Capítulo 5 são realizadas as modelagens computacionais no Abaqus sendo utilizada a análise axissimétrica com o objetivo de prever o comportamento elástico e, especialmente, o provocado pela fluência do sal. No início do capítulo estão explicados os pontos relevantes para a criação da malha e do modelo propriamente dito, fazendo um detalhado esclarecimento dos estágios de escavação. Além disso, os resultados das simulações numéricas são apresentados e discutidos, em que se analisam os deslocamentos, deformações e tensões na parede do poço e na sua vizinhança, utilizando a Teoria de Endurecimento por Tempo Transcorrido e uma comparação com a Teoria de Endurecimento por Deformação. Simultaneamente a estes resultados, também é estudado o impacto dos estágios de escavação no comportamento do sal.

No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões e as sugestões de trabalhos futuros. Após esse capítulo são listadas as referências bibliográficas citadas no trabalho e em seguida são apresentados três apêndices.

O Apêndice A consiste no mapa dos mecanismos de deformação do sal de Munson. O Apêndice B apresenta os resultados obtidos da modelagem numérica da análise de deformação plana no Abaqus, como descrito no Capítulo 4 para a versão "*time hardening*" e simulando um peso de fluido de perfuração de 11ppg. O Apêndice C versa sobre os resultados obtidos da modelagem numérica da análise axissimétrica no Abaqus, conforme explicado no Capítulo 5, para a versão "*time hardening*" e simulando um peso de fluido de perfuração de 11ppg.

2
EVAPORITOS

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica dos evaporitos, desde os conceitos básicos até uma extensa pesquisa sobre a geologia, gênese e litologia do sal. Está abordada também neste capítulo a característica selante do evaporito, assim como as estruturas complexas formadas pelo diapirismo do sal. Por fim, apresenta-se um pequeno histórico dos problemas de perfuração de poços de petróleo em estratos salinos.

2.1.
Definição

Evaporitos são rochas sedimentares que apresentam camadas de minerais salinos, sendo o principal a halita, depositados diretamente de salmouras em condições de forte evaporação e precipitação de bacias de sedimentação restritas, quentes e subsidentes. Tais depósitos de sais podem ser de origem continental ou marinha em que haja aporte periódico de água salgada. Na Figura 2-1a visualiza-se uma camada evaporítica num depósito em Chipre, ilha no leste do mar Mediterrâneo ao sul da Turquia. Já a Figura 2-1b apresenta uma bacia de acumulação evaporítica em Utah, Estados Unidos, denominada “*Bonneville salt flats*”.

(a)

(b)

Figura 2-1: (a) Camada evaporítica. (b) Bacia de acumulação evaporítica (Earth Science World Image Bank AGI, http://www.earthscienceworld.org/imagebank).

O principal ambiente de formação corresponde ao de lagunas em climas tropicais com fortes e contínuas evaporações acompanhadas de afluxo sistemático ou intermitente de água salgada do mar e com pouco ou nenhum aporte de sedimentos clásticos.

A precipitação do sal acontece quando o soluto atinge o ponto de saturação salina daquele componente. Desta maneira a deposição de camadas salinas ocorre em uma seqüência ou sucessão de salinização progressiva da bacia de deposição, dos sais menos solúveis para os mais solúveis; por exemplo, gipsita ($CaSO_4.H_2O$) e anidrita ($CaSO_4$) nas camadas inferiores, halita ("sal de cozinha" – NaCl), silvita (KCl), carnalita ($KCl.MgCl_2.6H_2O$) nas camadas superiores.

2.2. Ocorrência

2.2.1. Mundo

Os evaporitos são encontrados em várias bacias de hidrocarbonetos ao redor do mundo, como mostra a Figura 2-2. Existem depósitos significativos nas águas profundas do Golfo do México e em regiões "offshore" do oeste da África e Brasil, no Sul do Mar do Norte, Egito e Oriente Médio.

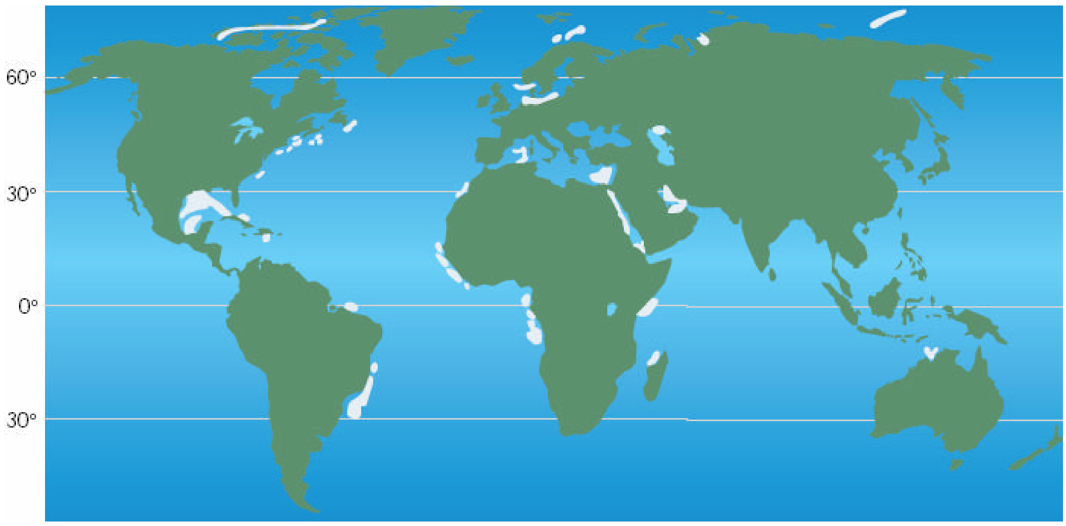


Figura 2-2: Maiores depósitos Globais de Sais estão indicados pelas áreas brancas (modificado – Farmer et al, 1996)

Billo (1996) já observava que diversas reservas de petróleo são associadas com evaporitos em muitas áreas do mundo, contemplando bacias nos Estados Unidos (Delaware, Michigan, Paradox) e no Oriente Médio. As águas profundas da América do Norte, do Golfo do México e da Nova Escócia (Noroeste do Canadá) já são áreas de exploração e produção de óleo e gás. Willson & Fredrich (2005) também constataram que uma significante atividade de exploração também é o alvo de regiões “offshore” da Angola e do Brasil.

2.2.2. Brasil

Os depósitos sergipanos de evaporitos, estudados por Andrade (1980), estão distribuídos por cerca de 2000 km² em superfície. A bacia sedimentar cretácea de Sergipe está dividida em várias pequenas bacias que se interconectavam na época pretérita de deposição destes mesmos sais. Do ponto de vista geológico estrutural, tal bacia evaporítica está dividida em três sub-bacias: Taquari/Vassouras, Santa Rosa de Lima e Bixo Japaratuba.

A indústria do petróleo registra experiências de camadas de evaporitos de 2000 a 3000 metros de espessura a uma profundidade de 3000 a 4000 metros abaixo do fundo do mar a uma lâmina d’água de 2000 a 2500 metros. Num caso geológico típico da Bacia de Campos analisado por Costa et al (2005), a espessa camada de halita a ser perfurada está no intervalo de 2324 a 3034 metros abaixo do fundo do mar ou no intervalo entre 3720 a 4430 metros em relação ao equipamento de perfuração.

Outros estudos foram realizados na Bacia de Santos por Poiate et al (em 2006) com o objetivo de planejar a exploração de poços em águas ultraprofundas com lâmina d’água acima de dois mil metros (WD – “*Water Depth*” = 2140m) e com uma profundidade vertical real (TVD – “*True Vertical Depth*”) de 6000 metros. Nesta prospecção era esperada a perfuração através de quase 2000m de rocha de sal (halita, carnalita e taquidrita). Vale ressaltar que até 2005 somente a halita e anidrita estavam presentes nas prospecções sub sal. Atualmente o novo desafio é a perfuração através de espessas camadas de evaporito com diferentes sais, tais como a carnalita ($KCl.MgCl_2.6H_2O$) e taquidrita ($CaCl_2.MgCl_2.12H_2O$), que possuem taxas elevadas de fluência quando comparadas com as da halita (NaCl).

2.3. Geologia

2.3.1. Mundo

Segundo Billo (1996), no Oriente Médio as acumulações de espessas seqüências de carbonatos e evaporitos ocorreram do Triásico ao Cretácio. Esta sucessão cíclica marcou uma elevada produção a partir da pedra calcária associada a evaporitos.

Outras formações importantes, registradas por Sheffield et al (1983), são os evaporitos das Bacias de "*Williston*" e de "*Green River*", região de "*Rocky Mountains*", Estados Unidos. Tais Bacias foram formadas durante vários ciclos de depósitos marinhos, principalmente no Período Jurássico e Triásico.

2.3.2. Brasil

Oliveira et al (1985) estudaram os aspectos geológicos das rochas salinas principalmente na Bacia de Campos. De acordo com este trabalho, a formação dos evaporitos no Brasil ocorreu à cerca de 135 milhões de anos, ou seja, Cretáceo Inferior. O processo de separação continental deu origem a golfos, anteriores a separação total (mar aberto), ao longo de toda costa atual, o que propiciou condições de restrição do fluxo de água do mar. Todo este processo, associado a condições ambientais como volume original, clima seco e quente, ventilação, evaporação, alimentações da fonte de água e restrição morfológica, foram favoráveis para formação de depósitos evaporíticos no litoral brasileiro.

Segundo um modelo proposto na literatura, o movimento de ascensão de corpos salinos (halocinese) originados em depósitos evaporíticos foi local, dentro de cada uma das lagunas, ao longo da bacia. Tal fenômeno pode penetrar e deformar as camadas de rochas mais densas acima do sal e produzir estruturas dômicas. À medida que se prosseguia a separação continental, a condição do ambiente deixou de ser restrita, dando-se início a depósitos de sedimentos em mar aberto.

São exemplos deste tipo de formação de evaporitos ligados à restrição do fluxo de água do mar no litoral brasileiro, citado por Medeiros (1999), o Fm Ariri (Bacia de Santos), o Fm Mariricu (Bacia do Espírito Santo), o Fm Muribeca (Sergipe-Alagoas) e a seção evaporítica encontrada na costa do Ceará.

2.4. Gênese

Em seu estudo datado de 1980, Andrade (1980) explica a gênese dos evaporitos marinhos e apresenta os componentes que estão em solução na água do mar e de que maneira tais elementos foram precipitados pela evaporação até a formação das rochas salinas.

Os principais constituintes da água do mar estão descritos na Tabela 2-1. O NaCl é o constituinte da água do mar que corresponde a 78% em relação ao total de sólidos dissolvidos. Em outras palavras, o cloreto de sódio é o constituinte mais abundante desses precipitados, seguindo-se os sais de magnésio, sulfato de cálcio e cloreto de potássio. Com a evaporação, a salmoura se concentra progressivamente e ocorre a saturação primeiramente dos compostos pouco solúveis e, posteriormente, dos sais altamente solúveis. Sendo assim, vale ressaltar que os compostos mais abundantes não necessariamente serão os primeiros a precipitar.

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

Constituinte	Porcentagem em relação ao total de sólidos dissolvidos
NaCl	78,04
$MgCl_2$	9,21
$MgSO_4$	6,53
$CaSO_4$	3,48
KCl	2,21
$CaCO_3$	0,33
$MgBr_2$	0,25
$SrSO_4$	0,05

O primeiro composto a precipitar pela evaporação de água do mar é o $CaC0_3$, de solubilidade extremamente baixa, cuja quantidade em solução é pequena em relação ao NaCl. Na fase seguinte, ocorre a precipitação do $CaS0_4$. Antes do final da separação do $CaS0_4$, inicia-se a precipitação do terceiro composto, o NaCl. A partir daí, segue-se a separação de outra fase, que contém magnésio ou potássio, constituindo um sal complexo denominado polihalita ($K_2SO_4.MgS0_4.2CaS0_4.2H_2O$). A seqüência de minerais formados após a separação do NaCl é complexa e variável, dependendo de fatores como a temperatura e do eventual contato com cristais anteriormente formados, com os quais poderão reagir. Dois precipitados, encontrados na maioria dessas seqüências finais, são a silvita (KCl) e carnalita ($KCl.MgCl_2.6H_2O$).

O caso mais comum de formação de evaporitos ocorre com a precipitação de sais em bacias parcialmente isoladas, com evaporação constante, mas também com fornecimento adicional e contínuo da água salgada. Um exemplo disto é a evaporação de um mar profundo como o Mediterrâneo, cuja profundidade média é de 1.500 metros, o que produziria camadas de espessura de apenas 26 metros de halita (NaCl) e de 1,5 metros de anidrita ($CaS0_4$). Geologicamente, no entanto, são conhecidas camadas de $CaS0_4$ e NaCl com algumas centenas de metros de espessura, o que indica a influência de algum outro mecanismo, além da evaporação, numa bacia isolada.

Estas bacias parcialmente isoladas ocorrem em diversas condições geológicas, denominadas bacias de barreira. Nesta situação, a água flui para o interior da bacia por cima de uma barreira submersa, em que a evaporação superficial contínua provoca o enriquecimento das salmouras. Enquanto a recirculação da água é impedida pela barreira, as salmouras vão se depositando no fundo por serem mais densas. Pode ser que não ocorra a separação dos outros compostos por não atingir a salinidade suficiente requeridas, já que os primeiros compostos a se precipitar podem preencher totalmente a bacia.

2.4.1.
Mundo

Estudo realizado pela "*British Petroleum*" e pela "*Sandia National Laboratories*" (Willson & Fredrich, 2005) constatou que o sal mais comum em regiões do Golfo do México é a halita (NaCl). Entretanto, existem outros tipos de sal dependendo da sua composição química. Sendo assim, os depósitos de sal normalmente se apresentam associados a outros minerais:

- Sais de sódio - principalmente a halita (NaCl);
- Sais de potássio - silvita (KCl), carnalita ($KMgCl_3.6H_2O$) e polihalita ($K_2Ca_2Mg(SO_4)_4$);
- Sulfatos - gipsita ($CaSO_4.2(H_2O)$) e anidrita ($CaSO_4$).

A mineralogia de 57 amostras de poços sub-sal das atividades de exploração de águas profundas da "*British Petroleum*" foram compiladas utilizando a difração de raio-X. Conforme a Tabela 2-2, esta caracterização mineralógica da região do Golfo do México apresentou, na média, uma predominância de halita (95%), com impurezas de anidrita. Também foram constatados outros evaporitos, em baixa percentagem, tais como silvita, gipsita e carnalita. Ainda, verificou-se a presença de impurezas não salinas em pequena proporção, como o quartzo, calcita, dolomita, feldspato e argilominerais.

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

Constituinte	Média	Mínima	Máxima	Desv. Padrão
Halita	95,4	81,4	99,5	3,6
Anidrita	2,1	0,3	8,0	1,9
Silvita	0,1	0	2,7	0,4
Calcita	0,6	0	9,0	1,4
Quartzo	0,7	0	3,7	0,7
Outros	0,1	0	1,9	0,3

2.4.2. Sergipe

Andrade (1980) fez um levantamento dos tipos de sais e suas ocorrências no Estado de Sergipe e também constatou diversas semelhanças em relação à idade, à mineralogia e ao aspecto estrutural entre os de Sergipe e os das regiões costeiras da África. Foi observado que ambos se formaram após a primeira fase de separação dos continentes Africano e Sul Americano, que data do Período Jurássico, Era Mesozóica.

Em Sergipe, ocorrem camadas de 155 metros de espessura de bichofita ($MgCl_2.6H_20$) e seções de mais de 100 metros de espessura da taquidrita ($CaCl_2.2MgCl_2.12H_2O$). Ambos também são encontrados na costa oeste da África. Apesar de muito raro, é muito importante a identificação da taquidrita em depósitos evaporíticos para fins de exploração petrolífera. Isto porque este mineral, assim como a carnalita, possui altas taxas de fluência. As ocorrências da taquidrita e carnalita são de fundamental importância para o projeto do fluido de perfuração e do revestimento do poço.

2.4.3. Bacia de Campos

Na Bacia de Campos, na seção superior da Formação Lagoa Feia, foi apontado por Oliveira et al (1985) que a perfuração exploratória verificou a ocorrência de anidrita, $CaSO_4$ (desidratação da gipsita, $CaSO_4.2H_2O$, originalmente depositada), halita (NaCl) e carnalita ($KCl.MgCl_2.6H_2O$), provenientes da precipitação das salmouras no golfo meridional.

Poiate et al (2006) acrescentaram também que até 2005 somente a halita e anidrita estavam presentes nas prospecções sub sal. Atualmente o desafio é a perfuração através de espessas camadas de sal com diferentes sais, tais como a carnalita ($KCl.MgCl_2.6H_2O$) e taquidrita ($CaCl_2.MgCl_2.12H_2O$), que possuem taxas elevadas de fluência quando comparadas com a halita (NaCl).

2.5.
Estratigrafia e Litologia

2.5.1.
Estados Unidos

Os evaporitos das Bacias de “Williston” e de “Green River” localizados na região de “Rocky Mountains” e registrados por Sheffield et al (1983) foram formados durante vários ciclos de depósitos marinhos, principalmente no Período Jurássico e Triásico. As rasas lagunas presentes naqueles tempos depositaram sal e minerais que estavam na solução e em suspensão. Os sais depositados continham cloreto de sódio com muitas impurezas. Cloreto de cálcio e magnésio estavam também presentes e formaram camadas de gipsita a anidrita. Foi também constatado pelos autores que a erosão e a taxa de deformação do sal em altas profundidades aliadas a alta pressão e temperatura influenciam as espessuras das camadas e o nível de interestratificação da formação.

A Bacia de “Williston”, por exemplo, é uma bacia sedimentar localizada em Dakota e Montana, que está estratificada em basicamente três formações salinas: “Pine Salt” a uma profundidade aproximada de 165 a 250 metros; “Charles Salt”, com variação entre 230 e 315 metros e com espessura média de sal de 23 metros e onde se localizam os maiores problemas de perfuração e “Prairie Salt” a uma profundidade de 260 a 410 metros e com espessura média de sal de 5 metros. Reforça-se que a Bacia de “Williston” está em camadas estratificadas alternadas com camadas de rochas sedimentares, assim como folhelhos e calcários.

2.5.2. Sergipe

A litologia da bacia sedimentar cretácea de Sergipe estudada por Andrade (1980) é formada por sais de potássio, tais como silvinita (mistura de cloreto de potássio e sódio) e carnalita (cloreto duplo de potássio e magnésio). Por outro lado, são encontrados sais de magnésio, como a taquidrita (cloreto duplo de magnésio e cálcio) e a carnalita.

A halita ou salgema (NaCl) representa os sais de sódio. Geralmente o sal não está depositado em leito contínuo e homogêneo. As rochas clásticas, principalmente os folhelhos orgânicos, vêm intercaladas em quantidades variáveis. Muitas vezes, impurezas argilosas ou orgânicas escurecem bastante o salgema.

Foi realizada testemunhagem contínua e análise das amostras de quase todo o intervalo de sais na seqüência evaporítica na área de Carmópolis (SE). Constatou-se que na base ocorrem geralmente raros e finos leitos de calcários criptocristalinos, que devem marcar o início da deposição evaporítica. Depois foi observada a zona de sais solúveis, que compreendem vários ciclos e cuja seqüência de deposição é halita, halita com carnalita (sais radioativos) e halita com sais magnesianos (taquidrita e bichofita) terminando com silvinita e halita. Encerrando-se a seqüência evaporítica, há uma zona de anidrita/gipsita e calcários, com intercalações de folhelhos orgânicos, que em maior ou menor quantidade, estão presentes em todo intervalo descrito.

2.5.3. Bacia de Santos e de Campos

As regiões "*offshore*" das Bacias de Santos e de Campos fornecem complexos exemplos de estruturas salinas. A sísmica estratigráfica e o tectonismo nestas áreas são particularmente conhecidos como resultados de algumas décadas de exploração de hidrocarbonetos. Estas bacias sedimentares foram estudadas por Chang et al (1992) e formaram-se na Era Mesozóica.

A migração de óleo ocorre para cima através da camada de evaporito, juntamente com o crescimento normal das falhas em reservatórios com os turbiditos, que são rochas sedimentares originadas em ambientes sub-aquáticos. O campo de Marlim, na Bacia de Campos, por exemplo, é um campo de óleo gigante que possuía originalmente um volume armazenado de aproximadamente 10 bilhões de barris de óleo, tornando-se o maior campo de petróleo afastado da costa conhecido no mundo. Cobbold & Szatmari (1991) observaram que o óleo tem sido encontrado em camadas cada vez mais estratificadas sucessivamente a distâncias maiores da costa brasileira. Primeiramente, abaixo dos evaporitos de Idade Aptiano. Depois, carbonatos Albianos e, finalmente, nos turbiditos Terciários.

2.6. Geologia Estrutural

2.6.1. Falha

Falha geológica, ou simplesmente falha, é uma superfície num volume de rocha em que se observa deslocamento relativo dos blocos paralelos à fratura. Em outras palavras, uma falha é uma rachadura na crosta de terra. Tipicamente, as falhas são associadas aos limites entre placas tectônicas da terra. Em uma falha ativa, as partes da crosta de terra movem-se ao longo do tempo, podendo causar terremotos.

Kinsman (1974) e Barr (1977) discutiram a geologia estrutural dos depósitos de evaporitos. Constatou-se que a maioria dos depósitos de evaporitos do Mundo está relacionada com a Tectônica de Placas. O primeiro tipo de formação de evaporitos é na placa da litosfera continental, onde os depósitos de evaporitos são conhecidos e onde são encontrados os maiores depósitos mundiais. Estes depósitos são extensos, mas geralmente pouco espessos, tendo, na maioria dos casos, dezenas ou centenas de metros de espessura. Alguns exemplos deste tipo de formação são algumas bacias nos Estados Unidos (Williston, Delaware e Michigan) e a bacia Amazônica no Brasil. O segundo tipo são as formações entre duas placas da litosfera tanto convergentes quanto divergentes. A convergente não é uma categoria importante, enquanto a divergente é considerada muito significativa para o estudo dos depósitos de evaporitos à margem do continente.

No caso de formação dos depósitos de evaporitos em virtude da convergência de placas, as litosferas continentais das duas placas entrarão eventualmente em contato. As irregularidades dos dois continentes poderão formar áreas com condições de restrição de água do mar que propiciarão a formação de uma bacia de evaporitos.

Os evaporitos formados pelas divergências de placas (por meio da ruptura da placa continental) ocorrem tipicamente por meio de cintos lineares ao longo das margens continentais. Estes depósitos de evaporitos possuem geralmente quilômetros de espessura com predominância da halita.

Esta expansão tectônica provavelmente contribuiu para a formação e deformação dos evaporitos na Costa do Golfo e outras bacias formadas com a separação da África e América do Sul.

Um exemplo de espessas camadas de sal, resultado do afastamento intracontinental relacionada com a ruptura das placas continentais, são as Bacias de Sergipe-Alagoas, possivelmente análogo aos depósitos de Gabon, aos evaporitos do Mar Morto e às Bacias de Evaporitos de Danakil da Etiópia.

2.6.2. Dobras

Designam-se "Dobras Diapíricas" as estruturas anticlinais, cujos núcleos, formados por rochas plásticas, romperam-se violentamente através das camadas sobrejacentes, perfurando-as em direção à superfície. O fenômeno é habitual nos terrenos salíferos. Grandes domos destas rochas (salgema, gesso, argilas e estruturas salíferas, entre outros.), sob forte compressão (motivada por movimentos tangenciais ou pela própria ação gravitacional dos terrenos que se lhe sobrepõem), bem como sob ação do calor (fator que aumenta a plasticidade das rochas salíferas), movem-se em direção a zonas de menor pressão com tendência à acumulação ao longo das charneiras de dobras anticlinais, freqüentemente atingidas por falhas que facilitam a penetração dos núcleos salíferos mencionados. A ascensão destas massas plásticas provoca deformações profundas, não só nas próprias rochas plásticas em movimento como também nas rochas dos terrenos encaixantes. Além dos diápiros formados por rochas sedimentares, considera-se também diápiro o núcleo constituído por rochas magmáticas.

2.6.3. Diapirismo

Denomina-se diápiro o corpo de massa rochosa, sólida ou parcialmente fundida, que ascende na litosfera ou na astenosfera por ser mais leve do que as encaixantes. Já diapirismo, é o processo de ascensão de diápiro, ou seja, de massa rochosa menos densa do que as encaixantes, resultando em intrusão das encaixantes acima que podem ser deformadas por este processo, muitas vezes em estruturas dômicas, juntamente com a própria massa intrusiva. Na Figura 2-3 está apresentada a seqüência de formação do domo salino, as formas sinclinais e anticlinais e a influência do diáporo nas tensões em torno dessas formações.

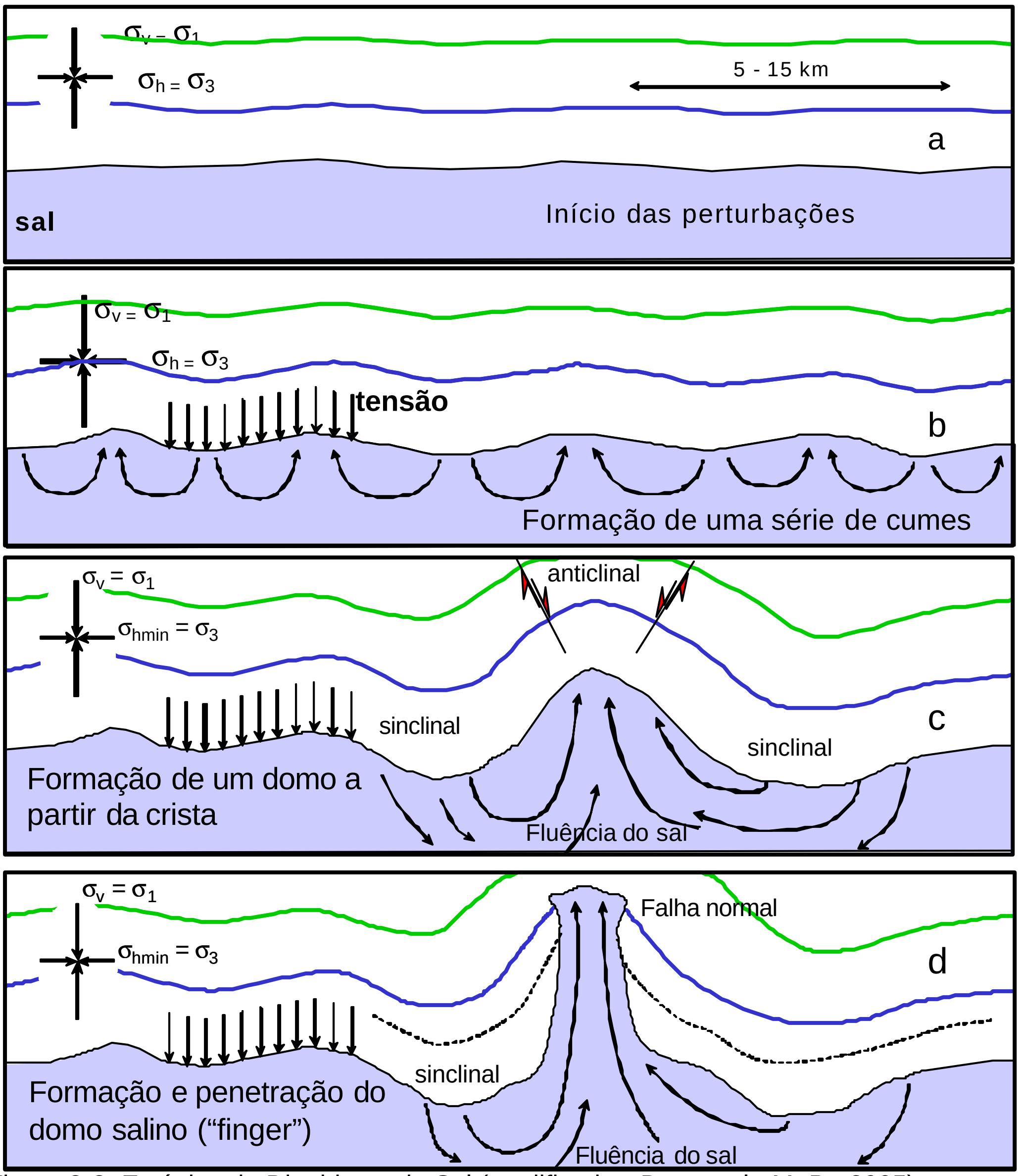


Figura 2-3: Estágios do Diapirismo do Sal (modificado - Dusseault, M. B., 2005)

É de suma importância o estudo das estruturas diapíricas em rochas salinas. Isso porque o evaporito, em seu estado natural, apresenta porosidade e permeabilidade praticamente nulas (Medeiros, 1999). Esta característica é muito importante para a indústria do petróleo na medida em que o sal ajuda a criar estruturas selantes de hidrocarbonetos, propiciando a acumulação de petróleo, como pode ser visualizado na representação esquemática da Figura 2-4. Nesta figura está representada a halocinese, ou seja, a ascensão de corpos salinos, originados em depósitos evaporíticos penetrando e deformando camada de rochas mais densas acima e produzindo estruturas dômicas, o que também pode ser comprovado na seção sísmica da Figura 2-5. Tais formações são de grande interesse para a exploração petrolífera porque ao longo de um período de 10^6 a 10^8 anos o sal ajudou a criar estruturas selantes de hidrocarbonetos.

Esta importante característica selante também é aplicada à viabilidade de projetos de estocagem de combustíveis estratégicos e armazenamento de lixo tóxico e radioativo em rochas salinas.

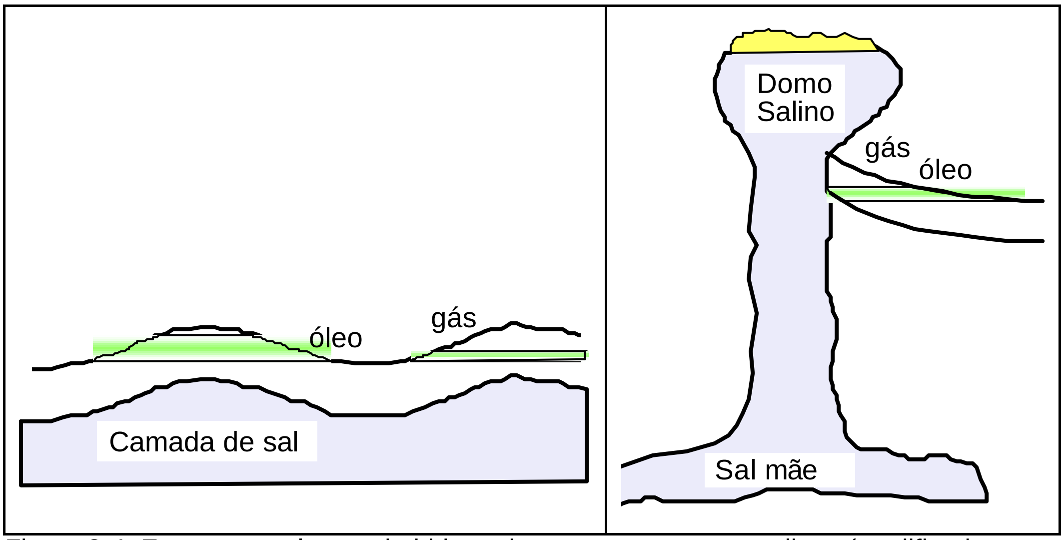


Figura 2-4: Estruturas selantes de hidrocarbonetos em estratos salinas (modificado - Dusseault, M. B., 2005).

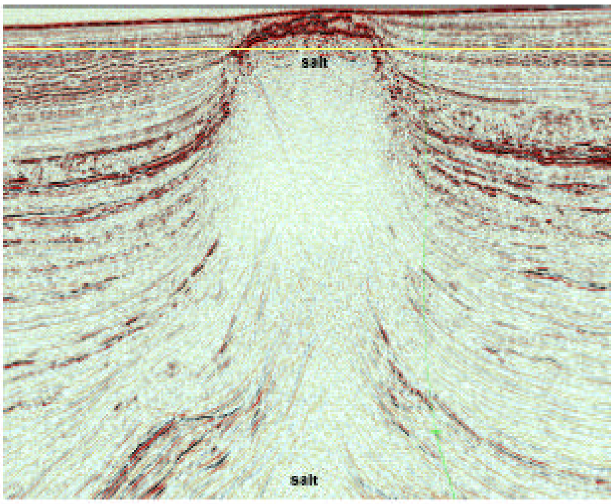


Figura 2-5: Seção sísmica que demonstra o diapirismo do sal (Willson & Fredrich, 2005).

Por outro lado, as estruturas próximas ao diápiro são complexas, como apresentado na Figura 2-6. Possuem zonas de intenso cisalhamento ao redor do domo salino, regiões fraturadas e com falhas acima dele, que são propícias para o aprisionamento de óleo e de gás. Esses são alguns dos fatores que dificultam a perfuração na vizinhança do sal.

Segundo Kupfer (1974), na zona de cisalhamento, o sal pode ser incorporado de 5% até 50% de materiais externos, principalmente argilas. Como resultado, o evaporito “sujo” desta zona de transição, que varia de 3 a 300 metros de largura, tem propriedades físicas diferentes do sal original, tais como resistência e dureza. A identificação e o reconhecimento desta zona de cisalhamento é de suma importância para entender o tempo geológico, as condições de formação, bem como os movimentos do sal.

No que tange a fragmentação, o diápiro em alguns depósitos de sal corresponde a 50 % ou mais do maciço rochoso que originalmente estava em camadas horizontais. Nestes casos, o depósito de sal está sujeito à elevada deformação, o que facilita a formação de uma região com alto fraturamento e falhas acima do domo salino.

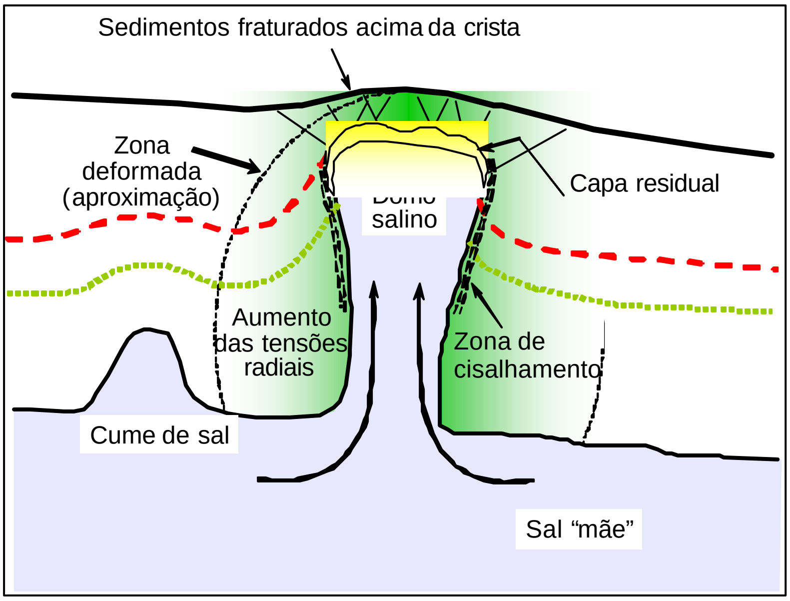


Figura 2-6: Regiões de influência do domo salino (modificado - Dusseault, M. B., 2005)

2.7. Problemas de perfuração em evaporitos

A Geologia Estrutural do evaporito, como foi destacado no subitem 2.6, é complexa, pois possui zonas de alto cisalhamento e regiões muito fraturada e alterada nas proximidades do diápiro. Além disso, a fluência associada ao sal é outro fator que pode agravar os problemas de perfuração neste tipo de rocha.

Oliveira et al (1985) realizaram um grande estudo acerca dos problemas de perfuração relacionados a evaporitos na Bacia de Campos. Foi relatado que, quando a camada de sal começa a obstruir o poço (causada pela fluência), há um aumento do torque durante a perfuração e dificuldades no manuseio da coluna de perfuração durante as manobras (“*drag*”), fenômeno conhecido como ameaça de prisão da coluna de perfuração.

Para Medeiros (1999) a prisão de coluna, assim como outros problemas de perfuração, ocorrem no início da perfuração da camada de sal ou nas proximidades do diápiro quando os parâmetros de perfuração e propriedades do fluido de perfuração ainda não foram devidamente ajustados às novas condições.

Para solucionar estes problemas de fechamento da coluna de perfuração do poço em pontos acima da broca, repassa-se o trecho em questão fazendo-o voltar às suas dimensões originais, ou seja, ao diâmetro nominal da broca.

2.7.1.
Mundo

Os estudos internacionais têm relatado inúmeros problemas de perfuração associados ao sal. Sheffield et al (1983) discutiram em seu trabalho a estratégia de perfuração de alguns poços que colapsaram quando atravessavam as formações salinas nas Bacias de “Williston” e de “Green River”, região de “Rocky Mountains”, Estados Unidos.

Na Bacia de “Williston” foram perfurados três poços, e somente um deles não teve grandes problemas. Todavia, os outros dois furos, ambos localizados na Dakota do Norte, apresentaram colapso do revestimento quando atravessavam formações salinas. Na Bacia de “Green River” perfuraram-se quatro poços, sendo que dois deles foram cimentados após apresentarem alguns problemas. Os outros dois poços colapsaram, assim como ocorreu na Bacia de “Williston”, quando atravessavam o evaporito.

Ainda nos Estados Unidos, existem relatos de problemas de perfurações em evaporitos no Texas. O primeiro poço perfurado no campo de Kerns atravessou uma seção salina de 3567 a 3981 metros onde foram registradas várias prisões de coluna. Outro poço perfurado no campo de Whelan encontrou sal a partir de 3804 metros e foram necessários 4 meses entre as pescarias e a perfuração desta camada salina.

No Sudão, o poço Durwara 1 atravessou uma camada de sal entre 2121 e 2865 metros inicialmente utilizando fluido de perfuração com peso específico de 11,7lb/gal. Abaixo do evaporito, o arenito encontrava-se com pressão anormal, havendo um influxo de água para o poço. Este "*kick*" somente foi controlado quando houve um aumento do peso do fluido para 19,85lb/gal.

2.7.2. Brasil (Bacia de Campos)

No trabalho apresentado por Oliveira et al (1985) foram realizadas perfurações de 26 poços exploratórios em evaporitos na Bacia de Campos. Neste estudo, a Bacia de Campos foi subdividida em cinco áreas para melhor compreensão dos problemas de perfuração.

A primeira área, situada ao norte da bacia, apresentou gradiente geotérmico variando entre 23°C/km a 30°C/km, sendo que quanto mais ao norte, maior o gradiente geotérmico. Foi observado também que quanto mais distante da costa, maior a profundidade da camada de sal. Sendo assim, no nordeste desta área, os fatores de pressão e temperatura, determinantes para a mobilidade do sal, são elevados. Este fenômeno pôde ser observado no poço **1-RJS-97C,** que reuniu justamente as condições mais desfavoráveis quanto à pressão e à temperatura. Este poço apresentou um gradiente geotérmico de 26,6°C/Km, um dos mais elevados da Bacia e grande profundidade de ocorrência da seção de evaporitos refletindo na temperatura média de 159°C. Abaixo da seção de evaporitos, atingiu-se um arenito portador de gás, comprovado por um "*kick*", sendo a maior dificuldade de perfuração deste poço e evidenciando zonas de pressão anormalmente altas. Estas altas pressões na base da secção geraram outros problemas durante a perfuração, tais como perda de circulação, prisão de coluna, pescaria, desvio e finalmente o abandono.

A segunda área, localizada no sudeste do Cabo de São Tomé, não apresentou problemas nos sete poços perfurados.

A terceira área, situada a leste de Pargo, apresentou condições intermediárias nos quatro poços perfurados. Destacam-se os poços **1-RJS-66** e o **1-RJS-117A**, que apresentaram espessas camadas de halita e ocorrência de carnalita. Especificamente no poço **1-RJS-66** ocorreram ameaças de prisão de coluna somente nos últimos 100 metros, parando a perfuração na profundidade de 4491m. Segundo dados sísmicos, a camada de sal se estende neste poço até 5200m.

O poço **1-RJS-138** apresentou problemas, como perda de circulação, prisão de coluna, pescaria e desvio. Vale ressaltar que, neste poço, só se conseguiu atravessar a camada de evaporito com sucesso com a elevação da densidade da lama para 14,5 a 15,0 lb/gal a uma temperatura média de 135°C na seção de sal.

Por outro lado, no poço **1-RJS-154B** houve um "kick" de água com lama a 9,8 lb/gal a 3846m, logo acima do topo da seção de sal, que foi controlado e estabilizado com 11 lb/gal. Foram detectadas altas pressões no topo do evaporito, que foi perfurado em 3891m.

Na quarta área, conhecida como região dos campos produtores, foram perfurados 12 poços e observaram-se as situações mais desfavoráveis. Em todos os poços, a perfuração da seção de evaporito foi iniciada com fluido de densidade 10 a 11 lb/gal. Foram analisados três poços (**1-RJS-118, 1-RJS-118A, 1-RJS-182**) que se destacaram em problemas de perfuração e, conseqüentemente, na possibilidade do aprendizado.

No poço **1-RJS-118** houve grandes anormalidades devido à fluência da seção evaporítica encontrada no intervalo de 3850 e 4670 metros, composta da halita sem intercalações. Após vários repasses, prisões de coluna, pescarias e obstruções no revestimento, o poço foi abandonado e foi repetido através do poço **1-RJS-118A**. Apesar de o poço **1-RJS-118A** ter sido perfurado utilizando um fluido com densidade 1,0 lb/gal acima da média do poço **1-RJS-118** (passando para 11,0 a 11,3 lb/gal), ainda houve dificuldades de perfuração, como as prisões de coluna e os repasses da broca.

A deformação do sal pôde ser observada claramente no poço **1-RJS-182** onde teve a coluna presa a 15 metros dentro da seção de sal. Mesmo quando se elevou a densidade do fluido de 10,5 para 11,6 lb/gal, ainda ocorreram prisões, o que ocasionou em um novo aumento da densidade do fluido para 13 lb/gal, obtendo sucesso na perfuração até 662m abaixo do sal após ameaças de prisão mesmo com a nova densidade. A alta temperatura somada à fluência do evaporitos justificam os fatos relatados neste poço.

Na quinta e última área, destaca-se o poço **1-RJS-99**, onde foi perfurado 329m de halita depois de três prisões de coluna. A primeira prisão foi solucionada com o aumento do peso de 10,9 para 11,5 lb/gal. As outras duas, com a circulação de 70 barris de água industrial.

Um outro estudo realizado pela Petrobras (Amaral et al, 1999) tratou da reavaliação do comportamento do poço **1-RJS-480** por ocasião do fechamento do revestimento de 9 5/8" no trecho de travessia da zona de sal durante a etapa de retirada da coluna. Tal fechamento pôde ser observado, pois a broca de perfuração estava topando em vários pontos do revestimento.

Para encontrar o peso de fluido mais adequado a ser utilizado na zona de sal do poço **1-RJS-480**, realizaram-se testes de absorção na formação acima da zona de sal limitando o peso de fluido de perfuração a um valor máximo de 12,6 lb/gal. Desta forma, utilizou-se um fluido de 12,0 lb/gal no trecho de halita. Mesmo assim, foram necessários inúmeros repasses durante a travessia do sal devido a uma taxa de deformação excessivamente alta (0,05”/hora) na parede dos poços. Foram realizadas simulações, que constataram que seria possível uma janela temporal suficiente para instalação do revestimento de 9 5/8”, o que foi comprovado na prática. Todavia, durante a retirada da coluna, verificou-se que a coluna estava topando no revestimento em vários pontos. Foi observada também uma ovalização do revestimento que se estabilizou com o tempo, podendo-se afirmar que não ocorreu a formação de rótula plástica. Como medida contingencial, colocou-se um novo revestimento de 7” com posterior cimentação do anular ao longo de todo o trecho de halita. Para manter uma condição confortável de instalação do revestimento de 7” considerando o colapso estrutural do revestimento de 9 5/8”, recomenda-se aumentar o peso de lama de 12,0 para 14,0 lb/gal. Isto porque utilizando-se o peso de lama de 12,0 lb/gal tem-se uma margem de segurança de 24% até a ruptura do revestimento de 7”. Por outro lado, utilizando-se 14,0 tem-se uma margem de 48% até a ruptura.

3
FLUÊNCIA NOS EVAPORITOS

O Capítulo 3 se destina à revisão conceitual e histórica dos modelos constitutivos de fluência da literatura, em que são citados os principais trabalhos e linhas de pesquisas. A fluência sob tensão variável com o tempo também é tema tratado neste capítulo. Ainda, destacam-se a Teoria de Endurecimento por Tempo Transcorrido e a Teoria de Endurecimento por Deformação. Ambas são discutidas a partir de uma breve revisão bibliográfica e da dedução das equações utilizadas pelo Abaqus para um estado multiaxial de tensões.

3.1.
Conceituação de Fluência aplicada ao Evaporito

Na ciência dos materiais, a fluência, ou *"creep"*, é o termo usado para descrever a tendência de um material a se deformar ao longo do tempo para aliviar tensão. A deformação do material ocorre em conseqüência do longo tempo de exposição a níveis de tensão que estão abaixo da tensão última do material. A fluência é mais freqüente nos materiais que são sujeitados a altas temperaturas por longos períodos. A ocorrência da fluência varia em função das propriedades dos materiais, das tensões de sobrecarga aplicada, do tempo e da temperatura de exposição. A fluência é de grande interesse aos geotécnicos que trabalham com rochas salinas em perfurações de poços de petróleo em águas ultraprofundas, pois normalmente estes poços operam sob altas tensões e temperaturas.

As rochas de sal pertencem a um grupo de rochas sedimentares chamado Evaporito, depositado pela evaporação da água salina. Segundo Poiate et al (2006), o sal é um material geológico não usual que, sob tensões constantes, significativas deformações são esperadas em função do tempo, das condições de carregamento e das propriedades físicas. Em outras palavras, o sal possui comportamento de fluência, sendo a principal diferença no comportamento mecânico em relação às demais rochas sedimentares.

De acordo com Costa (1984) e Costa et al (2005), o comportamento "*creep*" (ou fluência) é a evolução das deformações plásticas com o tempo devido à aplicação contínua de tensão. Nos evaporitos, a fluência é influenciada sensivelmente pela espessura da camada de sal, pela temperatura de formação, pela composição mineralógica, pelo teor de água, pela presença de impurezas e pela extensão em que a tensão diferencial é aplicada no corpo salino.

Amaral et al (1999) analisaram informações de poços perfurados através de espessas seções de evaporitos, onde foi constatada uma taxa de deformação excessivamente alta na parede dos poços, tais como 0,05 pol/h. Esta taxa que o sal pode fluir é dependente de alguns parâmetros, tais como temperatura, tensão diferencial e tipo de sal.

Diversos autores (Costa, 1984; Assis, 1990; Oliveira, 2004) também reforçam que a velocidade de deformação por fluência ($d\varepsilon/dt$) é fortemente dependente do nível de tensão aplicada. A Figura 3-1 apresenta um gráfico para níveis de tensão, em que $\sigma1<\sigma2<\sigma3$, a uma temperatura constante. Observa-se que, quanto maior o nível de tensão, maior será a velocidade de deformação por fluência ou taxa de deformação, o que pode ser comprovado pelas inclinações das curvas deste gráfico. Vale ressaltar que $\sigma1$, $\sigma2$ e $\sigma3$ são constantes ao longo de cada ensaio.

Costa (1984) também estabeleceu esta mesma relação com a temperatura, ou seja, quanto maior a temperatura (T), maior será a velocidade de deformação por fluência ou taxa de deformação. A Figura 3-2 apresenta um gráfico com nível de tensão constante variando a temperatura, em que T1<T2<T3. Vale destacar que T1, T2 e T3 permanecem constantes durante cada ensaio.

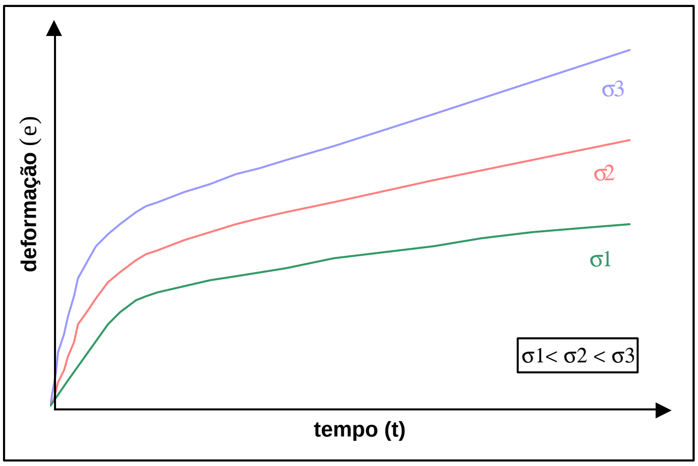


Figura 3-1: Curvas de Fluência para variações de tensão a temperatura constante.

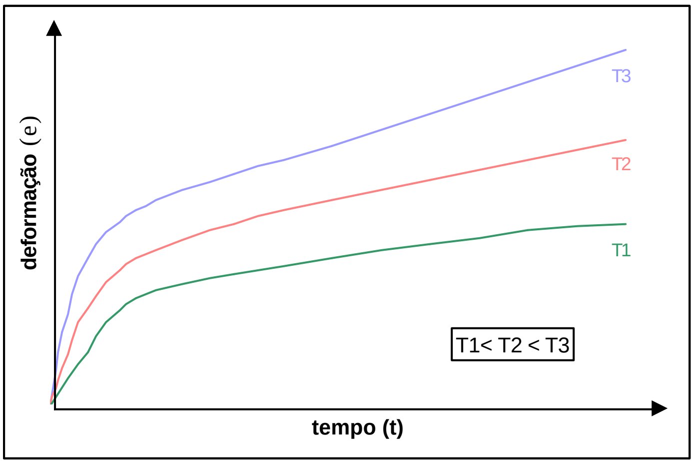


Figura 3-2: Curvas de Fluência para variações de temperatura a uma tensão constante.

Têm sido ensaiados diversos corpos de prova de evaporitos para melhor compreender seu comportamento em poços de petróleo. Entretanto, depois de diversas análises, Oliveira et al (1985) relataram que “a fluência, a rigor, é incontrolável”. Isto porque, mesmo que a contrapressão do fluído de perfuração se equipare às tensões no poço, haverá um fluxo espontâneo inerente ao depósito com pequena taxa de deformação e segundo uma direção preferencial estabelecida.

Uma alternativa utilizada para combater a fluência, segundo alguns estudos (Oliveira, 1984; Poiate et al, 2006), é aumentar o peso do fluido de perfuração para que as tensões, assim como as deformações, diminuam. Isto é importante para que dê tempo de completar o poço, incluindo o tempo necessário para intervenção do poço sem revestimento. Ainda que a intervenção no poço seja bem sucedida, uma pequena taxa de deformação ativa as tensões em seu revestimento e compromete a completação, podendo chegar até ao abandono do poço, como foi o caso do poço 1-RJS-118, relatado no Capítulo 2.

3.2. Estágios de Comportamento de Fluência

A evolução das deformações com o tempo é caracterizada em laboratório por três estágios de comportamentos, como pode ser visualizado na Figura 3-3 e Figura 3-4, que representam um ensaio típico de fluência sobre um corpo de prova.

De acordo com Costa (1984) e Dowling (1999), se um nível constante de tensão e temperatura é aplicado no corpo sólido no início de ensaio, ocorre uma pequena deformação elástica que evolui para o primeiro estágio chamado de transiente ou fluência primária. Neste estágio, logo que a tensão diferencial é aplicada, a taxa de deformação é muito alta, ou seja, possui uma elevada velocidade de fluência. Esta taxa de deformação ou velocidade de fluência diminui monotonicamente até uma taxa constante de deformação, como pode ser observado na Figura 3-3. Neste instante, inicia-se o segundo estágio (também denominado de regime permanente ou estacionário, ou ainda, fluência secundária), que se caracteriza por apresentar uma velocidade de deformação constante com o tempo. Por outro lado, no terceiro estágio (também chamado de fluência terciária) ocorre a aceleração da taxa de fluência, isto é, da taxa de deformação com o tempo, representado na Figura 3-3. Nesta fase, a acelerada deformação do material por fluência leva rapidamente à ruptura do corpo sólido. Isto é explicado pelo micro fraturamento em um plano preferencial que forma macro-fissuras. Nos materiais rochosos, este cisalhamento pelo deslocamento de dois planos de fratura gera aumento de volume e pode ser explicado pelo fenômeno da dilatância.

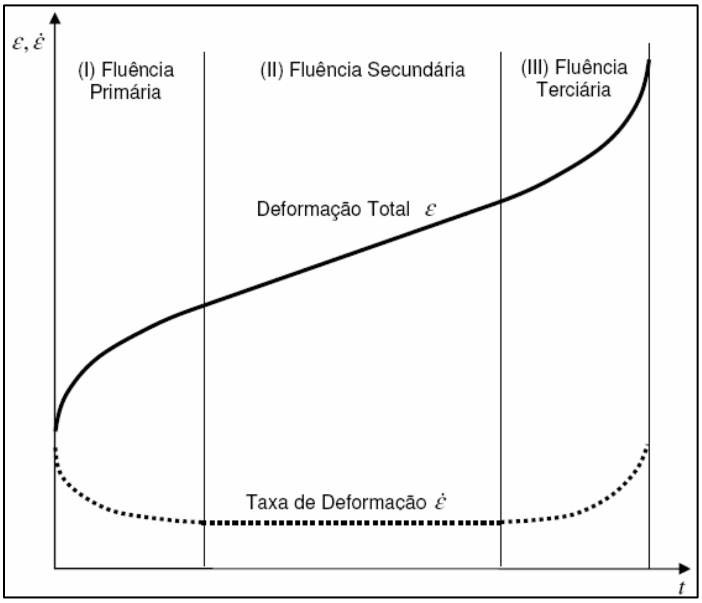


Figura 3-3: Os três estágios da fluência analisados pela deformação e taxa de deformação (Findley et al, 1976; Oliveira, 2004 ; Costi, 2006).

Além dos três estágios de comportamento citados anteriormente, a recuperação das deformações é outro fenômeno característico de materiais em regime de fluência, que pode ser melhor visualizada na Figura 3-4 . Costa (1984) e Medeiros (1999) afirmam que o corpo sólido recuperará a configuração original e seguirá a trajetória PQR se a tensão for subitamente reduzida a zero durante a fase de fluência primária. O trecho PQ é caracterizado por uma recuperação rápida e instantânea. Por outro lado, o trecho QR representa uma recuperação lenta que tende assintoticamente a zero, ou seja, ocorre a recuperação da configuração original do corpo de prova, não restando deformações plásticas.

Da mesma forma que na fluência primária (quando o material se encontra em regime de fluência secundária) a repentina redução do nível de tensões terá como resposta uma recuperação elástica instantânea, representada pelo trecho TU, seguida de uma recuperação lenta, representada pelo trecho UV. Todavia, esta recuperação de deformações (quando o material se encontra em regime de fluência secundária) tende assintoticamente para uma deformação permanente, o que não ocorre quando o corpo sólido está em regime de fluência primária.

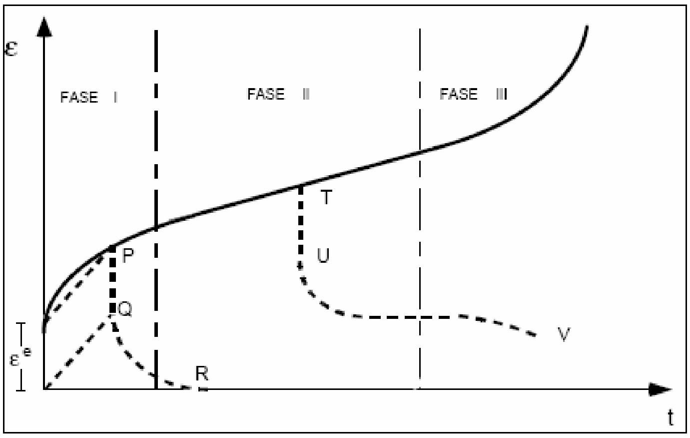


Figura 3-4: Comportamento típico de um material sob regime de fluência (Costa , 1984; Gravina, 1997; Medeiros, 1999).

3.3. Modelos Constitutivos de Fluência da Literatura

Muitos modelos na literatura foram utilizados para descrever o comportamento de fluência nas rochas. A maioria deles foram inicialmente derivados de estudos de metais e depois adaptados para a mecânica das rochas. Tais modelos podem ser divididos em três grandes grupos: empíricos, físicos e reológicos.

Os modelos geralmente descrevem somente uma parte da curva típica de fluência, apresentada na Figura 3-3. Alguns modelos representam somente o regime transiente; outros, somente o regime permanente. Existem também modelos que são uma combinação das deformações de fluência primária e secundária. No entanto, a modelagem da terceira fase de fluência é muito complexa. O presente trabalho está focado no estudo da fluência primária e secundária.

3.3.1.
Leis Empíricas de Fluência

Os modelos empíricos são equações matemáticas deduzidas a partir da observação e ajuste entre o comportamento de uma curva típica de fluência e o seu resultado experimental para um problema segundo o estado uniaxial de tensões e deformações. De acordo com Costa (1984), apesar de esta lei representar somente a fluência primária, bons resultados foram obtidos a partir da comparação de resultados *"in situ"* da mina de Taquari-Vassouras com as simulações numéricas.

Foram utilizadas algumas premissas para que se pudesse formular um modelo. Por exemplo, considerou-se a deformação dependente somente do nível de tensão aplicada e da temperatura num tempo específico. Portanto, os modelos empíricos não levam em consideração, por exemplo, a forma com que se atingiu o estado de tensões e as temperaturas estudadas.

Outro aspecto importante é que as equações empíricas normalmente são provenientes do estudo dos metais. Para a utilização na representação do comportamento das rochas, as constantes empíricas são ajustadas em função dos resultados experimentais.

As equações empíricas podem ser subdivididas de acordo com a função matemática governante: potencial, logarítmico e exponencial.

3.3.1.1.
Lei Potencial

O modelo empírico potencial é o mais utilizado na literatura (Findley, 1976; Costa, 1984; Assis, 1990; Oliveira, 2004) em virtude da sua simplicidade e do seu bom ajuste aos primeiros resultados obtidos de fluência, especialmente para os ensaios realizados sob pressão e temperatura constantes. Este modelo pode ser expresso da seguinte forma:

$$e^{f} = Ks^{c}t^{b}T^{a}, \qquad (3.1)$$

em que:

e^{f} é a deformação transiente de fluência;

s é a tensão desviadora;

t é o tempo;

T é a temperatura;

K, *a*, *b* e *c* são constantes empíricas.

Como a lei potencial é aplicada à fase transiente da curva de deformação por fluência, existem algumas sugestões para incorporação da fase permanente. Por outro lado, a fluência secundária é melhor formulada pelas leis físicas, que serão explicadas no item 3.3.2.

Para alguns metais e outras aplicações envolvendo pequenos acréscimos de tempo, considerando a fluência primária, a seguinte equação tem sido largamente utilizada para a deformação por fluência (Findley,1976):

$$\overset{f}{e} = Ks^{c}t^{b}, \tag{3.2}$$

em que:

$\overset{f}{e}$ é a deformação transiente de fluência;

s é a tensão desviadora;

t é o tempo;

K, *b e c* são constantes empíricas.

A equação apresentada nada mais é que o caso particular da Lei de Bailey-Norton. Isto porque é a união das equações propostas por cada um desses dois autores em 1929.

3.3.1.2.
Lei Logarítmica

A lei logarítmica tem a mesma forma da lei potencial e também descreve apenas a fluência primária. Todavia, a variável tempo é expressa com uma função logarítmica:

$$\overset{f}{e} = Ks^{c}\ln(t)T^{a}, \tag{3.3}$$

em que:

$\overset{f}{e}$ é a deformação transiente de fluência;

s é a tensão desviadora;

t é o tempo;

T é a temperatura;

K, *a* e *c* são constantes empíricas.

A equação 3.3 pode ser reduzida, considerando a tensão e temperatura constantes:

$$\overset{f}{e} = K\ln(t) \tag{3.4}$$

A grande desvantagem desta lei logarítmica é que a taxa de fluência torna-se infinita em valores de tempo que tendem a zero. Para solucionar este problema foi proposta a seguinte lei:

$$\overset{f}{e} = K\ln(1+ht) \qquad (3.5)$$

A lei logarítmica apresenta bom ajuste em relação à curva experimental nas situações com baixa temperatura e para curtos períodos de tempo. Para os outros cenários, a lei logarítmica não descreve satisfatoriamente o comportamento do material.

3.3.1.3.
Lei Exponencial

A lei apresentada a seguir descreve a deformação transiente da fluência como uma função exponencial da temperatura. O restante da equação é similar a outros modelos empíricos já apresentados:

$$\overset{f}{e} = Ks^{c}t^{b}e^{\frac{j}{T}}, \qquad (3.6)$$

em que j é mais uma constante empírica.

Existem também diversas outras leis exponenciais na literatura que tentam representar o comportamento da fluência secundária, formuladas a partir da observação do material depois da fase de redistribuição de tensões, como a de Ludwick, proposta em 1909:

$$\dot{\overset{f}{e}} = \dot{\overset{f}{e}}_0\left(e^{\frac{s}{s_0}}\right), \qquad (3.7)$$

na qual:

$\dot{\overset{f}{e}}$ é a taxa de deformação no regime permanente de fluência;

s é a tensão diferencial.

Eyrich apresentou uma formulação em 1956 a partir da equação 3.7, incluindo a influência da temperatura:

$$\dot{\overset{f}{e}} = \dot{\overset{f}{e}}_0\left(e^{-\frac{Q}{RT}}\right)\sinh\left(\frac{s}{s_0}\right), \qquad (3.8)$$

em que:

$\dot{\overset{f}{e}}$ é a taxa de deformação no regime permanente de fluência;

Q é a energia de ativação;

R é a constante universal dos gases;

T é a temperatura;

s é a tensão diferencial.

De acordo com Costa (1984), Assis (1990) e Gravina (1997), as equações exponenciais em função da temperatura, como a 3.8, podem ser aplicadas em análises de problemas de mudanças de temperatura durante a deformação por fluência. Um exemplo em que a temperatura se eleva com o tempo é o armazenamento de lixo radioativo em minas subterrâneas de sal.

3.3.2. Leis Físicas de Fluência

Segundo Frayne & Mraz (1991), na década de 1980, leis físicas constitutivas de fluência foram recomendadas pela literatura internacional para representar o comportamento dos evaporitos baseado em mecanismos de iteração por meio de certos intervalos de tensões, de estado de deformação, de taxa de deformação, de temperatura e de microestrutura.

Munson publicou alguns estudos (Munson, 1984; 1991) nos quais as leis físicas constitutivas para a fluência secundária são apresentadas por meio de mapas de mecanismos de deformação baseados em faixas de temperatura e tensão diferencial em que um específico mecanismo micromecânico controla a deformação por fluência do sal (Apêndice A). São basicamente três mecanismos que regem o comportamento de fluência dos materiais: *"dislocation climb"*, *"dislocation glide"* e um mecanismo indefinido. Por não haver termos adequados em português para descrever esses dois primeiros mecanismos, eles serão descritos na língua inglesa, como na literatura.

3.3.2.1. Mecanismo *"dislocation climb"*

O *"dislocation climb"* é o mecanismo mais estudado pelos pesquisadores e é controlado por um fenômeno chamado ativação térmica. Isto porque um aumento da temperatura de um corpo sólido gera uma maior oscilação de seus átomos em torno de uma posição de equilíbrio. Simultaneamente a esse processo, ocorre também a redistribuição molecular da estrutura do material, que provoca o aumento da capacidade de fluência. Sendo assim, quanto maior a temperatura a que o material está submetido, maior será a velocidade de fluência para um determinado estado de tensão.

Nas situações em que a temperatura está no intervalo de moderada a alta e o material está sujeito a um baixo regime de tensão diferencial, a fluência é controlada pelo *"dislocation climb"* e pode ser expressa pela seguinte equação (Munson & Devries, 1991):

$$\overset{f}{\dot{e}} = A_1 \cdot \left(\frac{s}{G}\right)^{n_1} \cdot e^{\left(-\frac{Q_1}{RT}\right)}, \qquad (3.9)$$

em que:

$\overset{f}{\dot{e}}$ é a taxa de deformação de fluência na condição de regime permanente;

A_1 é uma constante;

s é a tensão generalizada;

G é o módulo de cisalhamento;

Q é a energia de ativação;

R é a constante universal dos gases;

T é a temperatura absoluta;

n é o expoente de tensão.

3.3.2.2.
Mecanismo *"dislocation glide"*

A fluência estacionária é controlada pelo *"dislocation glide"* quando o corpo está submetido a elevados níveis de tensões. Esse modelo é caracterizado pela superposição de vários mecanismos de deslizamento durante o processo de fluência.

Este mecanismo, segundo Munson (1984;1991) pode ser representado por uma seno-hiperbólica do nível de tensão diferencial aliado a fatores de ativação térmica:

$$\overset{f}{\dot{e}} = H \cdot \left(B_1 e^{-\frac{Q_1}{RT}} + B_2 e^{-\frac{Q_2}{RT}}\right) \sinh\left(\frac{q \cdot (s - s_0)}{G}\right), \qquad (3.10)$$

em que:

$\overset{f}{\dot{e}}$ é a taxa de deformação de fluência;

H é "*Heaviside step function*";

s é a tensão;

G é o módulo de cisalhamento;

Q é a energia de ativação;

R é a constante universal dos gases;

T é a temperatura absoluta;

B_1, B_2 são constantes.

3.3.2.3. Mecanismo Indefinido

O mecanismo indefinido é assim denominado por não estar associado a nenhum modelo micromecânico, mas pode ser empiricamente definido baseado em ensaios de laboratório e apresenta a mesma forma do mecanismo *"dislocation climb"*:

$$\dot{e}^{f} = A_2 \cdot \left(\frac{s}{G}\right)^{n_2} \cdot e^{\left(-\frac{Q_2}{RT}\right)}, \tag{3.11}$$

em que:

$\dot{e}^{f}$ é a taxa de deformação de fluência na condição de regime permanente;

A_2 é uma constante;

s é a tensão generalizada;

G é o módulo de cisalhamento;

Q é a energia de ativação;

R é a constante universal dos gases;

T é a temperatura absoluta;

n é o expoente de tensão.

A fluência é controlada pelo mecanismo indefinido nas situações em que o evaporito está sujeito à baixa temperatura e ao baixo regime de tensão.

3.3.2.4. Equação Constitutiva

Munson (1991) desenvolveu uma equação constitutiva para a fluência, na qual considera a possibilidade de três mecanismos baseados nas condições de temperatura e tensão. As condições de temperatura e de tensão diferencial a que o sal está submetido são fatores preponderantes para maior ou menor parcela de cada mecanismo.

Por exemplo, o *"dislocation climb"* é um mecanismo de ativação térmica que depende da tensão. Já o mecanismo indefinido leva este nome porque não está associado a nenhum modelo micromecânico; entretanto, neste caso, tem-se um modelo empírico definido por ensaios laboratoriais. E o mecanismo *"dislocation glide"* é formado por modelos micromecânicos de deslizamento, em que todos são termicamente ativados e são dependentes exponencialmente da tensão.

Por outro lado, a equação constitutiva proposta por Costa et al (1997, 2005) e Poiate et al (2006), correspondente à lei de fluência, é formada por um duplo mecanismo de deformação. É uma simplificação da equação desenvolvida por Munson (1991), em que só são considerados os mecanismos *"dislocation glide"* e o mecanismo indefinido.

Ainda segundo Costa (1997, 2005) e Poiate (2006), foi analisado um evaporito com um comportamento elástico/visco-elástico, adotando um duplo mecanismo da lei de fluência, como apresentado na equação 3.12:

$$\dot{e}^{f} = \dot{e}^{f}_{0} \cdot \left(\frac{s_{ef}}{s_{0}} \right)^{n} \cdot e^{\left(\frac{Q}{RT_0} - \frac{Q}{RT} \right)}, \qquad (3.12)$$

em que:

$\dot{e}^{f}$ é a taxa de deformação de fluência na condição de regime permanente;

$\dot{e}^{f}_{0}$ é a taxa de deformação de referência de fluência no estado permanente;

s_{ef} é a tensão efetiva de fluência;

s_{0} é a tensão efetiva de referência;

Q é a energia de ativação (kcal/mol), Q = 12 kcal/mol;

R é a constante universal dos gases (kcal/mol.K), R = 1,9858 E -03;

T_0 é a temperatura de referência (K);

T é a temperatura da rocha (K).

Costa et al (2005) acrescentam que os parâmetros deste regime permanente de fluência foram baseados nos resultados dos ensaios triaxiais de fluência e aplicados no modelo numérico, corrigindo a taxa de deformação de fluência pelo o fator de ativação térmico.

3.3.3. Modelos Reológicos

Os modelos reológicos podem ser usados para representar o comportamento de materiais que variam com o tempo, como a fluência nos evaporitos. Tais modelos são capazes de simular as tensões e deformações de materiais viscoelásticos sob carregamento uniaxial.

Dentre os modelos da literatura, dois modelos serão apresentados para representar o comportamento mecânico unidimensional dos materiais: sólido elástico e fluido viscoso. A combinação e associação destes modelos resultam num bom ajuste as curvas experimentais.

3.3.3.1. Modelos básicos

O comportamento de um sólido elástico linear pode ser simplificado por um elemento de mola que segue a lei de Hooke, ou seja, a tensão resultante da aplicação de uma força em um material é diretamente proporcional à sua deformação, sendo expresso pela equação 3.13.

$$s = E \cdot e \,, \tag{3.13}$$

em que:

s é a tensão;

E é o módulo de elasticidade do material;

e é a deformação.

A representação deste modelo elástico é feita com um modelo de mola, no qual a constante da mola (k) representa o módulo de elasticidade do material. A elasticidade linear de Hooke é expressa pela relação entre força (F) e deslocamento (U), dada pela equação (3.14) e pela Figura 3-5.

$$F = k \cdot U \tag{3.14}$$

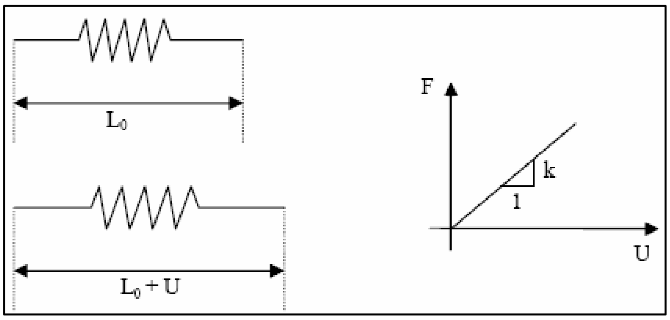


Figura 3-5: Modelo de Mola

Outro modelo básico também muito utilizado na literatura é a representação de um fluido viscoso que pode ser simplificado por um sistema de amortecedor, uma vez que é considerado um fluido newtoniano, ou seja, a tensão de cisalhamento é diretamente proporcional à taxa de deformação. Neste caso, a constante de proporcionalidade entre a tensão (s) e a taxa de deformação ($\dot{e}$) é a viscosidade (m), como apresentado na equação (3.15):

$$s = m \cdot \frac{de}{dt} = m \cdot \dot{e} \tag{3.15}$$

A simplificação deste modelo é feita por um elemento de amortecedor, em que a relação entre a forca (F) e a taxa de deslocamento é dada pelo coeficiente de viscosidade do material conforme a equação (3.16) e a Figura 3-6.

$$F = k \cdot \dot{U} \tag{3.16}$$

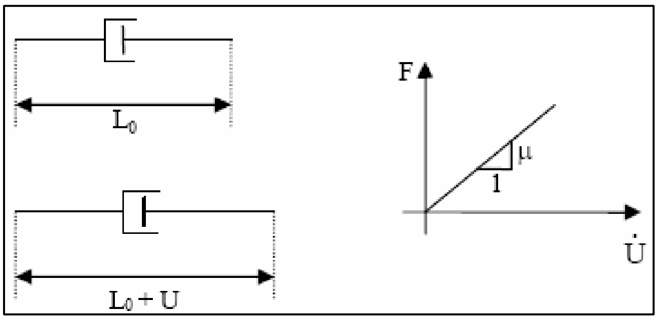


Figura 3-6: Modelo Amortecedor

A combinação e a associação de elementos simples de mola e de amortecedor formam outros modelos que melhor se ajustam às curvas experimentais dos materiais sujeitos a fluência, tais com o Modelo de Maxwell, de Kelvin e de Burgers.

3.3.3.2. Modelo de Maxwell

O Modelo de Maxwell consiste na associação em série de um elemento de mola com um elemento de amortecedor, como apresentado na Figura 3-7a. Nesta situação, a tensão s é a mesma em ambos elementos do sistema. A origem das equações constitutivas da mola e do amortecedor já foram comentadas no subitem 3.3.3.1 e estão apresentadas nas equações 3.17 e 3.18, respectivamente.

$$s_k = k \cdot e_2 \tag{3.17}$$

$$s_m = m \cdot \dot{e}_1 \tag{3.18}$$

A deformação total é calculada por meio da soma das deformações dos sistemas, já que os elementos estão acoplados em série:

$$e = e_1 + e_2 = e_m + e_k \tag{3.19}$$

Da mesma forma, a taxa de deformação é dada pela soma das parcelas que também estão em série:

$$\dot{e} = \dot{e}_1 + \dot{e}_2 = \dot{e}_m + \dot{e}_k \qquad (3.20)$$

Derivando a equação 3.17 para que possa substituir os dois termos na equação 3.20, tem-se:

$$\dot{e} = \frac{\dot{s}}{k} + \frac{s}{m} \qquad (3.21)$$

A partir da equação 321, percebe-se que, se o amortecedor tornar-se rígido (m = ∞), o modelo de Maxwell se reduz à mola. O mesmo acontece com a mola. Caso seja rígida (k = ∞), o modelo se reduz ao fluido newtoniano.

A resolução da equação diferencial 3.21, considerando, por exemplo, $s = s_0$ e $t = t_0$ como condições iniciais, é dada pela equação de uma reta (3.22), admitindo deformação nula em $t = t_0$ a uma aplicação de tensão constante.

$$e(t) = \frac{s_0}{k} + \frac{s_0}{m} t \ , \qquad (3.22)$$

em que:

$\frac{s_0}{k}$ é valor da intercessão do eixo das coordenadas (e);

$\frac{s_0}{m}$ é a inclinação da reta.

A representação desta solução do modelo de Maxwell pode ser visualizada na Figura 3-7b. Neste mesmo esquema, quando ocorre o descarregamento em t_1, pode-se também observar uma recuperação da deformação da mola ($\frac{s_0}{k}$) enquanto a deformação do amortecedor ($\frac{s_0}{m} t$) não se altera.

Caso uma deformação inicial e_0 seja imposta em $t = t_0$ e mantida constante ao longo do tempo, o nível de tensões se eleva para $k \cdot e_0$, devido à reação elástica instantânea da mola. No entanto, como pode ser observado na Figura 3-7c, ocorre a relaxação na tensão com o tempo. Neste caso, a solução da equação diferencial 3.21 é dada por:

$$s\,(t) = ke_0 e^{-\frac{kt}{m}}$$

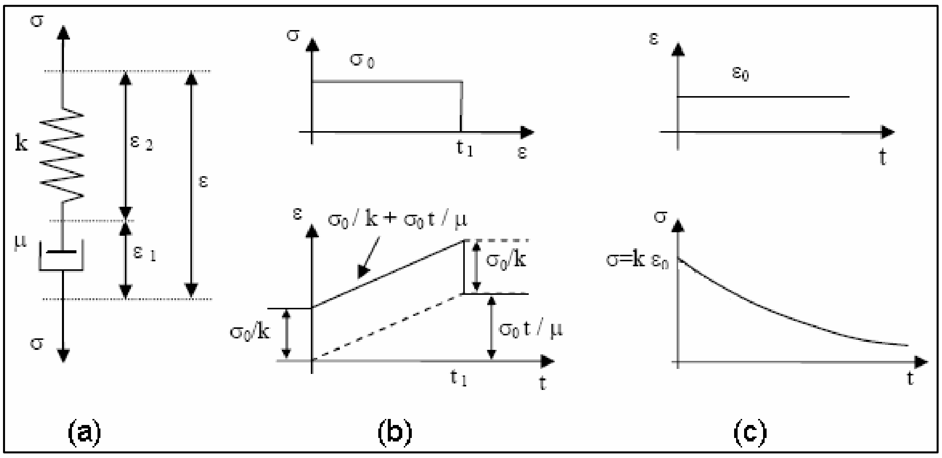


Figura 3-7: Modelo de Maxwell

O modelo de Maxwell possui algumas limitações para simular fielmente o comportamento de materiais viscoelásticos. Um exemplo é que este modelo não tem capacidade de representar a recuperação dependente com o tempo. Outra limitação do modelo é que ele não mostra a taxa de deformação decrescente sob um nível de tensão constante no caso de um estágio primário ou transiente de fluência.

3.3.3.3. Modelo de Kelvin

O modelo de Kelvin é formado por um elemento de mola e um elemento de amortecedor ligados em paralelo, conforme esquema da Figura 3-8a. Segundo este modelo, constatam-se as seguintes relações de tensões e deformações:

$$s = s_k + s_m \tag{3.23}$$

$$e = e_k = e_m \tag{3.24}$$

A origem das equações constitutivas da mola e do amortecedor já foi comentada no subitem 3.3.3.1 e estão apresentadas nas equações 3.25 e 3.26, respectivamente.

$$s_k = k \cdot e \tag{3.25}$$

$$s_m = m \cdot \dot{e} \tag{3.26}$$

Substituindo as equações 3.25 e 3.26 na 3.23, tem-se a equação constitutiva do modelo de Kelvin:

$$s(t) = k \cdot e(t) + m \cdot \dot{e}(t) \tag{3.27}$$

Para um estado de tensão constante (s_0) em um tempo t_0=0, a solução da equação diferencial 3.27 representa a deformação viscoelástica de fluência por meio da seguinte expressão:

$$e(t) = \frac{s_0}{k}\left(1 - e^{-\frac{kt}{m}}\right) \tag{3.28}$$

A taxa de deformação também sob uma tensão constante (s_0) é dada por:

$$\dot{e} = \frac{s_0}{m}\left(e^{-\frac{kt}{m}}\right) \tag{3.29}$$

Pela equação 3.28 e 3.29 (representada na Figura 3-8b), pode-se perceber que a velocidade de deformação tende a zero quando o tempo tende a infinito, pois a curva em questão é assíntota à horizontal num valor de deformação de $\frac{s_0}{k}$. Tal expressão pode representar satisfatoriamente a fluência primária de algumas rochas.

De acordo com o comportamento mecânico do modelo de Kelvin, no instante inicial de aplicação de tensão, o elemento amortecedor suporta toda esta força, que é transferida gradativamente ao elemento de mola.

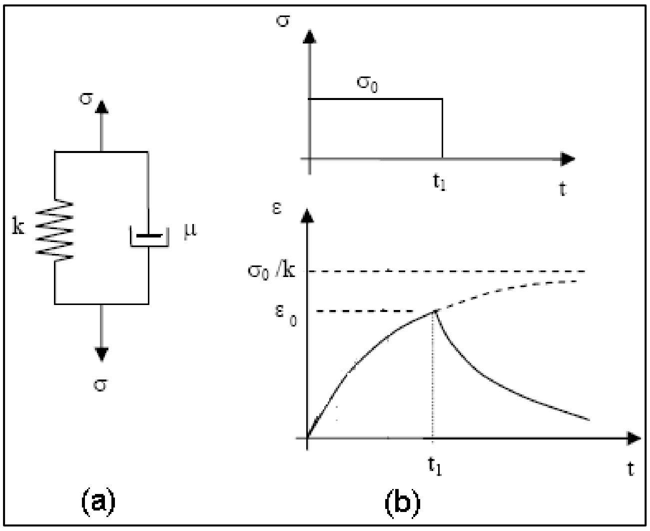


Figura 3-8: Modelo de Kelvin

No caso do descarregamento, o modelo de Kelvin representa uma aproximação da recuperação viscoelástica das deformações de alguns materiais. Nesta situação, apresentada na Figura 3-8b, basta descarregar a tensão para zero após uma aplicação inicial de tensão (s_0) e deformação (e_0). A partir da equação 3.27, tem-se que:

$$k \cdot e + m \cdot \dot{e} = 0 \qquad (3.30)$$

A solução da equação 3.30 pode ser expressa por:

$$e = e_0 \cdot e^{-\frac{kt}{m}} \qquad (3.31)$$

Assim como o modelo de Maxwell, o modelo de Kelvin também possui algumas limitações para simular o comportamento de materiais viscoelásticos. Uma incoerência do modelo proposto por Kelvin é que ele não exibe a deformação independente do tempo no carregamento. Além disso, este modelo não consegue representar a deformação permanente após o descarregamento.

3.3.3.4. Modelo de Burgers

Os modelos compostos foram propostos para sanar algumas inconsistências dos modelos apresentados nos subitens 3.3.3.2 e 3.3.3.3. O modelo de Burgers é um modelo composto de quatro parâmetros. Isto porque é formado por meio da associação em série dos modelos de Maxwell e de Kelvin, como pode ser visualizado na representação esquemática da Figura 3-9.

Segundo o modelo de Burgers, como os elementos de Maxwell e de Kelvin estão acoplados em série, a deformação total do sistema é dada pela soma das deformações desses dois elementos, apresentados na Figura 3-9:

$$e = e_1 + e_2 \qquad (3.32)$$

No entanto, a tensão atuante é igual em cada um dos dois elementos:

$$s = s_1 = s_2 \qquad (3.33)$$

Substituindo as equações constitutivas de Maxwell, $\dot{e}_2 = \frac{\dot{s}}{k_2} + \frac{s}{m_2}$ (3.21), e de Kelvin, $s = k_1 \cdot e_1 + m_1 \cdot \dot{e}_1$ (3.27), na equação 3.33 e, utilizando também a equação 3.32, chega-se à seguinte equação de equilíbrio:

$$m_1 \cdot \ddot{e} + k_1 \cdot \dot{e} = \left(\frac{m_1}{k_2}\right) \cdot \ddot{s} + \left(1 + \frac{k_1}{k_2} + \frac{m_1}{m_2}\right) \cdot \dot{s} + \left(\frac{k_1}{m_2}\right) \cdot s \qquad (3.34)$$

Considerando um estado de tensão constante ($s = s_c$), a equação diferencial pode ser escrita da seguinte forma:

$$m_1 \cdot \ddot{e} + k_1 \cdot \dot{e} = \left(\frac{k_1}{m_2} \right) \cdot s_c \qquad (3.35)$$

A resolução da equação diferencial 3.35 é dada pela expressão a seguir:

$$e(t) = \frac{s_c}{k_2} + \frac{s_c}{k_1} \cdot \left(1 - e^{-\frac{k_1 t}{m_1}} \right) + \frac{s_c}{m_2} \cdot t \qquad (3.36)$$

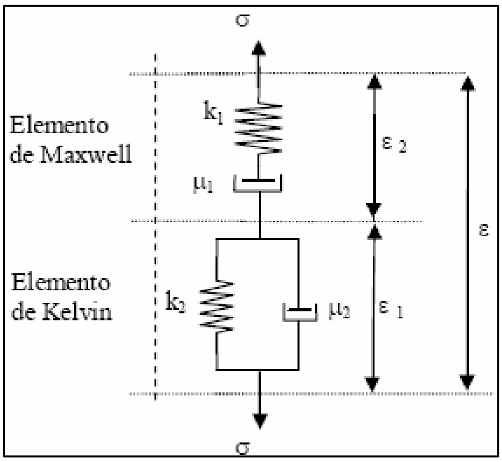


Figura 3-9: Representação esquemáticas do Modelo de Burgers

O comportamento de fluência de um material, utilizando o modelo de Burgers, pode ser visualizado na Figura 3-10. Por esta representação gráfica, pode-se perceber que o modelo de Burgers consegue reproduzir a deformação elástica instantânea inicial ($e_0 = \frac{s_c}{k_2}$). Além disso, este modelo é capaz de simular a deformação na fase de fluência transiente e, ainda, a deformação da fluência secundária com velocidade de deformação constante ($\frac{s_c}{m_2}$).

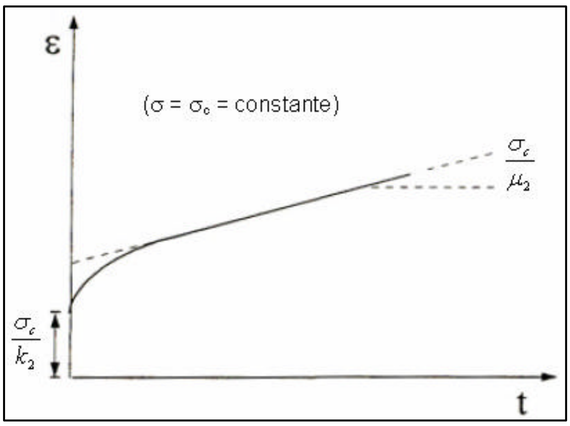


Figura 3-10: Ensaio de Fluência representado pelo Modelo de Burgers

No caso de um descarregamento, Jaeger & Cook (1979) deduziram a equação 3.37 para o ensaio de recuperação das deformações pelo modelo de Burgers. Neste ensaio, foi considerada inicialmente uma tensão constante (s_c). Após um determinado tempo t_x, a tensão s_c é retirada imediatamente. Pode-se então encontrar a seguinte expressão, para instantes de tempo em que $t>t_x$, ou seja, quando a tensão passou a ser zero.

$$e(t) = \frac{s_c}{k_1} \cdot \left(e^{-\frac{(t-t_x)}{t_1}} - e^{-\frac{t}{t_1}} \right) + \frac{s_c \cdot t_x}{m_2} \qquad (3.37)$$

A Figura 3-11 é a representação gráfica da equação 3.37. No tempo $t=t_x$, ocorre a recuperação elástica do modelo de Burgers ($\frac{s_c}{k_2}$), que é igual a deformação elástica original ($e_0 = \frac{s_c}{k_2}$). Além disso, o modelo em questão também é capaz de representar as deformações de fluência a uma taxa decrescente e também as deformações permanentes.

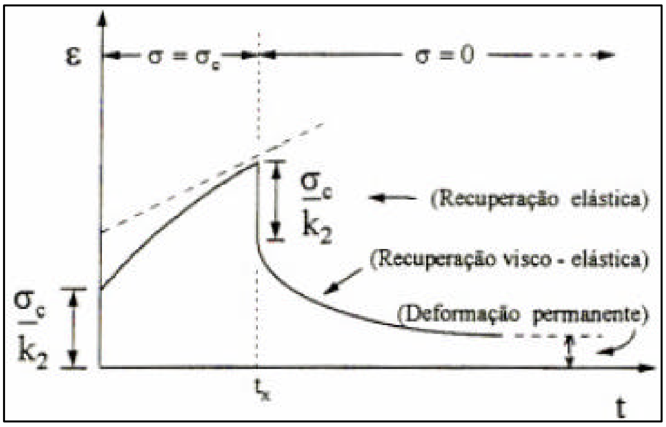


Figura 3-11: Descarregamento pelo Modelo de Burgers (modificado – Gravina, 1997)

De acordo com a literatura, o modelo de Burgers é, entre os modelos reológicos apresentados, aquele que mais se assemelha ao comportamento de um material que apresenta fluência. Isto porque este modelo possui uma boa resposta às condições de fluência, à relaxação de tensões e à recuperação de deformações quando comparado com resultados experimentais.

Segundo Costa (1984), o modelo de Burgers é o modelo reológico mais representativo em relação às curvas experimentais obtidas em ensaios laboratoriais de evaporitos. Por outro lado, o autor utiliza modelagens empíricas e físicas nos seus diversos trabalhos publicados em 1984, 1997 e 2005.

3.4. Fluência sob Tensão Variável com o Tempo

A análise do comportamento da fluência, utilizando-se os modelos propostos no item 3.3, está sujeita à ocorrência de redistribuição de tensões por causa da variação da deformação que acontece com o tempo.

Existem dois métodos que são empregados para análises de estruturas submetidas a um histórico de tensão variável com o tempo: Teoria de Endurecimento por Tempo Transcorrido e Teoria de Endurecimento por Deformação. Ambas estabelecem a evolução das deformações com base em leis constitutivas a partir do caso particular de Bailey-Norton, apresentado no item 3.3.1.1. Vale relembrar que estas leis são empíricas e foram formuladas a partir de um problema uniaxial de tensão em metais.

3.4.1. Teoria do endurecimento por Tempo Transcorrido ("Time Hardening Theory")

No caso da Teoria de Endurecimento por Tempo Transcorrido, a taxa de deformação de fluência é obtida diretamente a partir da derivada da equação 3.2. em função do tempo, ou seja:

$$\overset{f}{\dot{e}} = K s^{c} b t^{b-1}, \qquad (3.38)$$

em que:

$\overset{f}{\dot{e}}$ é a taxa de deformação de fluência;

s é a tensão desviadora;

t é o tempo;

K, *a* e *b* são constantes empíricas.

Utilizando este método, o cálculo da taxa de deformação por fluência depende das variáveis de estado atualizadas naquele instante.

Este modelo é aconselhável para prever deformações em longos períodos de tempo, nos quais o estado de tensões não varia muito rapidamente neste período.

3.4.2.
Teoria do endurecimento por Deformação (“Strain Hardening Theory”)

No caso da Teoria de Endurecimento por Deformação, a taxa de deformação de fluência passa também a ser função da deformação e pode ser obtida a partir das equações 3.2 e 3.38. Isola-se o ‘t’ da equação 3.2 e obtém-se

$$t = \left(\frac{e^{f}}{K s^{c}} \right)^{\frac{1}{b}}$$

Coloca-se este valor de ‘t’ na equação 3.38 e encontra-se a seguinte expressão:

$$\dot{e}^{f} = K^{\frac{1}{b}} b s^{\frac{c}{b}} e^{\frac{b-1}{b}} \qquad (3.39)$$

Este modelo é aconselhável para prever deformações em que o estado de tensões varia no período de tempo analisado.

As duas teorias têm sido amplamente utilizadas para representar a deformação de fluência em materiais em que as análises de tensões dependem do tempo. De acordo com Findley (1976), tem sido observado que a Teoria de Endurecimento por Deformação geralmente apresenta melhores resultados para a previsão da deformação de fluência quando comparada com a Teoria de Endurecimento por Tempo Transcorrido tanto para metais quanto para plásticos.

Por outro lado, vale destacar que a Teoria de Endurecimento por Tempo Transcorrido tem sido amplamente utilizada por causa das simplificações matemáticas já demonstradas nos itens 3.3.1.1e 3.4.1.

3.4.3.
Representação gráfica das teorias de endurecimento

Na Figura 3-12, estão representadas esquematicamente as duas teorias de endurecimento utilizadas para problemas uniaxiais. Observa-se que as curvas OG e OF referem-se à deformação variando com o tempo para tensões σ_1 e σ_2, respectivamente, em que $\sigma_1 < \sigma_2$.

Ao analisar primeiramente a tensão σ_1, considera-se a deformação evoluindo com o tempo, representada pelo trecho OA. No instante ‘a’, correspondente ao ponto ‘A’ da curva já mencionada, o nível de tensão aumenta e passa de σ_1 para σ_2 (Figura 3-12). Com a alteração do nível de tensão, o comportamento de fluência pela Teoria de Endurecimento pelo Tempo

Transcorrido pode ser visualizado na Figura 3-12 pelo trecho AB, dado pelo deslocamento vertical da curva de fluência correspondente ao nível de tensão σ_2 (segmento EF) para baixo até coincidir com a curva σ_1 no ponto A.

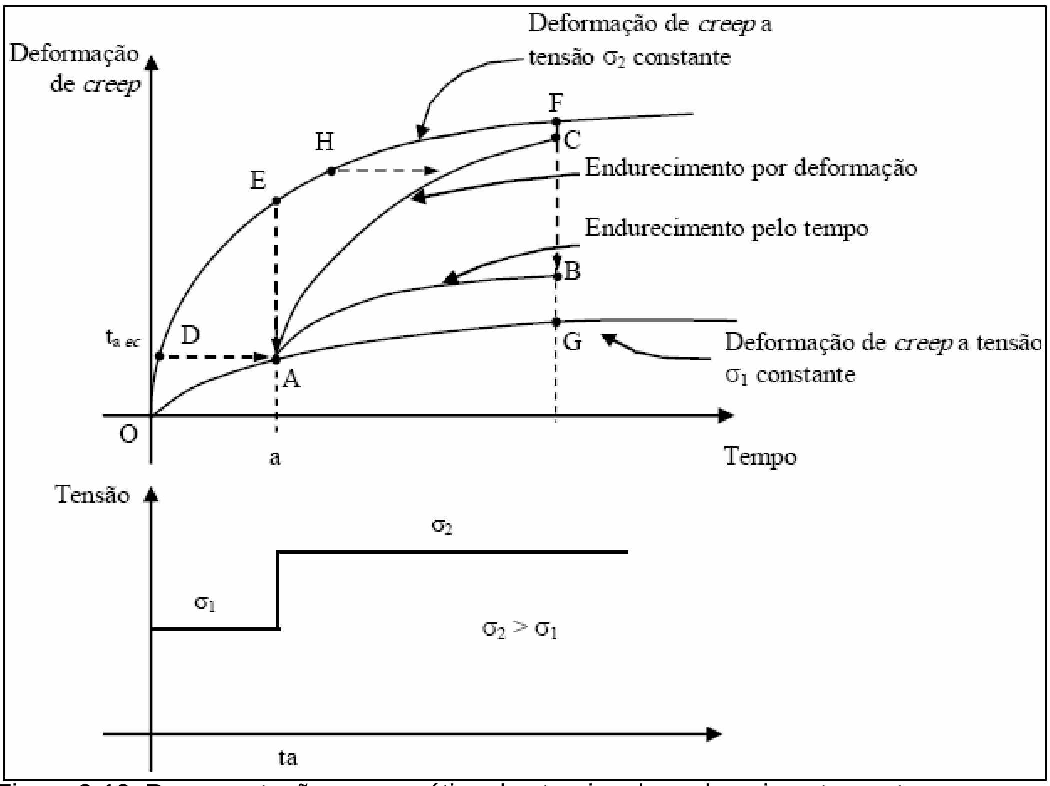


Figura 3-12: Representação esquemática das teorias de endurecimento por tempo transcorrido e por deformação (Oliveira, 2004).

Também está esquematizada na Figura 3-12 a Teoria de Endurecimento por Deformação. Neste caso, quando ocorre o aumento de tensão de σ_1 para σ_2, a continuidade da curva de deformações a partir do instante 'a' está representada pelo segmento AC. Tal segmento foi obtido por um deslocamento horizontal para a direita do trecho DH da curva de fluência correspondente ao nível de tensão σ_2 até encontrar a curva σ_1 no ponto A.

Observa-se nas duas teorias de endurecimento que, com o aumento do nível de tensão de σ_1 para σ_2, no ponto A, houve uma mudança da taxa de variação da deformação a partir deste instante.

3.5. Equações Constitutivas de Fluência do Abaqus

Denominado "lei de creep" no Abaqus, o comportamento de fluência é especificado como um comportamento uniaxial equivalente. Nos casos práticos, as leis de "creep" teriam formas muito complexas para retratar fielmente os dados experimentais. Em virtude disso, nesta dissertação será utilizado um modelo empírico potencial de fluência primária ou "*power-law model"* do Abaqus. O embasamento teórico desta lei está apresentado no item 3.3.1.1 e é caracterizado por sua simplicidade e, portanto, tem uma gama de aplicações limitada. Esse modelo está disponível no Abaqus em duas versões: "*time-hardening"* e "*strain-hardening"*. Como já foi debatido no item 3.4, a versão "*time-hardening*" é mais apropriada quando o estado de tensão permanece essencialmente constante. No entanto, a versão "*strain-hardening*" é mais recomendada quando o estado de tensões varia durante as análises.

Além desse modelo potencial, também está disponível no Abaqus o "*hiperbolic-sine law model*", que utiliza a lei seno-hiperbólica. O Abaqus também permite que outros modelos de fluência sejam inseridos pelo usuário.

3.5.1. Teoria do endurecimento por Tempo Transcorrido ("Time Hardening Theory")

A taxa de deformação de fluência da versão "*time-hardening"* proposta pelo modelo potencial empírico do Abaqus é similar à formulação apresentada no item 3.4.1 e é expressa da seguinte forma:

$$\dot{e}^{f} = A\tilde{q}^{\,n}\, t^{m}, \tag{3.40}$$

em que:

$\dot{e}^{f}$ é a taxa de deformação equivalente uniaxial de fluência;

$\tilde{q}$ é a tensão equivalente uniaxial desviadora;

t é o tempo total;

A, *n* e *m* são constantes definidas em função da temperatura.

O $\tilde{q}$ é a tensão equivalente de Mises ou a tensão anisotrópica desviadora de Hill's, a depender, respectivamente, se o comportamento de *"creep"* é definido como isotrópico ou como anisotrópico. Nas modelagens realizadas neste trabalho, serão consideradas sempre situações isotrópicas. Por razões físicas, as constantes *A* e *n* devem ser positivas. E o valor de m deve estar entre -1 e 0 ($-1 < m \leq 0$).

3.5.2.
Teoria do endurecimento por Deformação (“Strain Hardening Theory”)

A equação da taxa de deformação de fluência da versão “*strain-hardening*” do modelo potencial empírico do Abaqus se assemelha à formulação do item 3.4.2 e está demonstrada a seguir.

Integra-se a equação $\overset{f}{\dot{e}} = A\tilde{q}^{\,n}\, t^{m}$ (3.40) em função do tempo e obtém-se

$$\overset{f}{e} = \frac{A\tilde{q}^{\,n}\, t^{m+1}}{m+1} \tag{3.41}$$

Isola-se o ‘t’ da equação (3.41) e encontra-se $t = \left(\dfrac{\overset{f}{e}\,(m+1)}{A\tilde{q}^{\,n}} \right)^{\frac{1}{m+1}}$

Coloca-se este valor de ‘t’ na equação (3.40), que resulta na seguinte expressão proposta pelo Abaqus:

$$\overset{f}{\dot{e}} = \left(A\tilde{q}^{\,n} \left[(m+1)\overset{f}{e} \right]^{m} \right)^{\frac{1}{m+1}}, \tag{3.42}$$

em que $\overset{f}{e}$ é a deformação equivalente de fluência.

A depender da escolha do sistema de unidades, o valor do parâmetro ‘A’ deve ser muito pequeno para as taxas típicas de deformação. Segundo o manual do Abaqus, recomenda-se que o valor de ‘A’ seja maior que 10^{-27}.

3.6.
Generalização da lei constitutiva de fluência do Abaqus para o estado multiaxial de tensões

O desenvolvimento da formulação multidimensional para representar o fenômeno de fluência neste trabalho está baseado em algumas hipóteses relativas ao comportamento dos materiais:

a. A formulação multiaxial deve ser reduzida a uma correta formulação uniaxial;
b. Incompressibilidade dos materiais. O modelo deve expressar a constância de volume, ou seja, deformação volumétrica nula;

c. A fluência é função somente do segundo invariante do tensor desviador de tensões, isto é, as equações constitutivas não devem ter influência das tensões hidrostáticas;

d. Para materiais isotrópicos, as direções principais de tensões e deformações devem coincidir.

Partindo de um corpo sólido em que nele atuam um estado de tensão e de deformação, o tensor de tensões pode ser dividido em duas partes: um tensor de tensão hidrostático expresso por $s_v d_{ij}$, em que d_{ij} é o delta de Kronecker ($d_{ij} = 1$ se i=j e $d_{ij} = 0$ se i≠j), e um tensor desviador de tensões, representado por s_{ij}:

$$s_{ij} = s_v d_{ij} + s_{ij} \tag{3.43}$$

A equação 3.43 também pode ser expressa em termos matriciais:

$$s_{ij} = \begin{bmatrix} s_{11} & s_{12} & s_{13} \\ s_{21} & s_{22} & s_{23} \\ s_{31} & s_{32} & s_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} s_v & 0 & 0 \\ 0 & s_v & 0 \\ 0 & 0 & s_v \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} s_{11} & s_{12} & s_{13} \\ s_{21} & s_{22} & s_{23} \\ s_{31} & s_{32} & s_{33} \end{bmatrix}$$

Toma-se s_v como sendo a média da tensão normal do tensor de tensões s_{ij} e tem-se:

$$s_v = \frac{1}{3} s_{kk} = \frac{1}{3}(s_{11} + s_{22} + s_{33}) \tag{3.44}$$

Isolando o campo de tensão desviador s_{ij} e utilizando as equações 3.43 e 3.44, tem-se:

$$s_{ij} = s_{ij} - \frac{1}{3} s_{kk} d_{ij} \tag{3.45}$$

A equação 3.45 também pode ser expressa em termos matriciais:

$$s_{ij} = \begin{bmatrix} s_{11} & s_{12} & s_{13} \\ s_{21} & s_{22} & s_{23} \\ s_{31} & s_{32} & s_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} s_{11} - s_v & s_{12} & s_{13} \\ s_{21} & s_{22} - s_v & s_{23} \\ s_{31} & s_{32} & s_{33} - s_v \end{bmatrix}$$

Voltando ao requisito ‘c’ da formulação multiaxial, as deformações de fluência não são influenciadas pela pressão hidrostática. Sendo assim, analisar-se-á em termos do tensor desviador de tensões conforme equação 3.46. Tal formulação também atende a hipótese ‘d’, pois as componentes de tensão e deformação são colineares.

$$\dot{e}_{ij}^{f} = z \cdot s_{ij} \qquad \text{i,j = 1,2,3} \tag{3.46}$$

em que:

z é um fator de proporcionalidade;

s_{ij} é o tensor desviador de tensões.

Para que se possa determinar o fator de proporcionalidade z, é necessário definir tensão de von Mises ou tensão equivalente s_e, que são utilizados para prever comportamentos de materiais sob carregamentos triaxiais a partir de ensaios uniaxiais:

$$s_e = \sqrt{3J_2}\ , \tag{3.47}$$

em que J_2 é o segundo invariante do tensor de tensões, que pode ser expresso por $J_2 = \dfrac{s_{ij}s_{ij}}{2}$. (3.48)

E o segundo invariante do tensor desviador de tensões pode ser representado por:

$$J_{2D} = \left(\frac{1}{6}\right)\left[(s_{11} - s_{22})^2 + (s_{33} - s_{22})^2 + (s_{11} - s_{33})^2\right] + s_{12}^2 + s_{23}^2 + s_{13}^2 \tag{3.49}$$

Da mesma forma, pode-se definir taxa de deformação efetiva de fluência:

$$\dot{e}_e^f = \sqrt{\frac{4}{3} I_2}\ , \tag{3.50}$$

em que I_2 é o segundo invariante do tensor taxa de deformação e pode ser expresso por $I_2 = \dfrac{\dot{e}_{ij}^f \dot{e}_{ij}^f}{2}$ (3.51)

E o segundo invariante do tensor desviador de taxa de deformação pode ser representado por:

$$I_{2D} = \left(\frac{1}{6}\right)\left[\left(\dot{e}_{11}^f - \dot{e}_{22}^f\right)^2 + \left(\dot{e}_{22}^f - \dot{e}_{33}^f\right)^2 + \left(\dot{e}_{33}^f - \dot{e}_{11}^f\right)^2\right] + \dot{e}_{12}^{f\,2} + \dot{e}_{13}^{f\,2} + \dot{e}_{23}^{f\,2} \tag{3.52}$$

Portanto, a tensão equivalente (s_e) e a taxa de deformação efetiva de fluência ($\dot{e}_e^f$) também podem ser apresentadas como:

$$s_e = \left(\frac{1}{\sqrt{2}}\right)\left[(s_{11} - s_{22})^2 + (s_{33} - s_{22})^2 + (s_{11} - s_{33})^2 + 6\left(s_{12}^2 + s_{23}^2 + s_{13}^2\right)\right]^{1/2}$$

(3.53)

$$\dot{e}_e^f = \left(\frac{\sqrt{2}}{3}\right)\left[\left(\dot{e}_{11}^f - \dot{e}_{22}^f\right)^2 + \left(\dot{e}_{22}^f - \dot{e}_{33}^f\right)^2 + \left(\dot{e}_{33}^f - \dot{e}_{11}^f\right)^2 + 6\left(\dot{e}_{12}^{f\,2} + \dot{e}_{13}^{f\,2} + \dot{e}_{23}^{f\,2}\right)\right]^{1/2}$$

(3.54)

Pode-se substituir a equação 3.48 na 3.47 de forma a isolar o s_{ij} e obtém-se:

$$s_{ij} = \sqrt{\frac{2}{3}}s_e \qquad (3.55)$$

Da mesma forma, pode-se substituir a equação 3.51 na 3.50, isolando o $\dot{e}_{ij}^f$:

$$\dot{e}_{ij}^f = \dot{e}_e^f \sqrt{\frac{3}{2}} \qquad (3.56)$$

A partir das equações 3.46, 3.55 e 3.56, define-se o coeficiente de proporcionalidade:

$$z = \frac{3}{2s_e}\frac{de_e^f}{dt} \qquad (3.57)$$

Partindo novamente das hipóteses iniciais, observa-se que o requisito ‘a’ também é atendido, pois a formulação multiaxial pode ser reduzida a uma expressão uniaxial. A verificação desta hipótese pode ser comprovada considerando um caso uniaxial, no qual a equação 3.47 fica reduzida a $s_e = s_{11}$ quando se faz $s_{11} \neq 0$ e as demais tensões sejam zero.

Além disso, para o caso uniaxial, $\dot{e}_{11}^f \neq 0$ e $\dot{e}_{22}^f = \dot{e}_{33}^f$. Considerando ainda que a condição de incompressibilidade no problema de fluência pode ser representada pela constância de volume (hipótese ‘b’), tem-se que:

$$\dot{e}_{11}^f + \dot{e}_{22}^f + \dot{e}_{33}^f = 0 \qquad (3.58)$$

Então, $\dot{e}_{22}^f = \dot{e}_{33}^f = -\dfrac{\dot{e}_{11}^f}{2}$ (3.59)

Substituindo a equação 3.59 na equação 3.54 obtém-se:

$$\dot{e}_e^f = \dot{e}_{11}^f \qquad (3.60)$$

No Abaqus, a Teoria do endurecimento por Tempo Transcorrido é dada em função da taxa de deformação (equação 3.40) diferentemente do que normalmente está apresentada na literatura (equação 3.2), que está em função da deformação. Então, neste trabalho, foi deduzida a formulação para o caso multiaxial especificamente para o Abaqus a partir das equações uniaxiais constantes no seu manual.

Sendo assim, para a versão “*time hardening*”, pode-se fazer a generalização da equação 3.40 para o estado multiaxial de tensões com a utilização da equação 3.57:

$$z = \frac{3}{2s_e}\frac{de_e^f}{dt} = \frac{3}{2}As_e^{n-1}t^m \tag{3.61}$$

Com o auxilio da equação 3.46 e isolando-se o $\dot{e}_{ij}^f$, tem-se:

$$\dot{e}_{ij}^f = \frac{3}{2}s_{ij}As_e^{n-1}t^m \tag{3.62}$$

Da mesma forma, também pode-se deduzir a Teoria do endurecimento por Deformação, inicialmente apresentada para a situação uniaxial (3.42), por meio da equação 3.57:

$$z = \frac{3}{2s_e}\frac{de_e^f}{dt} = \frac{3}{2}\left(As_e^{n-1(m+1)}\left[(m+1)e^{cr}\right]^m\right)^{\frac{1}{m+1}} \tag{3.63}$$

Utilizando a equação 3.46 e isolando-se o $\dot{e}_{ij}^f$, tem-se:

$$\dot{e}_{ij}^f = \frac{3}{2}s_{ij}\left(As_e^{n-1(m+1)}\left[(m+1)e^{cr}\right]^m\right)^{\frac{1}{m+1}} \tag{3.64}$$

4
MODELAGEM DA FLUÊNCIA EM EVAPORITOS UTILIZANDO A ANÁLISE DE DEFORMAÇÃO PLANA

Neste capítulo, são descritas as modelagens computacionais realizadas no Abaqus utilizando a análise de deformação plana para prever o comportamento elástico e, sobretudo, o provocado pela fluência do sal até o instante que este corpo salino for isolado pelo revestimento.

No início do capítulo estão explicados os pontos relevantes para a criação da malha e do modelo propriamente dito, abordando as condições de contorno e os parâmetros utilizados nas formulações. É feita também uma validação do programa Abaqus com o emprego das equações elásticas de Kirsch e Bradley. Por fim, estão apresentados e discutidos os resultados das simulações numéricas, em que se analisam os deslocamentos, deformações e tensões na parede do poço e na sua vizinhança.

Utilizou-se o programa de elementos finitos Abaqus para todas as modelagens de fluência, tanto na versão "*time hardening*" como na versão "*strain hardening*", ambas já explicitadas nos itens 3.5.1 e 3.5.2, respectivamente.

4.1. Estudo de Caso

Simulou-se o caso da perfuração de um poço de petróleo de 0,31m ($12\frac{1}{4}$") de diâmetro numa seção em 2D (duas dimensões) situada na camada de sal. A profundidade de estudo foi de 6000m abaixo do nível do mar, em que foram consideradas algumas características, apresentadas na Tabela 4-1 com base na estratigrafia típica da Bacia de Santos. A motivação deste estudo de caso se deu pela recente confirmação da descoberta de reservatório de alta produtividade de petróleo leve numa camada "pré-sal".

Para repassar as tensões à seção do poço na simulação numérica, as camadas superiores foram definidas em três regiões. A primeira é a lâmina de água com seu respectivo peso específico e espessura de 2000m. Para efeito de cálculo, utilizou-se em todas as simulações o peso específico de 8,5 lb/gal (1018,52 kg/m^3) para a água do mar, que foi extraído dos exemplos do livro de

Rocha & Azevedo (2007). Segundo os autores, as massas específicas da água do mar variam entre 1000 e 1040 kg/m^3.

Tabela 4-1: Estratigrafia do estudo de caso.

Tipo de material	Peso Específico	Profundidade
Lâmina de água	8,5 lb/gal = 1018,52 kg/m^3	0 m a -2000 m
Outros estratos	1 psi/ft = 2306,66 kg/m^3	-2000 m a -4000 m
Estrato de sal	2160 kg/m^3	-4000 m a -6500 m

A segunda região, denominada de "outros estratos", representa as camadas localizadas acima da camada de sal. Foi calculado o repasse de tensões de 2000m de "outros estratos" para o corpo salino. Para tanto, foi considerada uma densidade média de 1 (psi/ft), valor que é aceito como o ideal para simular o gradiente de sobrecarga destes "outros estratos" na indústria de petróleo.

Por último, o estrato de sal de 2500m com seu respectivo peso específico. Segundo diversos estudos, a variação da densidade do sal com a profundidade é bastante pequena na região do Golfo do México. De acordo com a literatura, a massa específica do sal varia entre 2150 e 2200 Kg/m^3 (Medeiros, 1999). Adotou-se, em todos os cálculos, o valor de massa específica de 2160 Kg/m^3 (Mackay et al, 2007). Vale ressaltar que a profundidade de estudo nesta análise de deformação plana é de 6000m.

Para estudar o comportamento do poço de sal nessa profundidade de estudo, esta simulação se baseia no estado de deformação plana, em que a malha foi construída em 2D. As tensões e os deslocamentos foram analisados sem e com fluido de perfuração. O estrato de sal foi modelado, sendo considerado o comportamento de fluência ("*creep*"). Para realizar essa experiência, foi utilizado o método dos elementos finitos por meio do programa Abaqus.

4.2. Dados da Malha

Foi construída uma malha de elementos finitos em 2D, composta por 234 elementos e 248 nós para simular o comportamento de fluência no poço de sal por uma análise de deformação plana. Esta malha tem a principal característica de discretizar ¼ das dimensões totais do problema conforme Figura 4-1, que apresenta uma representação esquemática da seção analisada. Nesta figura, no caso da análise de deformação plana, considera-se que as dimensões não cotadas no desenho são infinitas de acordo com as indicações das setas para cima e para baixo.

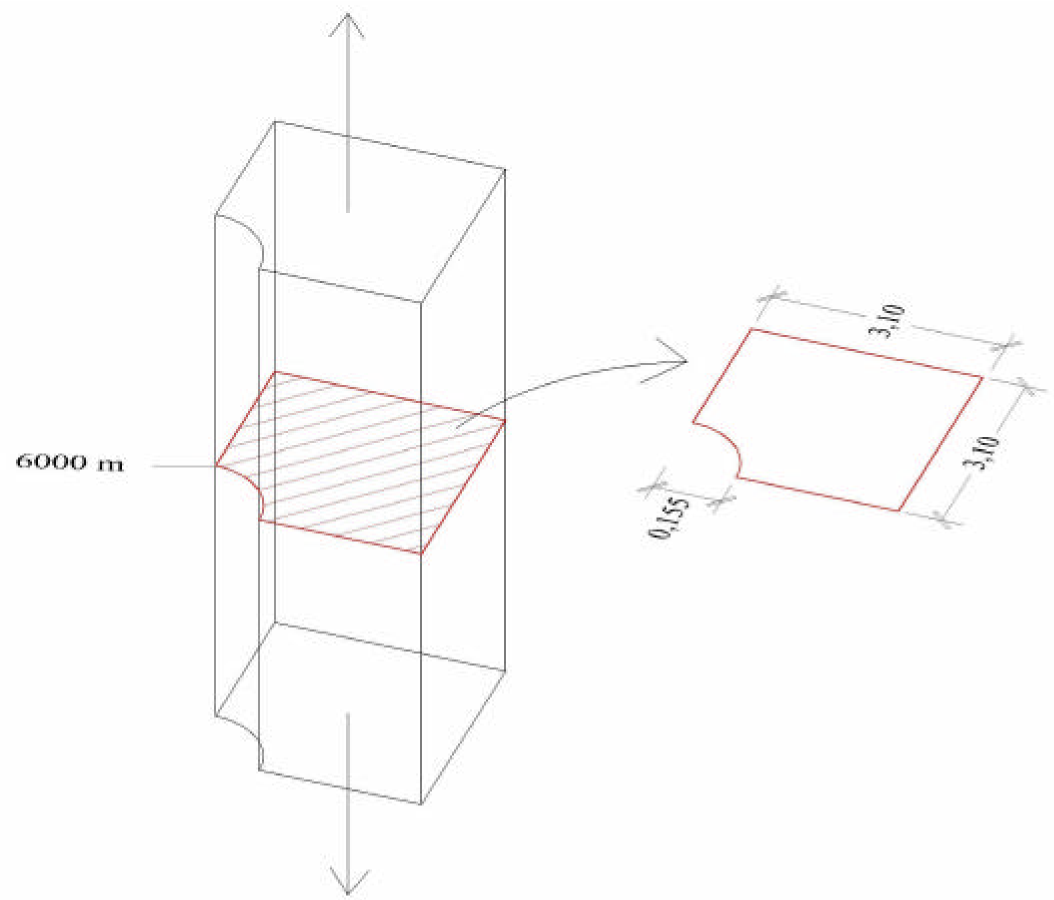
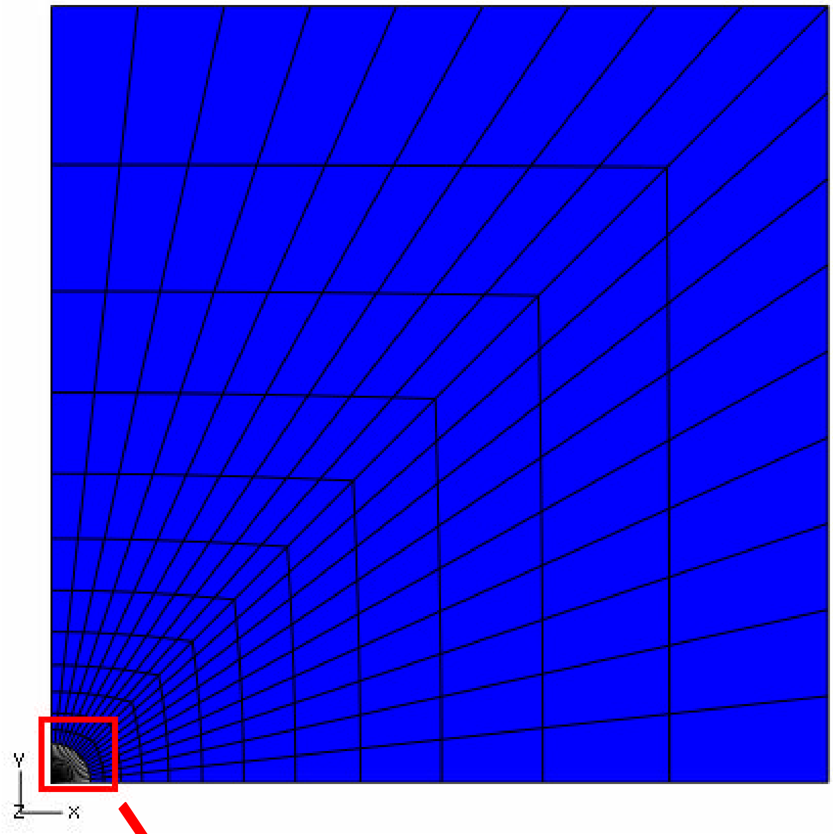


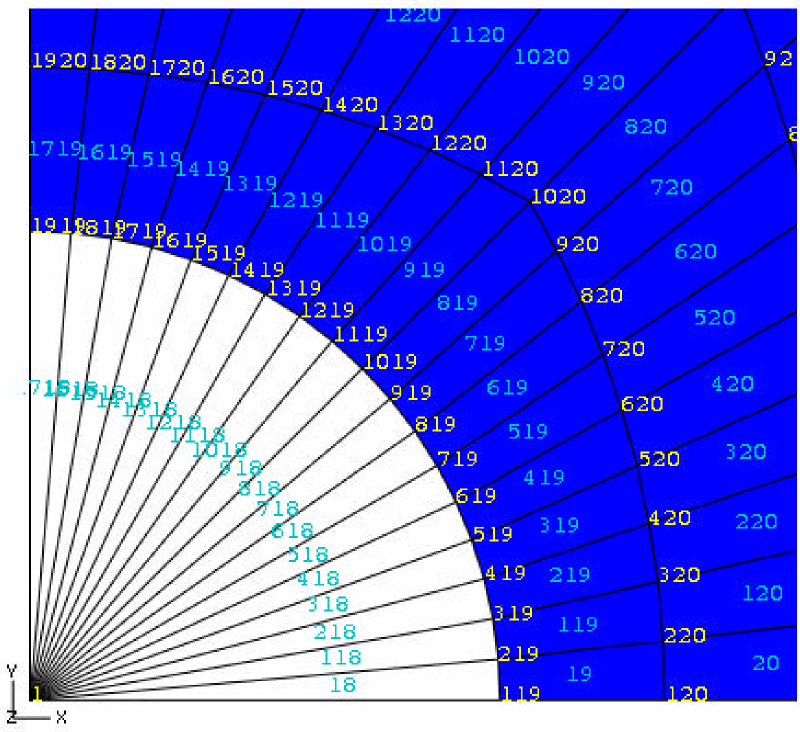
Figura 4-1: Representação esquemática da seção analisada em vermelho (sem escala).

Adotou-se o tamanho da malha igual a 20 vezes o raio do poço. Uma vez que o raio é igual a 0,155m ($6\,{}^{1}\!/_{8}$”), 20*r é igual a 3,10 m. Sendo assim, as dimensões da malha utilizada são de 3,10m x 3,10m. Na Figura 4-2a é apresentada a malha de elementos finitos para a simulação da perfuração do poço, na qual os elementos azuis representam o corpo salino. Na Figura 4-2b pode ser visto o “*zoom*” da figura anterior com o objetivo de mostrar o tipo de elemento que foi usado no poço, representado pela cor branca.

O motivo pelo qual se adotou 20 vezes o raio é que nesta distância as tensões induzidas pela perfuração são as mesmas que as tensões “*in situ*”. Tal fato foi verificado por meio de simulações de validação do programa Abaqus e serão apresentadas posteriormente na Figura 4-5 e na Figura 4-6.



(a)



(b)

Figura 4-2: Malha de Elementos Finitos utilizada na simulação numérica (a) vista geral de toda a malha (b) “zoom” da malha na região do poço.

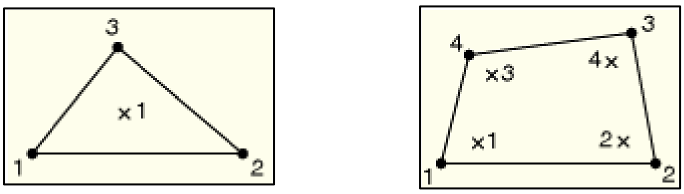
Pode-se observar que foram utilizados dois tipos de elementos finitos para simular o estrato de sal, totalizando 234 elementos. Na zona a perfurar (ou seja, do centro do poço até o perímetro do poço), foram utilizados 18 elementos finitos triangulares lineares de 3 nós (elementos brancos), intitulados de CPE3 no Abaqus. Foi escolhido este elemento por causa das seguintes características:

C: “continuum stress/displacement” – meio contínuo em análises de tensão/deslocamento;

PE: “plane strain” – deformação plana;

3: número de nós.

Por outro lado, no resto da malha foram utilizados 216 elementos quadrilaterais bilineares de 4 nós (elementos azuis), denominados de CPE4. Esses dois tipos de elementos utilizados na análise de deformação plana podem ser visualizados na Figura 4-3. Nesta figura também podem ser observados os pontos de integração, que estão representados dentro dos elementos por “x”. Como os elementos triangulares são removidos para simular a escavação, todos os cálculos são feitos para os elementos quadrilaterais.



(a) (b)

Figura 4-3: (a) elemento de 3 nós. (b) elemento de 4 nós.

Foi feito um maior refinamento na malha próxima ao perímetro do poço (ver Figura 4-2a), onde são esperadas as maiores variações de tensões, deformações e deslocamentos. Este grau de refinamento diminui à medida que se afasta do raio do poço, onde são esperados menores variações de tensões, deformações e deslocamentos.

Ainda na Figura 4-2, os eixos estão representados pelas letras x, y e z que são iguais aos sentidos 1, 2 e 3 da Figura 4-4, respectivamente. Na Figura 4-4 podem ser observadas também as condições de contorno. Nos nós do extremo esquerdo e da parte inferior da malha, foram impedidos os deslocamentos nas direções 1 e 2, respectivamente, para simular a reciprocidade do poço de sal assim como da malha como um todo. Também podem ser observadas, nesta figura, as tensões de sobrecarga atuantes no modelo para simular as tensões “in situ”, como está explicitado no item subseqüente.

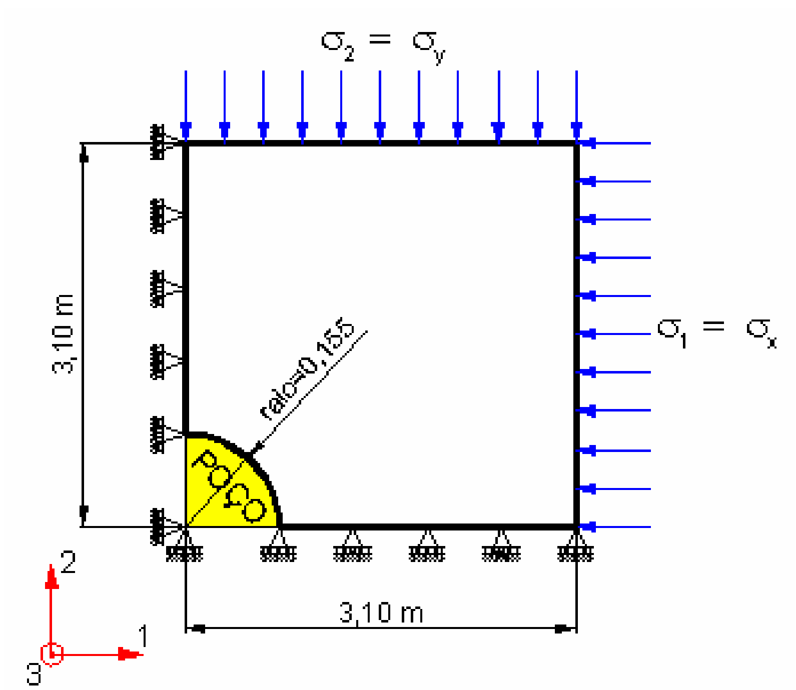


Figura 4-4: Representação esquemática das condições de contorno (sem escala).

4.3.
Tensões de Sobrecarga

Para o cálculo das tensões in situ, considerou-se o caso isotrópico do material. A Tabela 4-2 mostra os valores do cálculo de tensões até a profundidade de estudo de 6000m abaixo do nível do mar, já que é a profundidade considerada nas simulações deste capítulo. As tensões *“in situ”* nas direções 1 e 2 aplicadas à seção de estudo têm o mesmo valor que a tensão vertical s_z, apresentada na Tabela 4-2. Isto porque foi idealizado um caso isotrópico de tensões; então, as tensões nas direções 1, 2 e 3 numa determinada profundidade seriam iguais ($s_x = s_y = s_z$).

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

Tipo de material	**Profundidade**	**Peso Específico**	**Tensão (s_z)**
Lâmina de água	0 m a -2000 m	1018,52 kg/m^3	19,98 MPa
Outros estratos	-2000 m a -4000 m	2306,66 kg/m^3	45,24 MPa
Estrato de sal	-4000 m a -6000 m	2160 kg/m^3	42,36 MPa
Total de σ_z na profundidade de estudo (6000 m) =			**107,58 MPa**

4.4. Parâmetros utilizados

A simulação do *creep* no Abaqus possui duas fases: a fase elástica e fase de fluência. Os parâmetros elásticos e as constantes empíricas na fase de fluência são definidos a seguir.

4.4.1. Parâmetros elásticos

Os parâmetros elásticos utilizados nas modelagens foram extraídos de ensaios realizados em amostras de sal da mineração de Taquari Vassouras no Estado de Sergipe, constituído somente de halita, uma das premissas desta simulação:

E = 2,04 E+07 KPa;

ν = 0,36.

Estes valores de Módulo de Young ou Módulo de Elasticidade (E) e de Coeficiente de Poisson (ν) também foram utilizados em diversos estudos relacionados à fluência em evaporitos, tais como Costa (1984, 1997, 2005), Gravina (1997), Medeiros (1999) e Poiate (2006).

Como o sal tem comportamento isotrópico, estas propriedades elásticas são definidas por um único Módulo de Young e Coeficiente de Poisson, válidos para todos os elementos deste modelo em qualquer direção.

4.4.2. Constantes empíricas

Como citado anteriormente, o sal tem o comportamento de fluência, ou "*creep*". Para simular este comportamento, utilizou-se o modelo "*Power-law model*" do Abaqus, apresentado no subitem 3.5.

Resgatando as duas formulações do Abaqus apresentadas nos itens 3.5.1 e 3.5.2, na versão "*time hardening*" (3.40) e na versão "*strain hardening*" (3.42), respectivamente, têm-se três constantes que precisam ser definidas: *A*, *n* e *m*.

$$\overset{f}{\dot{e}} = A\tilde{q}^{\,n}\, t^{m} \qquad (3.40)$$

$$\overset{f}{\dot{e}} = \left(A\tilde{q}^{\,n} \left[(m+1)\overset{cr}{e} \right]^{m} \right)^{\frac{1}{m+1}} \qquad (3.42)$$

As definições dos valores destas constantes foram feitas a partir dos parâmetros determinados por Bradshaw & Macclain, em 1971, para o projeto de Salt Vault, uma mina de sal na cidade de Lyons, Kansas, Estados Unidos, no qual foi utilizada também uma lei de fluência potencial para o regime transiente (Medeiros, 1999):

$$\overset{f}{e} = 1{,}3 \cdot 10^{-37} T^{9{,}5} \cdot q^{3{,}0} \cdot t^{0{,}3}, \tag{4.1}$$

em que:

T é a temperatura em K;

q é a tensão equivalente em psi;

t é o tempo em horas.

Segundo o estudo acerca de Evaporitos na Bacia de Campos elaborado por Oliveira et al (1985), o gradiente geotérmico médio é de 23,6 °C/Km. As simulações numéricas foram feitas a uma profundidade de 4000 metros abaixo do fundo do mar. Sendo assim, a temperatura nesta profundidade pode ser obtida da seguinte forma:

$$T = 23{,}6\ {}^{0}C\!\big/_{Km} \cdot 4Km = 94{,}4^{0}C = 367{,}55K$$

Substituindo a temperatura encontrada a 4 km de profundidade na equação 4.1, tem-se:

$$\overset{f}{e} = 3{,}051 \cdot 10^{-13} \cdot q^{3{,}0} \cdot t^{0{,}3} \tag{4.2}$$

A equação 4.2 pode ser reescrita, considerando o tempo em segundos e a tensão em Pascal da seguinte forma:

$$\overset{f}{e} = 7{,}979 \cdot 10^{-26} \cdot q^{3{,}0} \cdot t^{0{,}3} \tag{4.3}$$

Derivando a equação 4.3 em função do tempo para se obter a taxa de deformação de fluência, tem-se:

$$\overset{f}{\dot{e}} = 2{,}3937 \cdot 10^{-26} \cdot q^{3{,}0} \cdot t^{-0{,}7} \tag{4.4}$$

Comparando a equação 4.4 com a 3.40, puderam-se obter as constantes empíricas que serão utilizadas nas simulações numéricas no Abaqus:

A = 2,3937 E -26;

n = 3,0;

m = -0,7.

4.5. Etapas

A simulação foi dividida em três etapas ou "*steps*". Antes da primeira etapa, nas condições iniciais, aplica-se o estado de tensão. O primeiro *step* se refere ao uso da função *geostático* do Abaqus, que é equivalente a uma força externa. Utiliza-se este artifício para que haja um equilíbrio entre o estado de tensão e a força externa. Foi empregado o valor de 107,58MPa, obtido a partir do cálculo da tensão vertical calculada na Tabela 4-2.

O segundo "*step*" é a desativação dos elementos triangulares que compõem o poço para simular justamente a perfuração do poço. Neste mesmo *step* são simuladas a resposta elástica e a introdução das pressões provocadas pelo peso do fluido de perfuração na parede do poço. Na Tabela 4-3 apresentam-se os valores equivalentes de tensões na profundidade de estudo para cada peso de fluido de perfuração.

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

Peso do fluido de perfuração	Pressão do fluido de perfuração
9 ppg = 0,47 psi/ft	9252 psi = 63,79 MPa
9,5 ppg = 0,49 psi/ft	9646 psi = 66,50 MPa
10 ppg = 0,52 psi/ft	10236 psi = 70,57 MPa
10,5 ppg = 0,54 psi/ft	10630 psi = 73,29 MPa
11 ppg = 0,57 psi/ft	11220 psi = 77,36 MPa
11,5 ppg = 0,60 psi/ft	11811 psi = 81,43 MPa
12 ppg = 0,62 psi/ft	12205 psi = 84,15 MPa
12,5 ppg = 0,65 psi/ft	12795 psi = 88,21 MPa
13 ppg = 0,67 psi/ft	13189 psi = 90,93 MPa

No terceiro "*step*" finalmente se ativa a fase do "*creep*". Nesta etapa, foi considerado um tempo de estudo de 30 dias para todas as simulações. Isto significa que se pode analisar o comportamento do evaporito desde a escavação até o 30º dia. Adotou-se este prazo, pois o presente trabalho tem como finalidade prever o comportamento de um poço de petróleo em uma zona de sal até o instante em que o corpo de sal for isolado por meio da descida do revestimento. Normalmente a escala de tempo para esta fase é de alguns dias, nunca além de um mês. Além disso, é de se esperar que neste período de tempo a fluência primária domine o processo que é denominado *power-law model* ou modelo constitutivo empírico potencial de fluência primária no Abaqus. Foram realizadas simulações tanto para as versões "*time hardening*" quanto "*strain hardening*".

Depois de realizar todos esses três "*steps*" e obter os resultados para um peso de fluido de perfuração, realizou-se este procedimento novamente para os outros casos nos quais foram levados em consideração diferentes pesos de fluido de perfuração. Em outras palavras, foram feitas nove simulações para a versão "time hardening" e nove para a versão "strain hardening", com a alteração dos pesos dos fluidos de perfuração de 9 a 13 ppg, variando a cada 0,5 ppg. Portanto, na análise de deformação plana, foram feitas 18 simulações.

4.6. Validação do uso do Programa Abaqus

Para realizar a validação da resposta elástica do programa Abaqus, foram utilizadas as formulações elásticas de Kirsch (1898) e Bradley (1979). Considerou-se contanto que não ocorressem deformações ao longo do eixo do poço, isto é, adotou-se a hipótese de estado plano de deformação. Sendo assim, para este caso da validação do Abaqus, foi só utilizada a solução elástica de análise do programa e os elementos analisados são aqueles localizados ao longo do eixo 1, ou seja, os elementos da parte inferior da Figura 4-2.

4.6.1. Solução proposta por Kirsch e resultados obtidos do Abaqus

Kirsch (1898) considerou uma placa com um furo passante de raio 'r' a qual estava submetida a um estado de tensões e propôs uma solução para a distribuição do estado de tensões ao longo da placa em termos de tensão radial e tangencial, respectivamente (Goodman, 1989):

$$\sigma_r = \left(\frac{\sigma_x + \sigma_y}{2}\right)\left(1 - \frac{a^2}{r^2}\right) + \left(\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2}\right)\left(1 + \frac{3a^4}{r^4} - \frac{4a^2}{r^2}\right)\cos(2\theta) \tag{4.5}$$

$$\sigma_\theta = \left(\frac{\sigma_x + \sigma_y}{2}\right)\left(1 + \frac{a^2}{r^2}\right) - \left(\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2}\right)\left(1 + \frac{3a^4}{r^4}\right)\cos(2\theta), \tag{4.6}$$

em que:

σ_r é a tensão normal efetiva na direção radial;

s_q é a tensão normal efetiva na direção tangencial;

s_x é a tensão "*in situ*" na direção x;

s_y é a tensão "*in situ*" na direção y;

a é o raio do poço;

r é a distância a partir do eixo do poço;

q é o ângulo medido no sentido anti-horário do plano x-y a partir do eixo'x'.

A formulação em questão não contempla o peso de fluido de perfuração. Por isso, realizou-se uma simulação no Abaqus considerando esta situação e comparou-se com os resultados das equações de Kirsch, como apresentado na Figura 4-5.

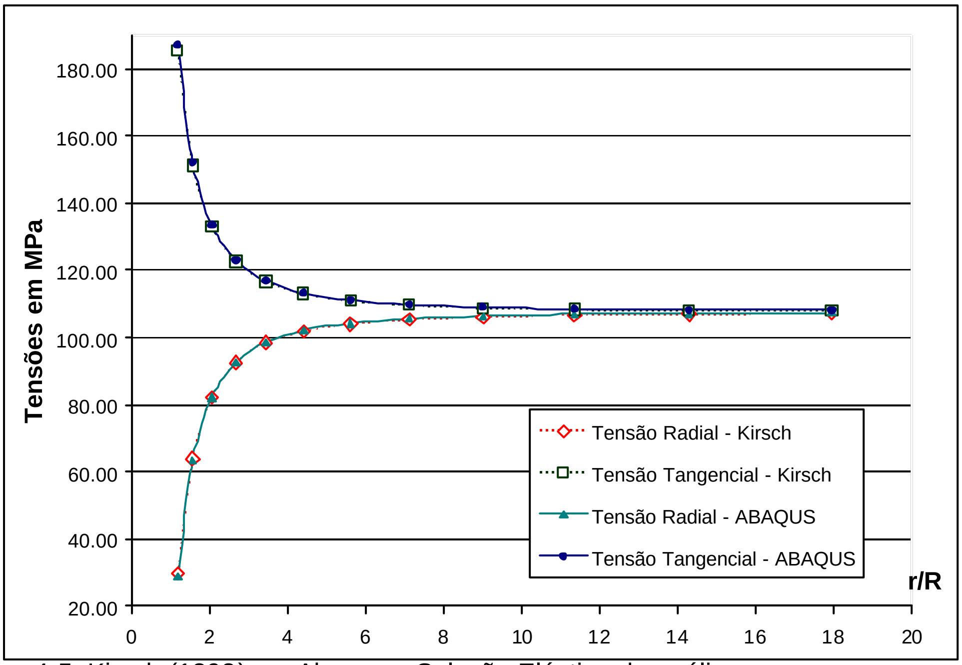


Figura 4-5: Kirsch (1898) vs. Abaqus – Solução Elástica da análise.

4.6.2.
Solução proposta por Bradley e resultados obtidos do Abaqus

Considerando o mesmo problema de uma placa com um furo passante de raio 'r' a qual está submetida a um estado de tensões, Bradley (1979) complementou a formulação de Kirsch (1898). A solução para a distribuição do estado de tensões ao longo da placa proposta por Bradley também contempla uma pressão interna no furo que, no caso da simulação feita no Abaqus, corresponde à pressão gerada pelo peso do fluido de perfuração. Para este exemplo, foi utilizado um peso de fluido de 11 ppg, que corresponde a 77,36MPa, conforme Tabela 4-3.

Em seguida, têm-se as equações de Bradley utilizadas em termos de tensão radial e tangencial, respectivamente (Fjaer et al, 1996):

$$s_r = \left(\frac{s_x + s_y}{2}\right)\left(1 - \frac{a^2}{r^2}\right) + \left(\frac{s_x - s_y}{2}\right)\left(1 + \frac{3a^4}{r^4} - \frac{4a^2}{r^2}\right)\cos(2q) + t_{xy}\left(1 + \frac{3a^4}{r^4} - \frac{4a^2}{r^2}\right)\sin(2q) + p_w \frac{a^2}{r^2} \quad (4.7)$$

$$s_q = \left(\frac{s_x + s_y}{2}\right)\left(1 + \frac{a^2}{r^2}\right) - \left(\frac{s_x - s_y}{2}\right)\left(1 + \frac{3a^4}{r^4}\right)\cos(2q) - t_{xy}\left(1 + \frac{3a^4}{r^4}\right)\sin(2q) - p_w \frac{a^2}{r^2}, \quad (4.8)$$

em que:

s_r é a tensão normal efetiva na direção radial;

s_q é a tensão normal efetiva na direção tangencial;

s_x é a tensão in situ na direção x;

s_y é a tensão in situ na direção y;

a é o raio do poço;

r é a distância a partir do eixo do poço;

q é o ângulo medido no sentido anti-horário do plano x-y a partir do eixo'x';

p_w é a pressão provocada pelo peso de fluido de perfuração.

A Figura 4-6 apresenta os resultados do Abaqus versus os resultados das equações de Bradley (1979):

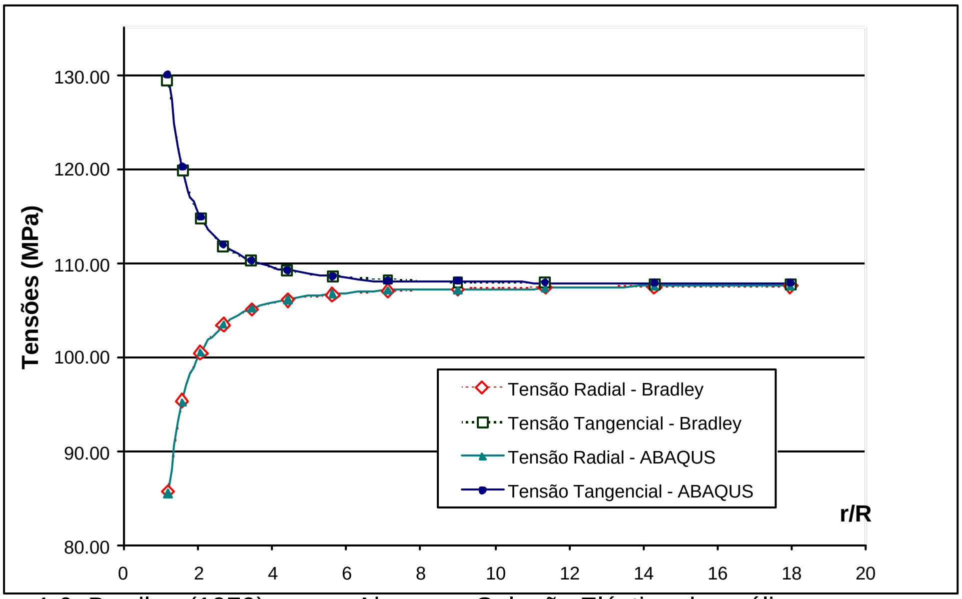


Figura 4-6: Bradley (1979) versus Abaqus – Solução Elástica de análise.

Pode-se observar que os valores das tensões radiais e tangenciais coincidem com os do Abaqus tanto na Figura 4-5 quanto na Figura 4-6, correspondente às formulações de Kirsch e de Bradley, respectivamente. Nestes gráficos, r é igual à posição do centro do elemento ao longo do eixo 1 e R é o raio do poço. Os pontos de cálculo (“centroid”) têm um ângulo de 2,5º em relação ao eixo 1.

Após as validações das equações de Kirsch e Bradley com os resultados extraídos da fase elástica do Abaqus, acredita-se que tal programa está habilitado para continuar o estudo de simulação numérica em elementos finitos.

4.7. Resultados e Análises das simulações numéricas utilizando a Teoria de endurecimento por Tempo Transcorrido

O Abaqus possui diversas formas de gerar os resultados dos problemas. A formatação padrão (“default”) de apresentação das soluções é visualmente bem apresentada por causa da escala de cores. Por outro lado, a análise dos resultados apresentados desta forma não é muito prática. Sendo assim, alguns desses resultados “default” foram colocados no Apêndice B para familiarização com o software e para melhor visualização da propagação dos efeitos geomecânicos da perfuração no corpo de sal.

Os resultados serão apresentados, comentados e discutidos de forma gráfica para facilitar sua análise e serão divididos em três blocos: deslocamentos, deformações e tensões.

4.7.1. Deslocamentos

Primeiramente, foi feita uma análise dos deslocamentos radiais na parede do poço após a simulação da perfuração utilizando a solução elástica instantânea e a fluência a partir deste instante até um período de 30 dias. As medições foram feitas no nó 119 (ver Figura 4-2b) para os diversos pesos fluidos de perfuração, do 9 ao 13 ppg, variando em 0,5 ppg.

Analisando a Figura 4-7, quando se faz a modelagem com maiores pesos de fluido de perfuração, os deslocamentos na parede do poço são menores. Isto acontece porque para maiores pesos de fluido ocorre uma menor diferença entre as tensões horizontais “*in situ*” e o peso do de fluido de perfuração, o que ocasiona menores deslocamentos na parede do poço.

Na Figura 4-8 podem ser visualizadas as mesmas curvas da Figura 4-7. Todavia, com um enfoque nos deslocamentos radiais na parede do poço no primeiro dia após a perfuração e também considerando a solução elástica e a fluência. Após análise destas duas figuras, percebe-se que os deslocamentos mais significativos acontecem no primeiro dia após a perfuração, independente do peso de fluido utilizado na modelagem.

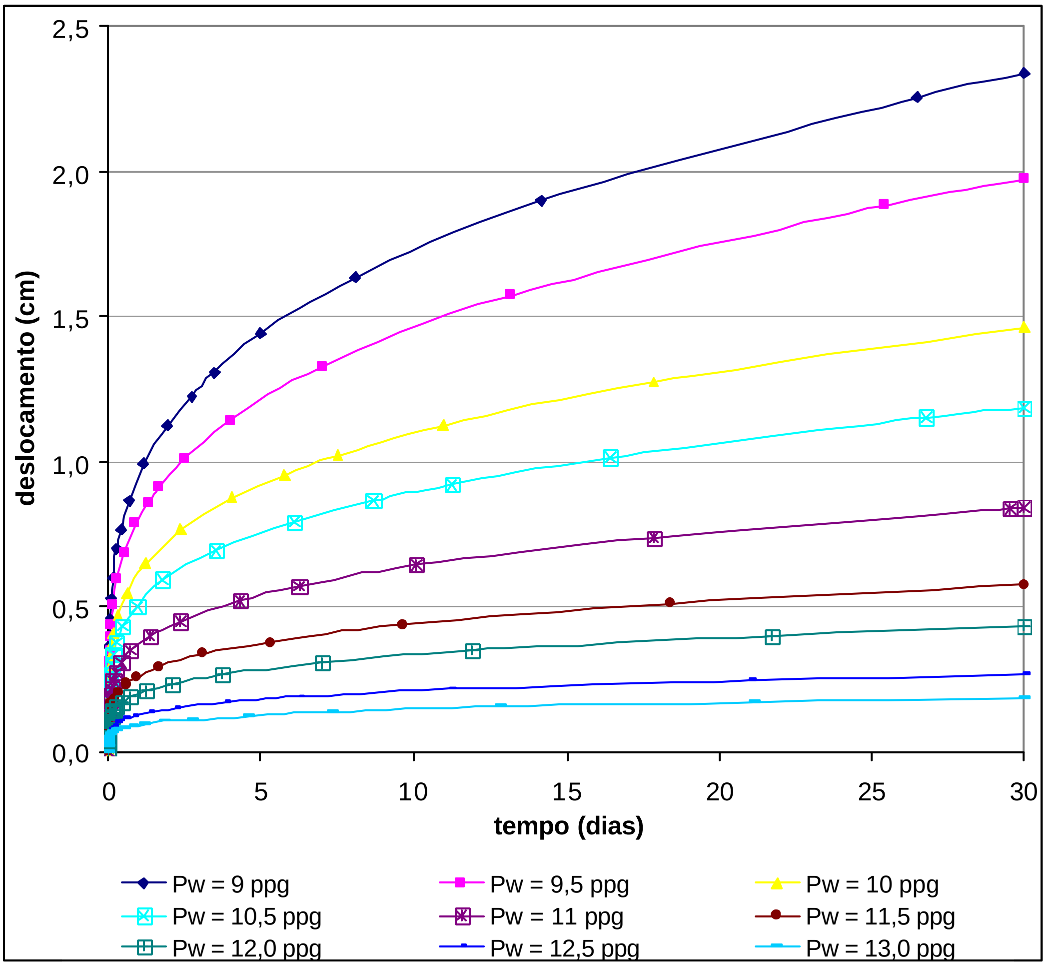


Figura 4-7: Fechamento do poço ao longo do tempo (30 dias) para diferentes fluidos de perfuração.

No gráfico apresentado na Figura 4-9, pode ser observado o deslocamento radial na parede do poço (abscissa) pelos diversos pesos de fluidos de perfuração (ordenada). Cada curva representa um instante no tempo. A primeira curva da esquerda apresenta a resposta da solução elástica instantânea provocada pela escavação. A segunda e terceira curva correspondem aos deslocamentos considerando a solução elástica mais os deslocamentos provocados pela fluência em 1 dia e em 30 dias, respectivamente.

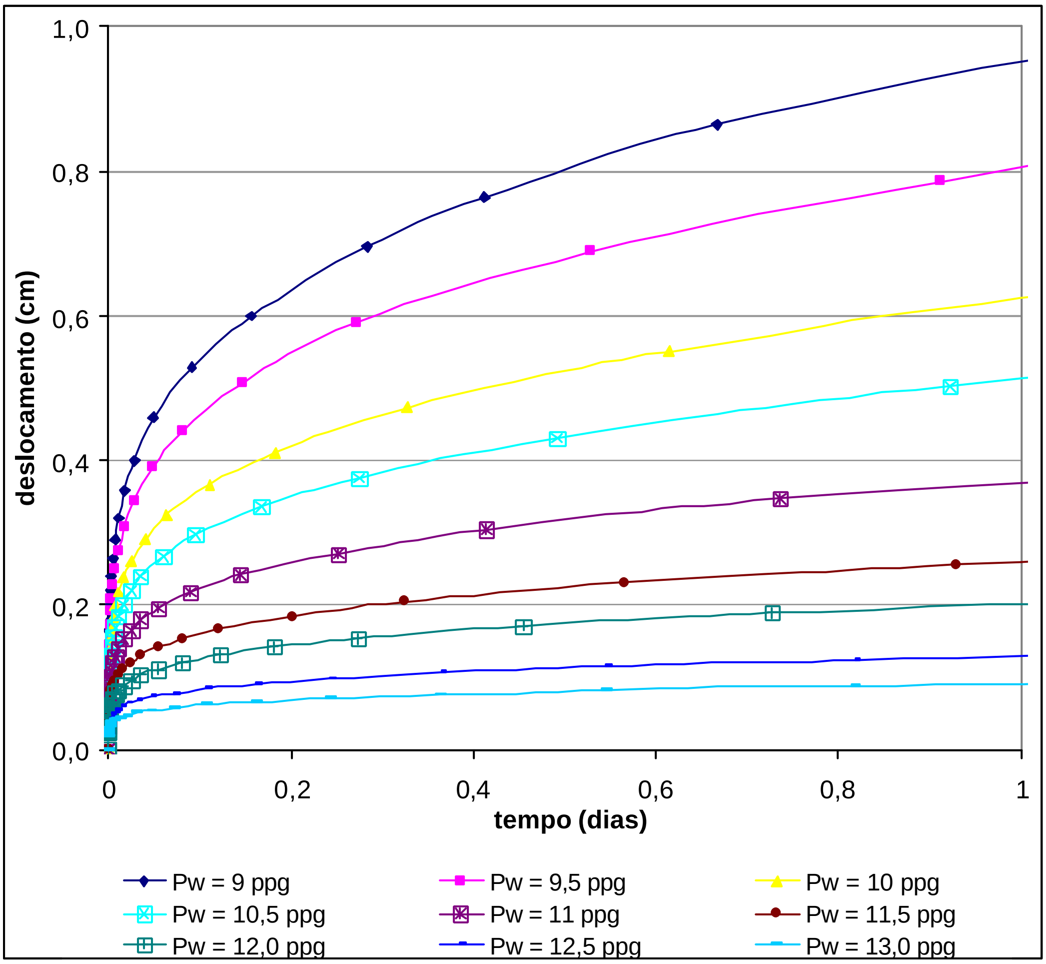


Figura 4-8: Fechamento do poço ao longo do tempo (1° dia) para diferentes fluidos de perfuração.

Utilizando os parâmetros descritos no início deste capítulo, pode-se constatar pelos resultados da Figura 4-9 que os deslocamentos gerados pela relação constitutiva elástica do sal são muito pequenos quando comparados com os deslocamentos causados pela fluência. Nos casos práticos, os parâmetros têm de ser bem definidos, pois vão influenciar diretamente os resultados, sejam superestimando ou subestimando os valores de deslocamentos na parede do poço. Vale destacar também que os deslocamentos nos primeiros instantes após a perfuração do poço são maiores que os demais. Pelo gráfico, para Pw=11ppg, o deslocamento causado pela solução elástica mais a fluência de 1 dia foi de 0,37 cm e para 30 dias foi de 0,84cm.

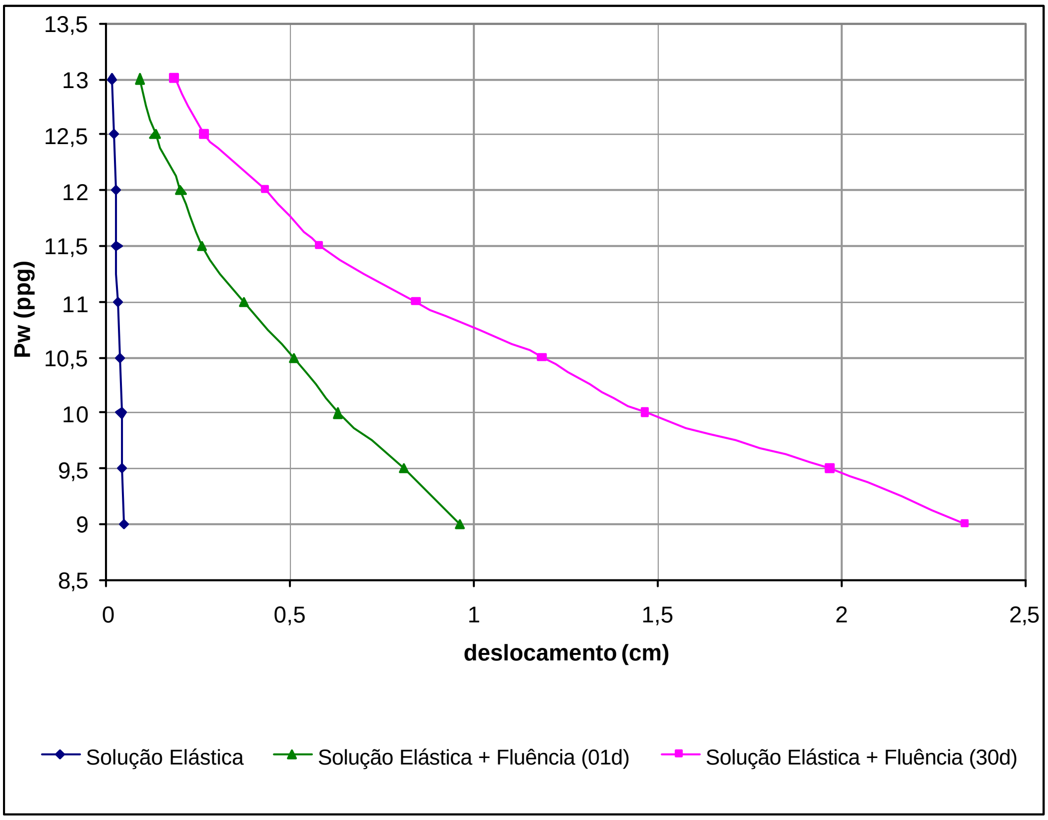


Figura 4-9: Fechamento do poço considerando a solução elástica e a fluência em 1 dia e em 30 dias para diversos pesos de fluido de perfuração.

A Figura 4-11, a Figura 4-12 e a Figura 4-13 apresentam os comportamentos dos deslocamentos radiais do evaporito desde a parede do poço (r/R =1) até uma distância equivalente a 20 vezes o raio do poço (r/R = 20) para os pesos de fluido de perfuração de 9, 11 e 13 ppg, respectivamente. O eixo das abscissas está representado por r/R, em que ‘R’ é o raio do poço e ‘r’ é o afastamento em relação ao eixo do poço, como mostra a representação esquemática da Figura 4-10. Por exemplo, quando ‘r/R=1’, significa que o ponto analisado é na parede do poço. Para ‘r/R=2’, o ponto estará distante duas vezes do raio do poço a partir do seu eixo, ou seja, a uma distância de um raio a partir da parede do poço e assim sucessivamente. Todos os deslocamentos horizontais foram calculados ao longo do eixo 1 (ver Figura 4-2).

Observando a Figura 4-11, a Figura 4-12 e a Figura 4-13, percebe-se que os deslocamentos na parede do poço são maiores e decrescem à medida que se afastam dele, independentemente do peso de fluido de perfuração utilizado na simulação. Apesar de a forma desses três gráficos serem semelhantes, o que os diferencia é a escala do eixo ‘y’. No caso da Figura 4-11, a escala do eixo das ordenadas chega a 2,5 cm, pois foi simulado para um peso de fluido de perfuração de 9 ppg. Todavia, para a Figura 4-13, a escala é somente de 0,2 cm, influenciada pelo peso de fluido de perfuração de 13 ppg.

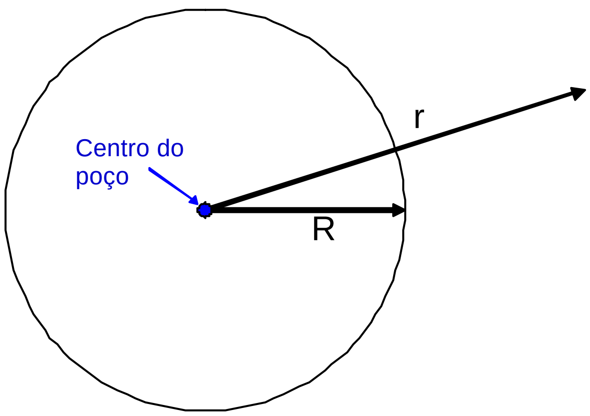


Figura 4-10: Representação esquemática do afastamento em relação ao eixo do poço (r).

Vale destacar também que os deslocamentos significativos acontecem somente até um afastamento de três a quatro vezes o raio do poço. Por exemplo, analisando a solução elástica mais 1 dia de fluência para o fluido de 11 ppg, o deslocamento na parede do poço foi de 0,37 cm e para um afastamento de quatro vezes o raio do poço (r/R = 4) foi de 0,08 cm. Isto acontece porque na parede do poço ocorre uma maior perturbação nas tensões que estavam constantes antes de escavação. À medida que o ponto de análise está mais afastado do poço, ocorrem menores perturbações de tensões e, assim, menores deslocamentos por fluência.

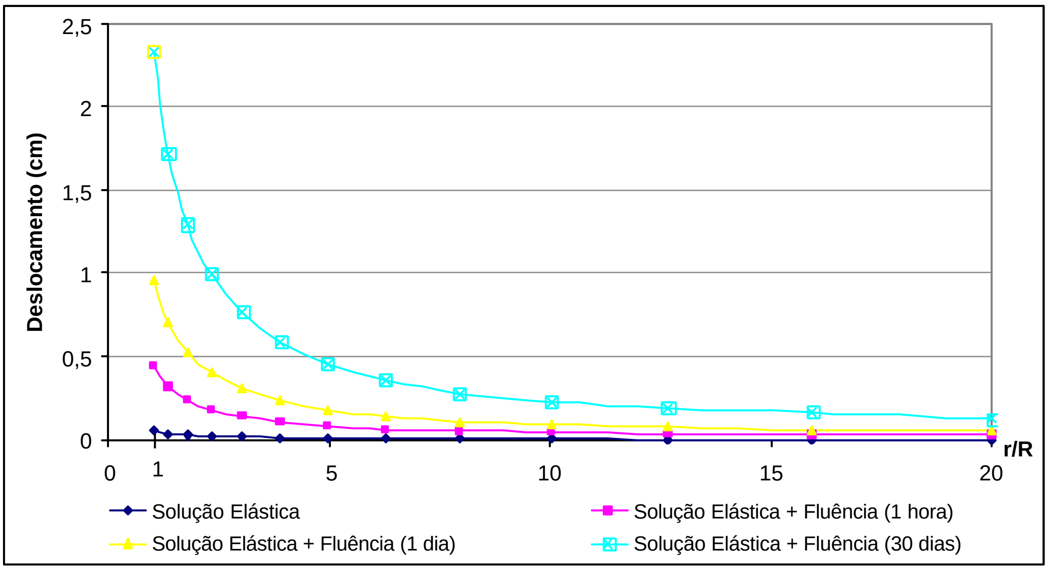


Figura 4-11: Deslocamento radial ao redor do poço para um peso de fluido de 9 ppg.

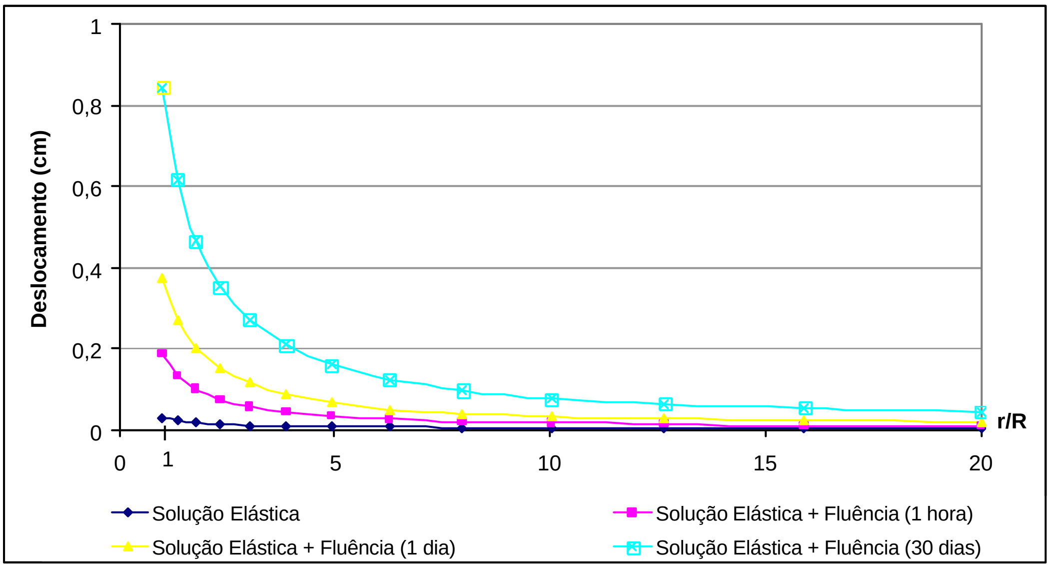


Figura 4-12: Deslocamento radial ao redor do poço para um peso de fluido de 11 ppg.

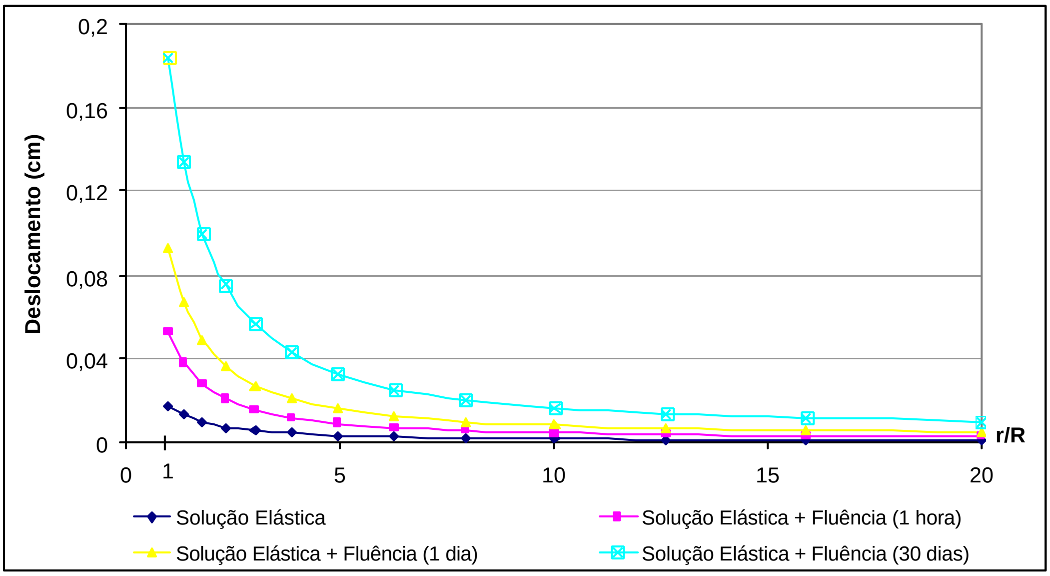


Figura 4-13: Deslocamento radial ao redor do poço para um peso de fluido de 13 ppg.

Os quatro gráficos apresentados a partir da Figura 4-14 até a Figura 4-17 mostram os deslocamentos radiais em relação ao afastamento do eixo do poço, em que cada figura representa um instante no tempo. A Figura 4-14 contempla somente os resultados considerando a solução elástica instantânea. Por outro lado, a Figura 4-15, a Figura 4-16 e a Figura 4-17 apresentam os deslocamentos considerando a solução elástica instantânea e a fluência de uma hora, um dia e um mês, respectivamente. Cada um desses gráficos possui três curvas, uma para cada peso de fluido de perfuração utilizado, que foi de 9ppg, 11ppg e

13ppg. É importante observar que, apesar de estes quatro gráficos terem formatos parecidos, os valores da escala no eixo das ordenadas variam acentuadamente. Por exemplo, na Figura 4-14 o valor máximo da escala em ‘y’ é de 0,05 cm e na Figura 4-15 é de 0,5 cm. Daí a importância da consideração da fluência, principalmente nos primeiros instantes ao se estudar os deslocamentos de poços quando perfurados em corpos salinos.

Observa-se ainda nos quatro gráficos (Figura 4-14 à Figura 4-17) que os deslocamentos radiais no sentido do poço em todos os instantes (elástico instantâneo, uma hora, um dia, um mês), independente do peso de fluido estudado, correspondem a aproximadamente 10 % do valor total do deslocamento na parede do poço no respectivo instante no afastamento igual a 10 vezes o raio (r/R = 10). Isto significa que à medida que são analisados pontos mais afastados do poço as diferenças de tensões são menores, o que gera pequenos deslocamentos horizontais. Em outras palavras, tais deslocamentos são menores que 10% do deslocamento radial provocado na parede do poço caso sejam analisados pontos afastados a mais de 10 vezes o raio do poço.

Ao analisar a Figura 4-14 e a Figura 4-15, observa-se que o deslocamento provocado pela solução elástica instantânea (0,045 cm), para um peso de fluido de 9ppg, representa somente pouco mais de 10 % do deslocamento após uma hora da perfuração do poço (0,438 cm) caso seja analisado na parede do poço (r/R=1). No entanto, para 13 ppg, o deslocamento elástico (0,017 cm) pode corresponder a pouco mais de 30 % do deslocamento total após uma hora (0,053 cm) também na parede do poço. Pode-se concluir que, para o fluido de 9 ppg, os deslocamentos devidos à fluência são mais representativos em virtude da maior diferença de tensões entre as tensões “*in situ*” e as pressões geradas pelo fluido de perfuração quando comparados com a perfuração com um peso de fluido de 13ppg. De qualquer forma, a consideração da fluência é imprescindível para estimativas de deslocamentos em poços perfurados em zonas salinas com qualquer peso de fluido de perfuração.

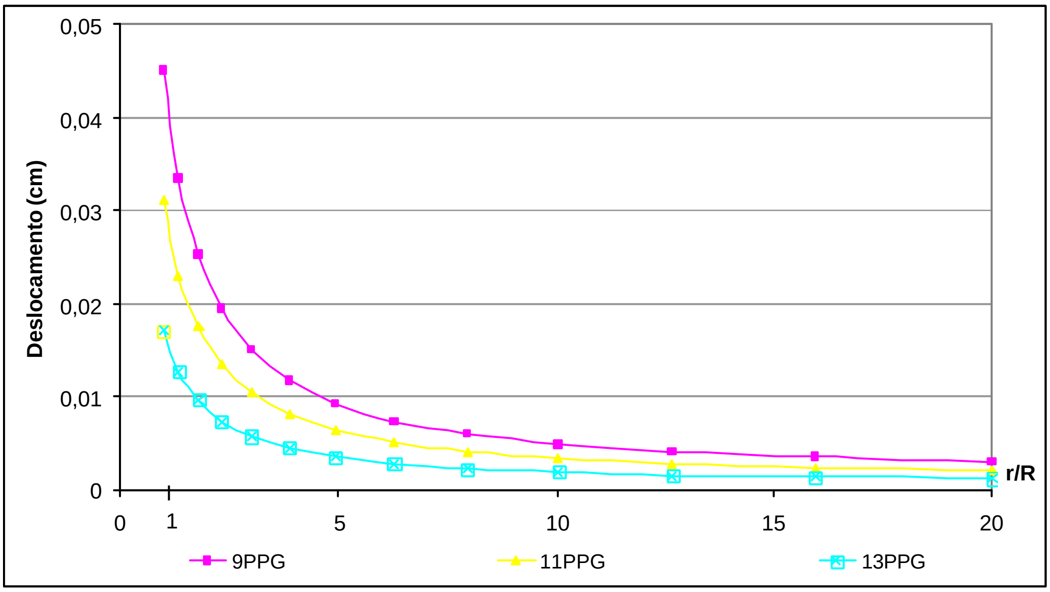


Figura 4-14: Deslocamento radial ao redor do poço considerando somente a solução elástica.

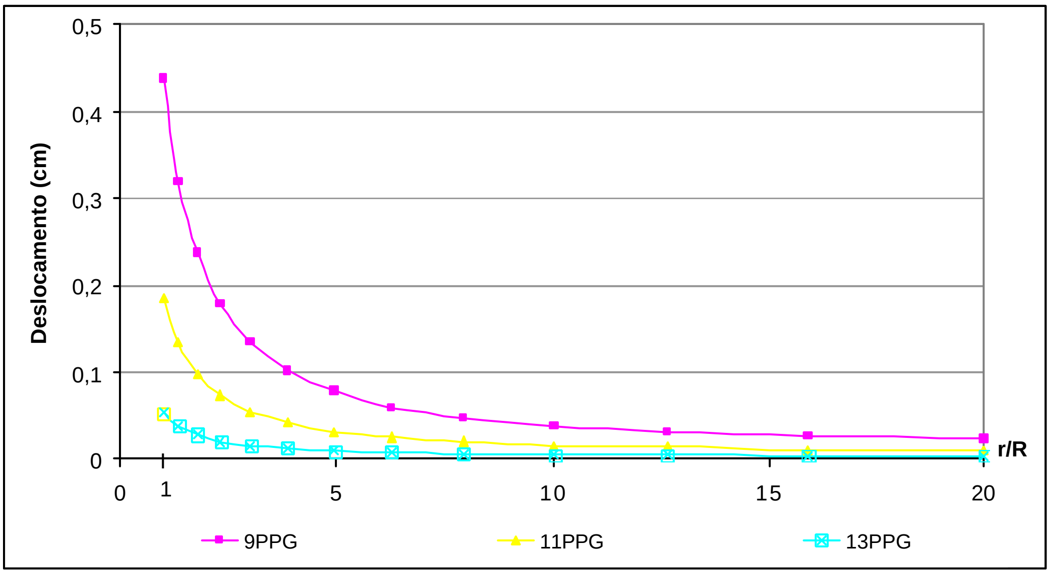


Figura 4-15: Deslocamento radial ao redor do poço considerando a solução elástica mais a fluência em uma hora.

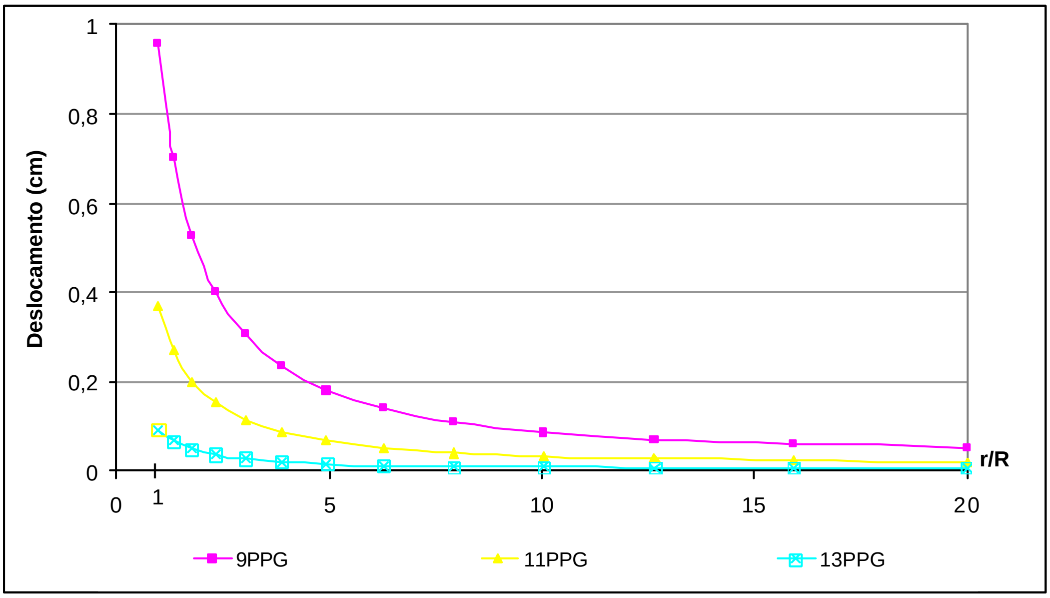


Figura 4-16: Deslocamento radial ao redor do poço considerando a solução elástica mais a fluência em um dia.

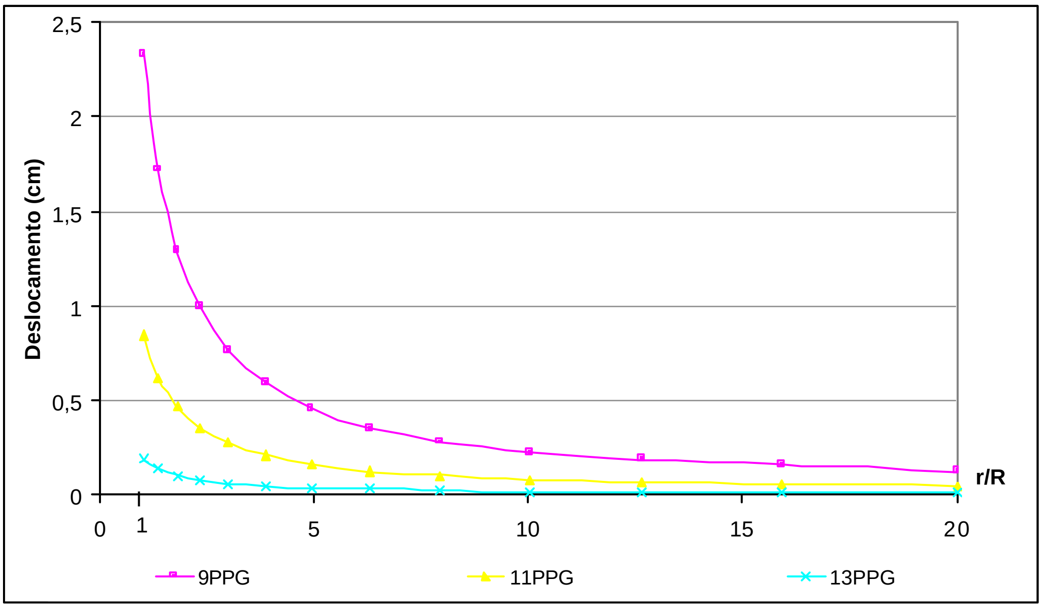


Figura 4-17: Deslocamento radial ao redor do poço considerando a solução elástica mais a fluência em um mês.

4.7.2. Deformações

Na Figura 4-18 e na Figura 4-19, estão apresentadas as deformações radiais na parede do poço ao longo do tempo considerando a solução elástica e a fluência. Na Figura 4-18 está sendo respeitado um período de fluência de um mês e na Figura 4-19, um período de um dia. Vale destacar novamente que todos esses cálculos de deformações foram feitos no nó 119 no sentido 1, como pode ser observado na Figura 4-2b.

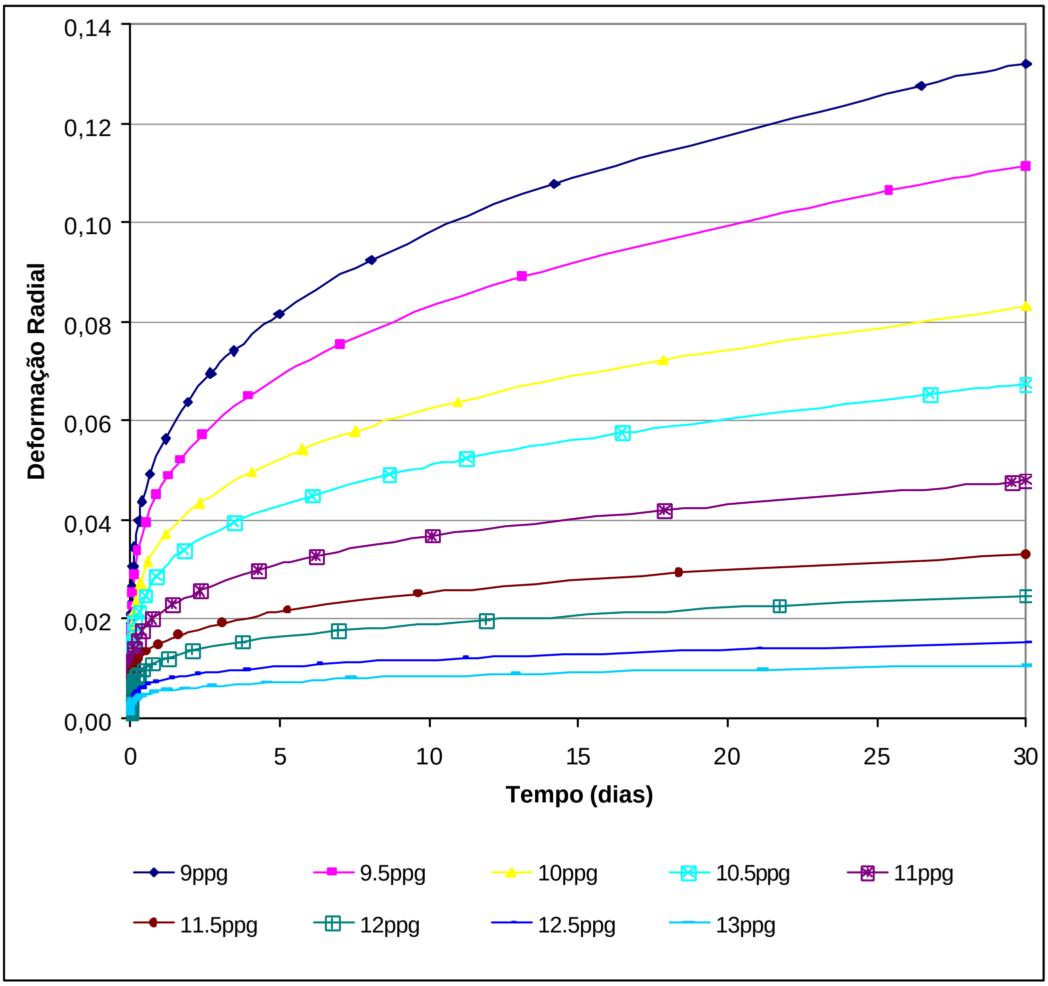


Figura 4-18: Deformações horizontais na parede de poço para diversos fluidos de perfuração em um mês.

Nas simulações numéricas com maiores pesos de fluido de perfuração observam-se menores deformações radiais num tempo específico tanto para pequenos intervalos de tempo quanto para um período de 30 dias. Maiores pesos de fluidos de perfuração impactam fortemente em menores deformações, pois ocorre uma menor diferença de pressões geradas pelo peso do fluido de perfuração e pelas tensões "*in situ*". Um exemplo disso são as deformações em 30 dias de 4,79% e 2,48% para pesos de fluido de 11 e 12 ppg, respectivamente.

Vale a pena destacar também a diferença de deformações de quase 3% para pequenas alterações de pesos de fluidos de perfuração de 9,5 (11,15%) e 10 ppg (8,31%) nas análises de 30 dias.

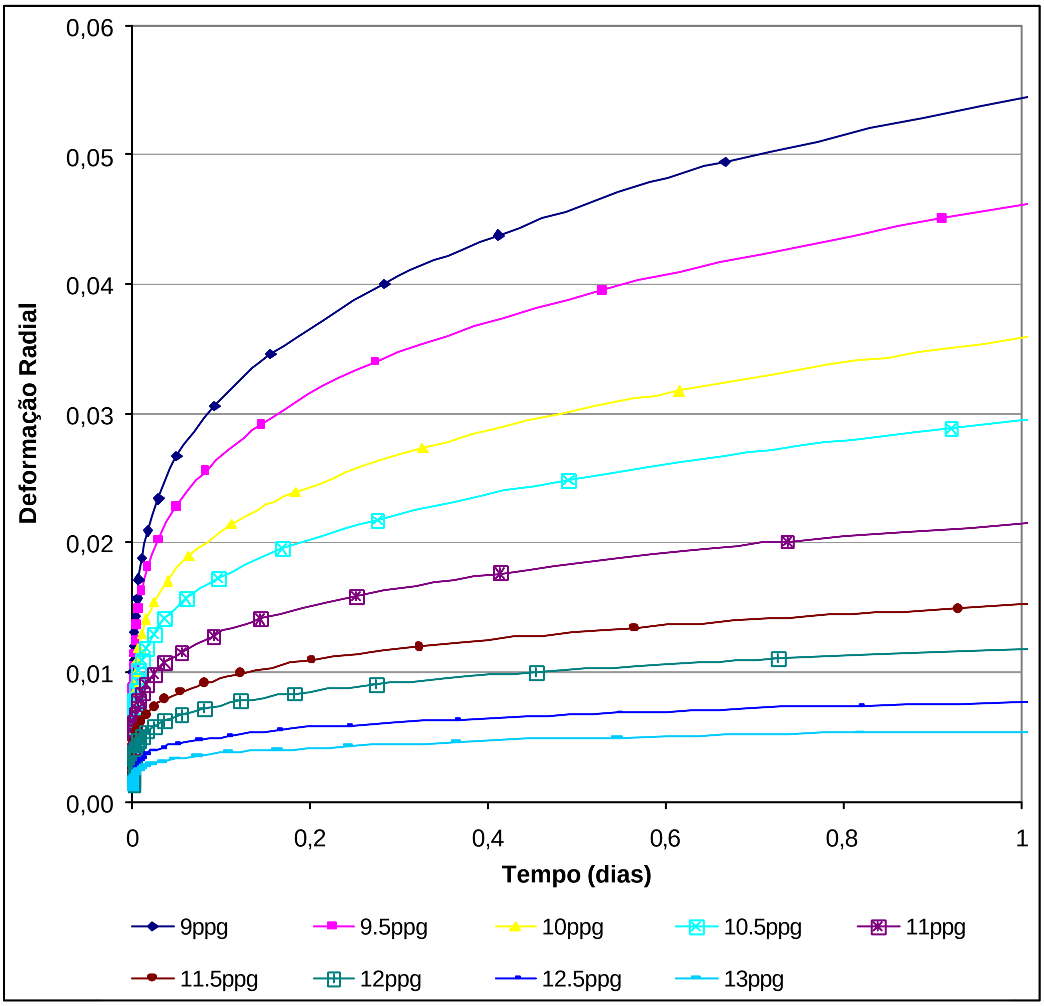


Figura 4-19: Deformações horizontais na parede de poço para diversos fluidos de perfuração no 1° dia.

A Figura 4-19 e Figura 4-20 são importantes para mostrar que a fluência é mais acentuada no primeiro dia após a perfuração do poço em relação aos demais. Para um peso de fluido de 10 ppg a deformação, considerando a solução elástica mais a fluência em um dia, foi de 3,6% e em 30 dias foi de 8,3%.

Além disso, na Figura 4-20 observa-se que as deformações elásticas instantâneas são desprezíveis quando comparadas com as deformações por fluência no sal para períodos superiores a um dia, principalmente para baixos valores de peso de fluidos de perfuração, em que as deformações por fluência são muito elevadas chegando a mais de 4% em 1 dia e mais de 10% em 30 dias, para fluido de 9 e 9,5 ppg. Logicamente, essas deformações por fluência dependem diretamente da lei de fluência e dos parâmetros adotados na modelagem. Uma alteração nos valores das constantes empíricas, por exemplo, resultaria em diferentes deformações quando se confronta com o resultado apresentado na Figura 4-20, tanto para mais quanto para menos.

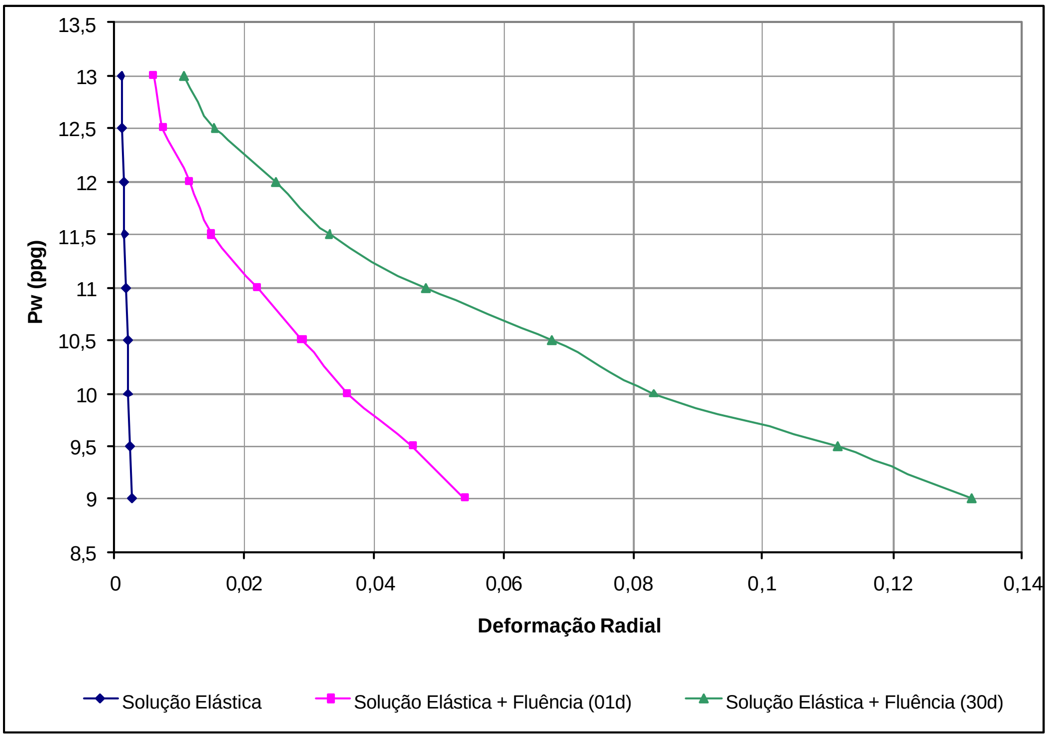


Figura 4-20: Deformação horizontal considerando a solução elástica e a fluência em 1 dia e em 30 dias para diversos pesos de fluido de perfuração.

Na Figura 4-21 e na Figura 4-22, estão apresentadas as taxas de deformações ($\dot{e}$), em seg^{-1} ao longo do tempo. Na Figura 4-21 a escala no eixo das ordenadas varia de 0 a 5,0E-07s^{-1} e na Figura 4-22 foi feito um "*zoom*", em que se analisou as taxas de deformações de 0 a 1,0E-07s^{-1} com o objetivo de melhor visualização do comportamento das curvas para os diversos fluidos de perfuração.

Pôde-se observar nos gráficos da Figura 4-21 e da Figura 4-22 que a taxa de deformação ou a velocidade de deformação decresce com o tempo, principalmente nos primeiros dias. Isso pode ser explicado pelo fato de a fluência estar ligada diretamente com as diferenças de tensões, que são maiores no momento da escavação. Com o tempo, as diferenças entre as tensões diminuem e a velocidade de deformação também tende a cair, justamente o que se observa nas curvas do gráfico.

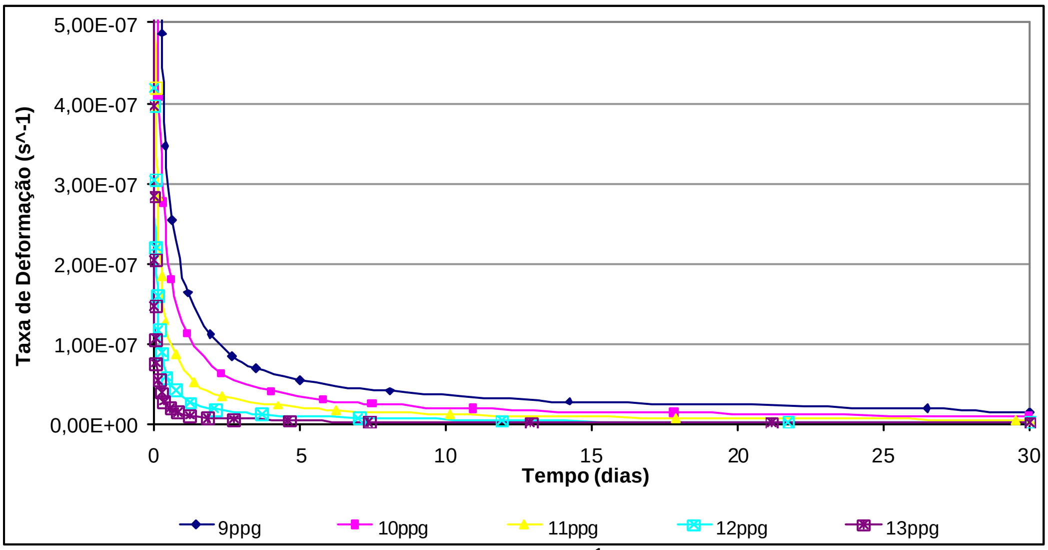


Figura 4-21: Taxa de deformação (0 a 5,00 E-07 s^{-1}) ao longo do tempo na parede do poço.

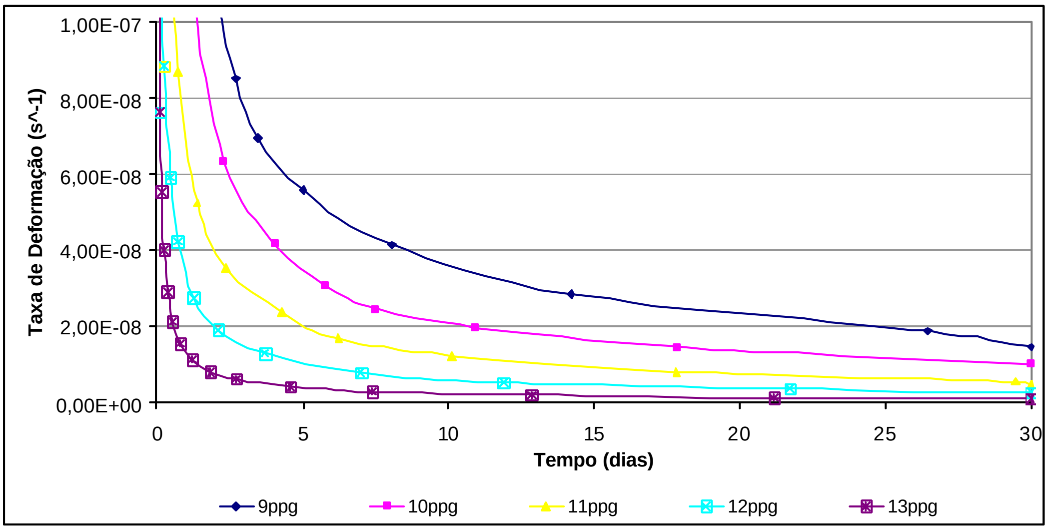


Figura 4-22: Taxa de deformação ao longo do tempo na parede do poço, considerando um "*zoom*" de 0 a 1,0E-07 s^{-1}.

Verifica-se, por meio da Figura 4-22, que a velocidade de deformação para um determinado tempo é maior quanto menor for o peso do fluido de perfuração.

Isto pode ser explicado pela maior diferença de tensões quando se utiliza um peso de fluido de 10 ppg em vez de um de 12 ppg, por exemplo. Esta maior diferença de tensões desviadoras, entre as tensões "*in situ*" e as pressões geradas na parede do poço pelo fluido de perfuração, provoca maiores taxas de deformações radiais. Com o tempo, as tensões entram em equilíbrio e as diferenças entre as curvas atingem um valor mínimo.

Outro ponto importante é que os valores e as formas das curvas de taxa de deformação também estão ligados diretamente aos parâmetros e à lei de fluência utilizados.

4.7.3. Tensões

Nos gráficos da Figura 4-23 até a Figura 4-30, estão apresentadas as tensões radiais e tangenciais ao longo do eixo 1 (ver Figura 4-2), desde a parede do poço (r/R=1) até 20 vezes o raio do poço (r/R=20).

Da Figura 4-23 à Figura 4-26 estão representadas as tensões ao redor do poço para fluidos de perfuração de 0 , 9, 11 e 13 ppg, respectivamente. Na Figura 4-23, estão apresentados os resultados da simulação numérica desconsiderando o peso do fluido de perfuração, ou seja, 0 ppg. É importante observar também a escala de tensões (eixo das ordenadas) da Figura 4-23, que é de 0 a 210 MPa. Por outro lado, na Figura 4-24, na Figura 4-25 e na Figura 4-26, plotaram-se os valores de tensões na mesma escala (60 a 150 MPa) para que haja um parâmetro comparação entre os pesos de 9, 11 e 13 ppg, respectivamente.

Na Figura 4-23, a redistribuição de tensões causada pela fluência ocorre no primeira hora. Depois desse período, as tensões permanecem praticamente constantes até os 30 dias, que é o tempo final da análise em questão.

Para obedecer às condições de contorno, as tensões radiais na parede do poço devem ser iguais a zero, já que o poço não foi preenchido por fluido de perfuração. Na Figura 4-23, o valor de 16 MPa de tensão radial na parede do poço é explicado pelo esquema de cálculo das tensões no método dos elementos finitos. É feito o cálculo nos pontos de integração do elemento 19 (ver Figura 4-2) e estes valores são extrapolados para a parede do poço (nó 119). A mesma diferença também acontece para a tensão tangencial instantânea elástica. Segundo Kirsch (1898), para esse caso, a tensão tangencial na parede do poço deveria ser igual a duas vezes as tensões "*in situ*", ou seja, 215 MPa. No gráfico o valor calculado pelo Abaqus foi de 199 MPa.

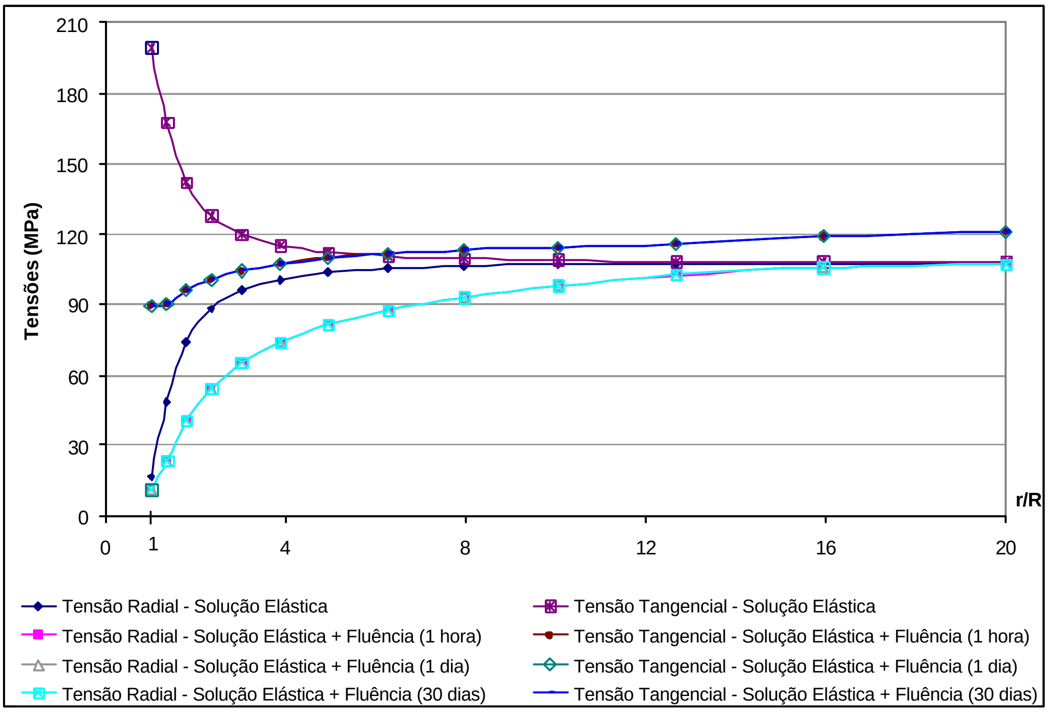


Figura 4-23: Tensões ao redor do poço sem fluido de perfuração.

Entre a Figura 4-23 e a Figura 4-26, constata-se uma queda abrupta do valor da tensão tangencial na parede de poço logo após a escavação. Essa brusca variação de tensão justifica a necessidade do emprego de intervalos de tempo iniciais muito pequenos, que no caso das simulações numéricas desta dissertação foi de 10^{-5} segundos. No caso da Figura 4-23, em que não se considerou a utilização de fluido de perfuração, a queda foi de 110MPa. No entanto, na Figura 4-24, na Figura 4-25 e na Figura 4-26, correspondentes a pesos de fluidos de 9, 11 e 13 ppg, as quedas de tensões tangenciais na parede do poço foram de 42, 28 e 13 MPa, respectivamente. As diferenças de tensões são menores quando são feitas simulações com maiores pesos de fluido de perfuração porque, neste caso, as tensões "*in situ*" (107 MPa) se aproximam mais das pressões geradas pelo peso de fluido de perfuração. Por exemplo, para 13 ppg, o peso de fluido de perfuração provoca uma pressão de 91 MPa. Todavia, 9ppg geram uma pressão de 64 MPa na parede do poço.

Na Figura 4-24, na Figura 4-25 e na Figura 4-26, observa-se também que grande parte da redistribuição de tensões causada pela fluência acontece nos primeiros instantes após a escavação até a primeira hora. Depois dessa hora as tensões ainda se alteram lentamente até o primeiro dia e permanecem praticamente constantes até os 30 dias. Sendo assim, nos instantes iniciais (principalmente no primeiro dia após a escavação) as grandes redistribuições de tensões influenciarão diretamente a deformação por fluência do sal, independentemente do peso de fluido de perfuração utilizado.

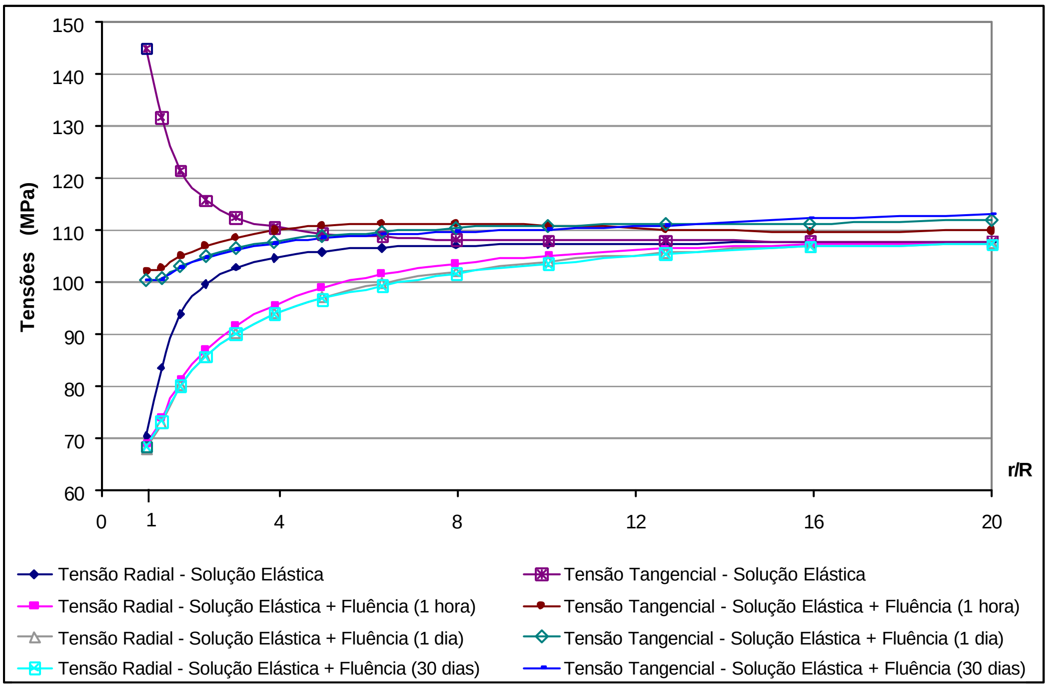


Figura 4-24: Tensões ao redor do poço para um peso de fluido de perfuração de 9 ppg.

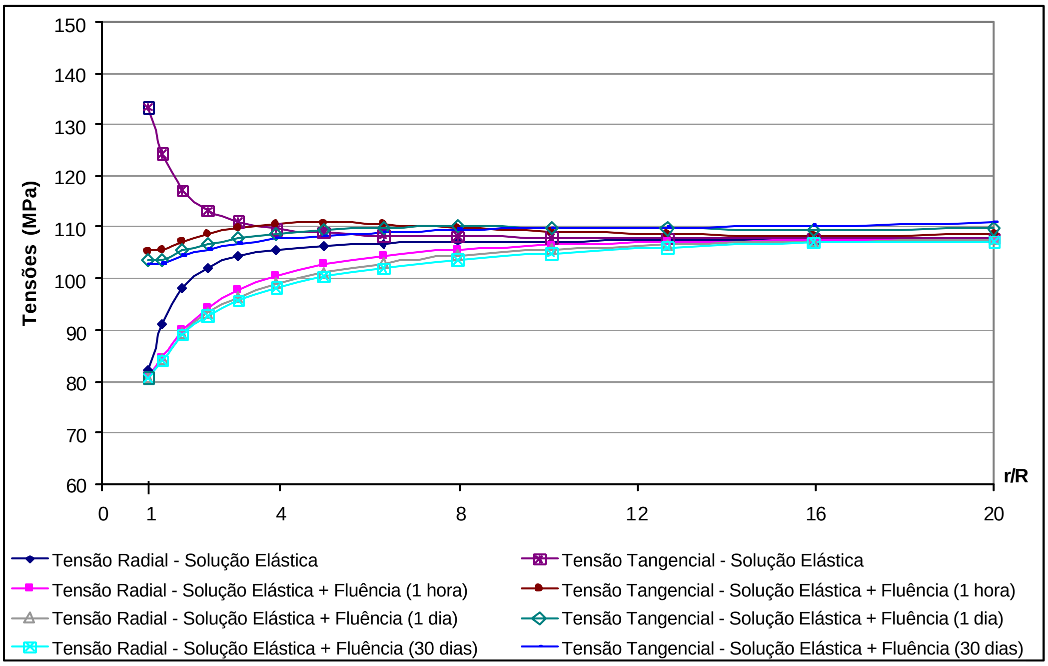


Figura 4-25: Tensões ao redor do poço para um peso de fluido de perfuração de 11 ppg.

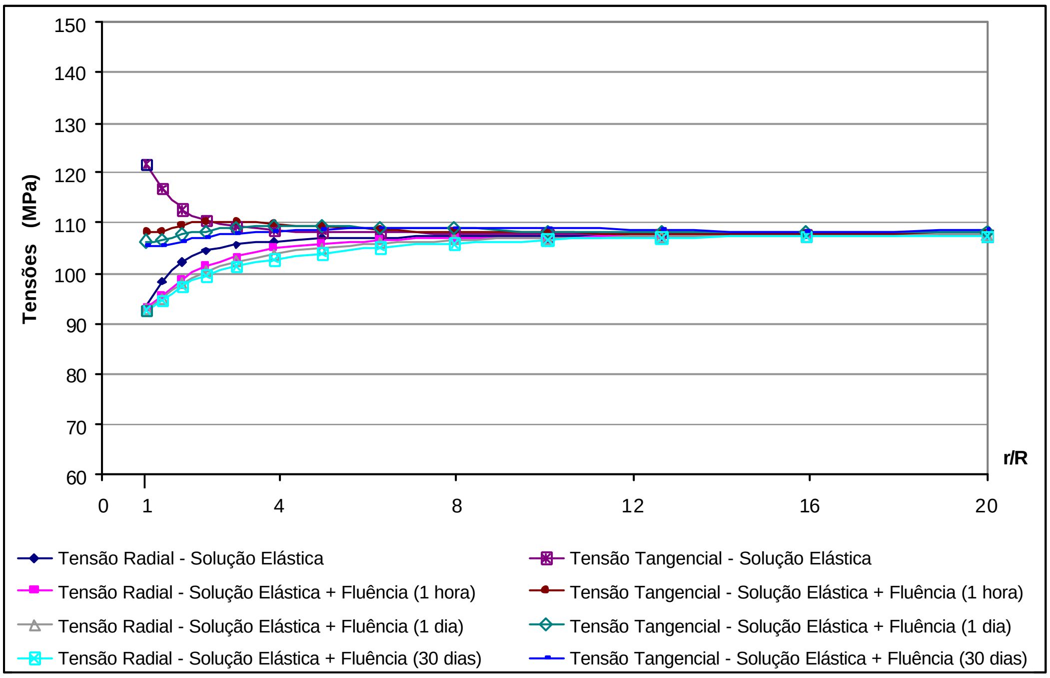


Figura 4-26: Tensões ao redor do poço para um peso de fluido de perfuração de 13 ppg.

Da Figura 4-27 à Figura 4-30, estão apresentadas as tensões ao redor do poço, em que cada gráfico representa um instante no tempo, considerando respectivamente a solução elástica instantânea, a solução elástica mais a fluência de uma hora, de um dia e de um mês.

A Figura 4-27 representa as tensões geradas pela solução elástica instantânea para diferentes fluidos de perfuração. Independente do peso do fluido de perfuração, as tensões tangenciais e radiais, neste instante, se igualam às tensões "*in situ*" (107 MPa) a uma distância de 10 vezes o raio do poço.

Ainda na Figura 4-27, constata-se que a diferença entre as tensões radiais e tangenciais são maiores (74MPa) na simulação com peso de fluido de 9ppg do que com peso de fluido de 13ppg (28MPa). Isto é provocado pela maior diferença entre as tensões "*in situ*" (107MPa) e as pressões geradas pelo peso de fluido de perfuração para o caso de 9ppg (64MPa) quando comparado com o de 13ppg (91MPa).

Outra observação a ser feita neste gráfico é que as tensões radiais na parede do poço deveriam ser iguais às pressões provocadas pelos respectivos fluidos de perfuração nas medições na parede do poço. Para o caso estudado, os fluidos de 9, 11 e 13 ppg correspondem a pressões de 64, 77 e 91 MPa, respectivamente. No gráfico da Figura 4-27 estes valores são de 71, 82 e 93MPa.

Segundo Bradley (equação 4.8), as redistribuições de tensões tangenciais provocadas pela solução elástica na parede poço deveriam ser 151, 138 e 124MPa, respectivamente. Nesta situação, estas tensões tangenciais correspondem a duas vezes as tensões "*in situ*" menos a respectiva pressão gerada pelo fluido de perfuração. No gráfico da Figura 4-27 estes valores são de 145, 133 e 122MPa.

Essas diferenças são causadas pelo esquema de cálculo das tensões no método dos elementos finitos. São feitos cálculos nos pontos de integração de cada elemento, neste caso no elemento 19 (ver Figura 4-2b). Estes valores são extrapolados para os nós, que é o que ocorre no cálculo na parede do poço (nó 119).

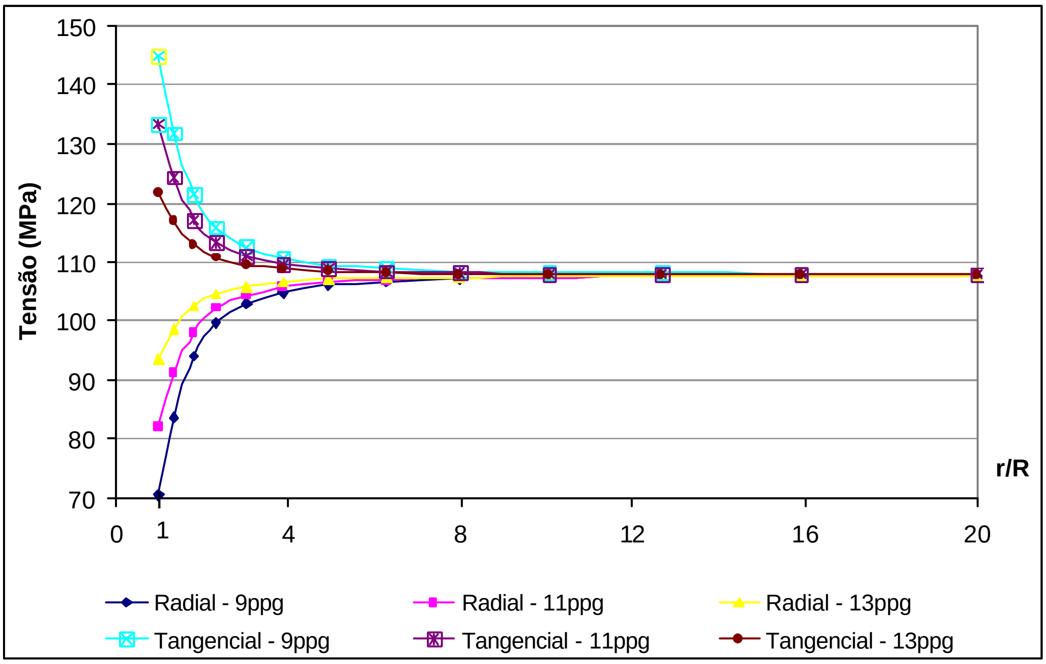


Figura 4-27: Tensões ao redor do poço considerando somente a solução elástica.

Ao analisar a Figura 4-28, a Figura 4-29 e a Figura 4-30 observa-se que as tensões radiais, considerando a fluência (1hora, 1dia, 30dias), igualam-se às tensões "*in situ*" (107MPa) a um distância de 16 vezes o raio do poço. Vale ressaltar que a uma distância de 20 vezes o raio do poço foi imposto à condição de contorno, que é justamente esta tensão "*in situ*". Portanto, pode-se concluir que na análise das tensões com o afastamento da parede do poço a propagação das diferenças de tensões em virtude da fluência é maior do que na solução elástica, independente do peso de fluido de perfuração.

Outra constatação é que quanto menor o fluido de perfuração maior a diferença entre as tensões (radial e tangencial) próximas de poço e a tensão inicial antes da perfuração (107MPa). Isso pode ser explicado pelo maior relaxamento de tensões para os menores pesos de fluidos que influenciará diretamente uma maior fluência. Por exemplo, o maior relaxamento de tensões para o fluido de 9ppg provocará maiores deformações por fluência quando comparado ao fluido de 11ppg.

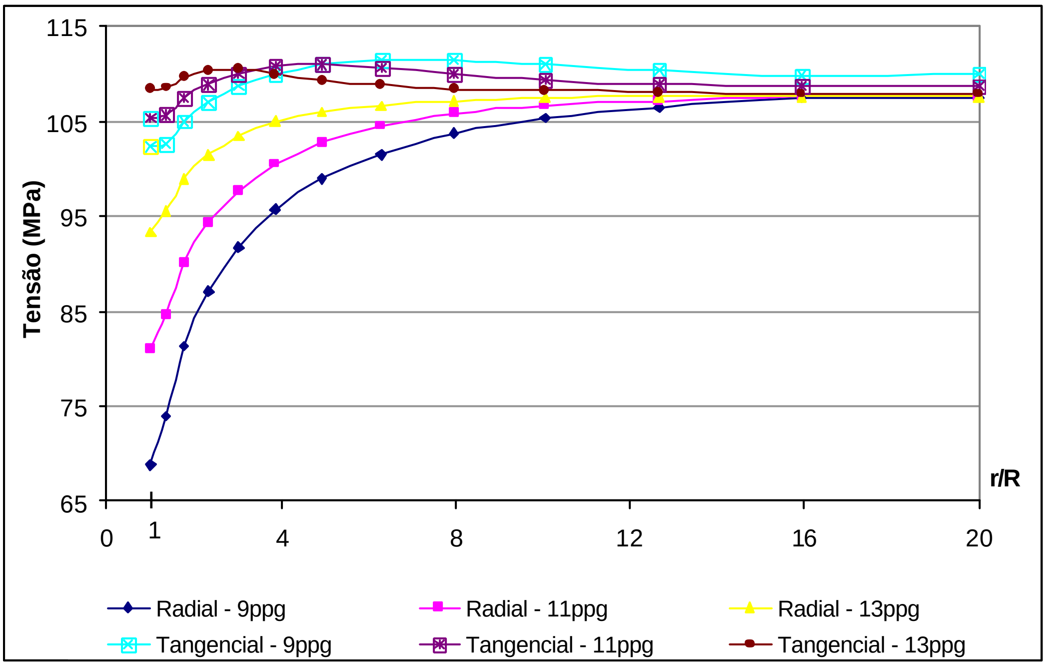


Figura 4-28: Tensões ao redor do poço considerando a solução elástica mais a fluência em uma hora.

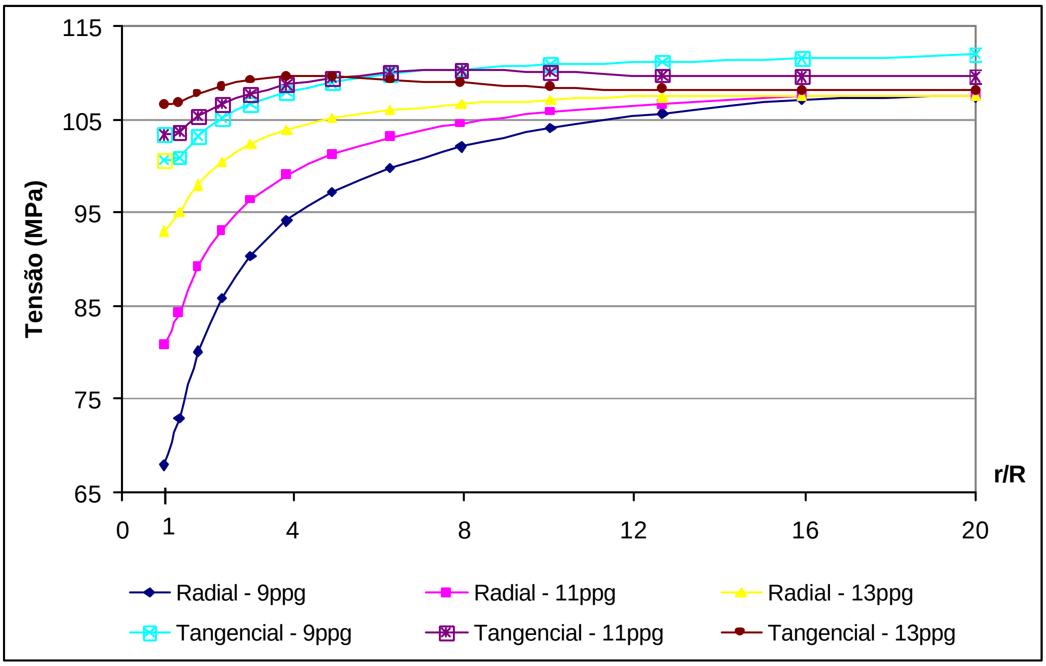


Figura 4-29: Tensões ao redor do poço considerando a solução elástica mais a fluência em um dia.

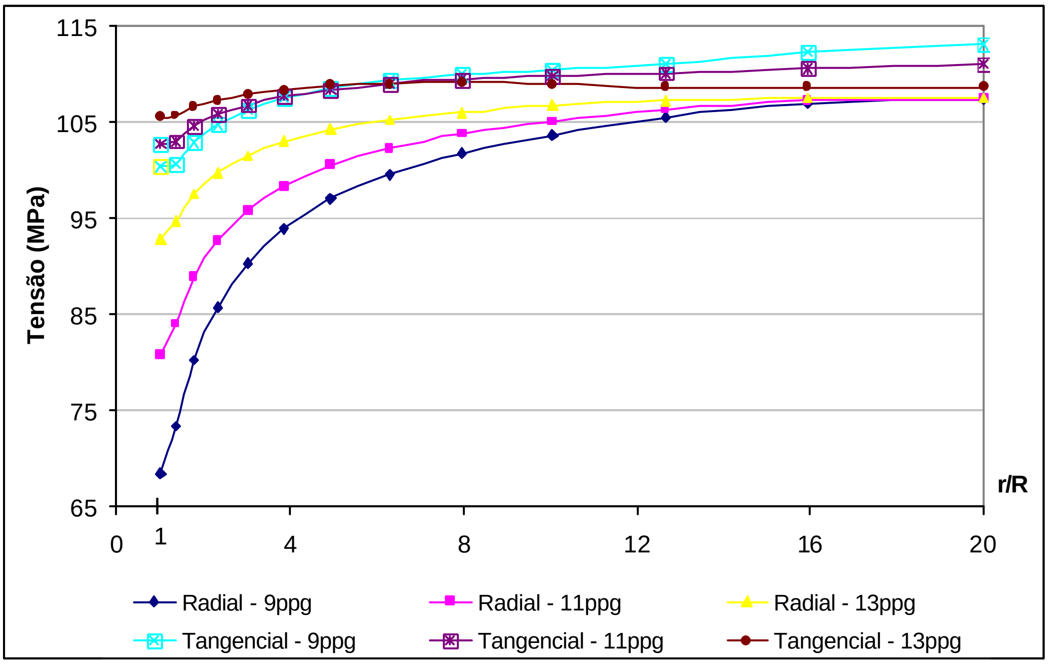


Figura 4-30: Tensões ao redor do poço considerando a solução elástica mais a fluência em um mês.

A Figura 4-31 apresenta as variações de tensões radiais e tangenciais na parede do poço com o tempo. Observa-se que a grande variação de tensões ocorre logo após a escavação e se equilibra ao longo dos dias. Sendo assim, a pior situação para a estabilidade do poço é justamente nos instantes subseqüentes ao da escavação do poço, independente do peso do fluido de perfuração utilizado. Outro ponto importante a ser comentado é que a fluência continua acontecendo com uma diferença entre as tensões constantes, mesma condição imposta num ensaio de fluência.

Constata-se também na Figura 4-31 que uma pequena variação das tensões radiais nas primeiras horas da análise não está correta. Para obedecer às condições de contorno, a tensão radial na parede do poço deve ser sempre igual à pressão gerada pelo respectivo fluido de perfuração. Nos primeiros instantes, essa variação se dá por causa do esquema de cálculo das tensões, que é feito nos pontos de integração de cada elemento e extrapolado para os nós, onde foi solicitado o cálculo.

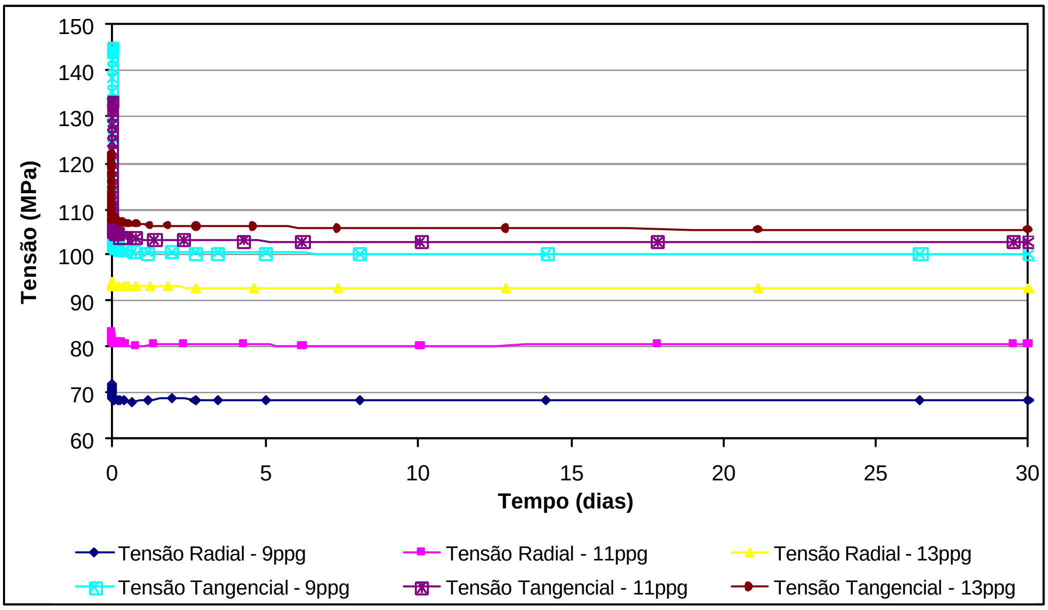


Figura 4-31: Variação das tensões com ao tempo na parede do poço.

4.8. Resultados e análises da comparação entre a Teoria de endurecimento por Tempo Transcorrido e a Teoria de endurecimento por Deformação

A modelagem do problema de deformação plana deste capítulo foi feita a partir do estudo de uma seção horizontal do corpo salino a uma profundidade de 6000 m. Os elementos correspondentes ao poço foram desativados para simular a perfuração e, depois, analisou-se o comportamento do evaporito sujeito à solução elástica e a fluência. Neste estudo de caso, uma vez feita a escavação, a variação do estado de tensões na rocha salina ocorre lentamente até atingir o equilíbrio. Em outras palavras, as tensões radiais e tangenciais se alteram gradualmente ao longo do tempo e do afastamento da parede do poço. Por exemplo, na Figura 4-25, observa-se que praticamente não há variação das tensões após uma hora da simulação da perfuração do poço. Sendo assim, como não ocorrem variações bruscas de tensões no tempo, as trajetórias das curvas "*time hardening*" e "*strain hardening*" serão coincidentes para este caso específico. Ambas teorias de endurecimento foram abordadas no item 3.4, em que, na Figura 3.12, visualiza-se a diferença entre as duas trajetórias a partir de uma variação brusca do estado de tensões.

Daí a explicação das pequenas e desprezíveis diferenças de deslocamentos, deformações e tensões entre as teorias "*time hardening*" e "*strain hardening*", que podem ser observadas em todos os gráficos deste item

(4.8), uma vez que os parâmetros das duas formulações são os mesmos. Visto que no item 4.7 já foram apresentados e discutidos os resultados da simulação numérica utilizando a Teoria de endurecimento por Tempo Transcorrido, o item 4.8 se limitou a apresentar uma comparação entre as duas teorias de endurecimento.

4.8.1. Deslocamentos

Na Figura 4-32 e na Figura 4-33, estão apresentados os deslocamentos radiais da parede do poço, calculado no nó 119 (ver Figura 4-2b), considerando a solução elástica mais a fluência em um mês e em um dia, respectivamente. Em ambas as escalas de tempo, os deslocamentos são praticamente coincidentes para todos os fluidos de perfuração utilizados (9, 10, 11, 12 e 13 ppg) nas simulações numéricas quando se compara a Teoria de endurecimento por Tempo Transcorrido (representado nos gráficos com a legenda "*Time*") com a Teoria de endurecimento por Deformação ("*Strain*").

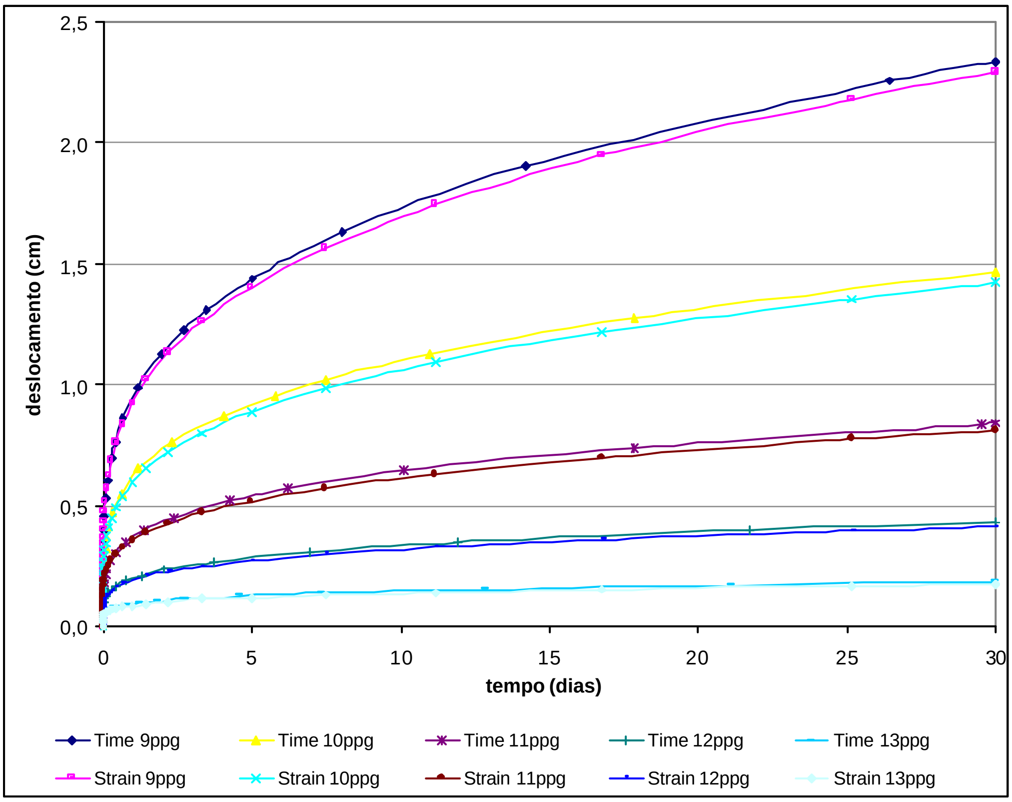


Figura 4-32: Fechamento do poço ao longo do tempo (30 dias) para diferentes Teoria de endurecimento e pesos de fluidos de perfuração.

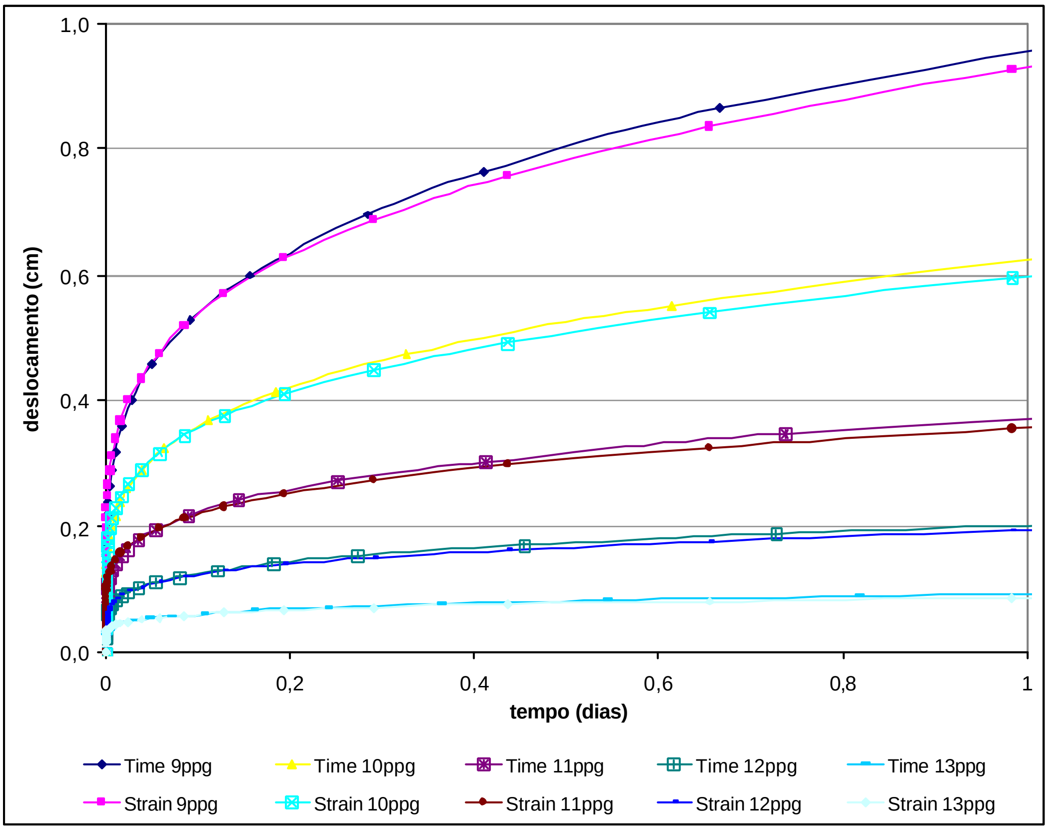


Figura 4-33: Fechamento do poço ao longo do tempo (1° dia) para diferentes Teoria de endurecimento e pesos de fluidos de perfuração.

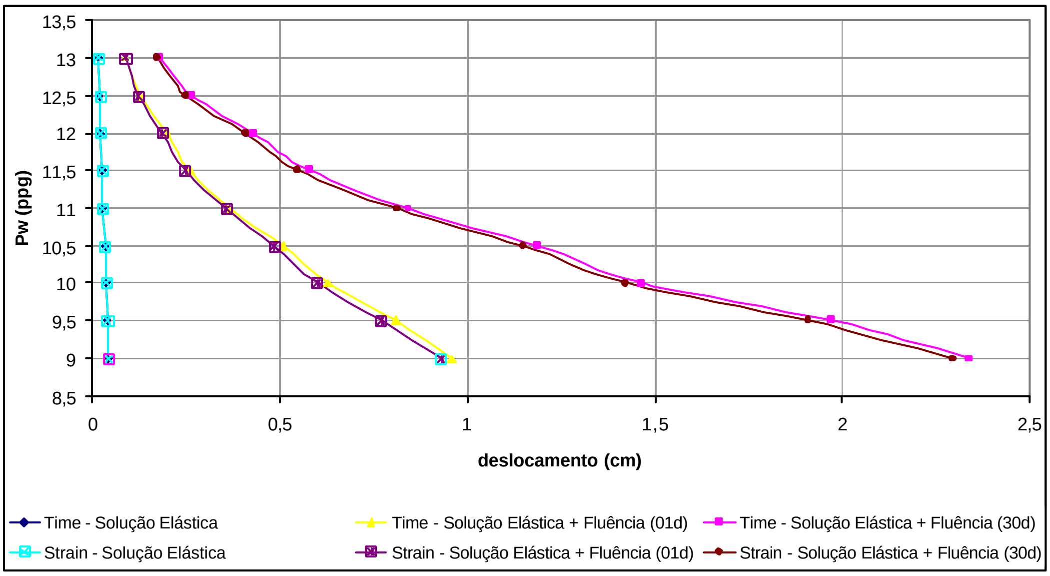


Figura 4-34: Fechamento do poço considerando a solução elástica e a fluência em 1 dia e em 30 dias para diferentes teorias e pesos de fluido de perfuração.

No gráfico da Figura 4-34 podem ser visualizadas curvas de deslocamento na parede do poço em diferentes instantes no tempo comparando a Teoria de endurecimento por Tempo Transcorrido com a Teoria de endurecimento por

Deformação. Portanto, estão representadas seis curvas, duas para cada instante no tempo após a escavação: instantâneo, um dia e um mês. Logicamente, as duas correspondentes às soluções elásticas são similares, pois as formulações elásticas são as mesmas, independentemente da teoria de endurecimento utilizada. Por outro lado, as outras quatro curvas, tanto as duas correspondentes a um dia quanto as outras duas equivalentes um mês são praticamente semelhantes, mas não coincidentes.

4.8.2.
Deformações

Na Figura 4-35 e na Figura 4-36, podem ser visualizadas as deformações radiais da parede do poço considerando a solução elástica mais a fluência em um mês e em um dia, respectivamente. Em ambas as escalas de tempo, assim como nos deslocamentos, as deformações são praticamente coincidentes para todos os fluidos de perfuração utilizados nas simulações numéricas quando se compara a Teoria de endurecimento por Tempo Transcorrido ("*Time*") com a Teoria de endurecimento por Deformação ("*Strain*").

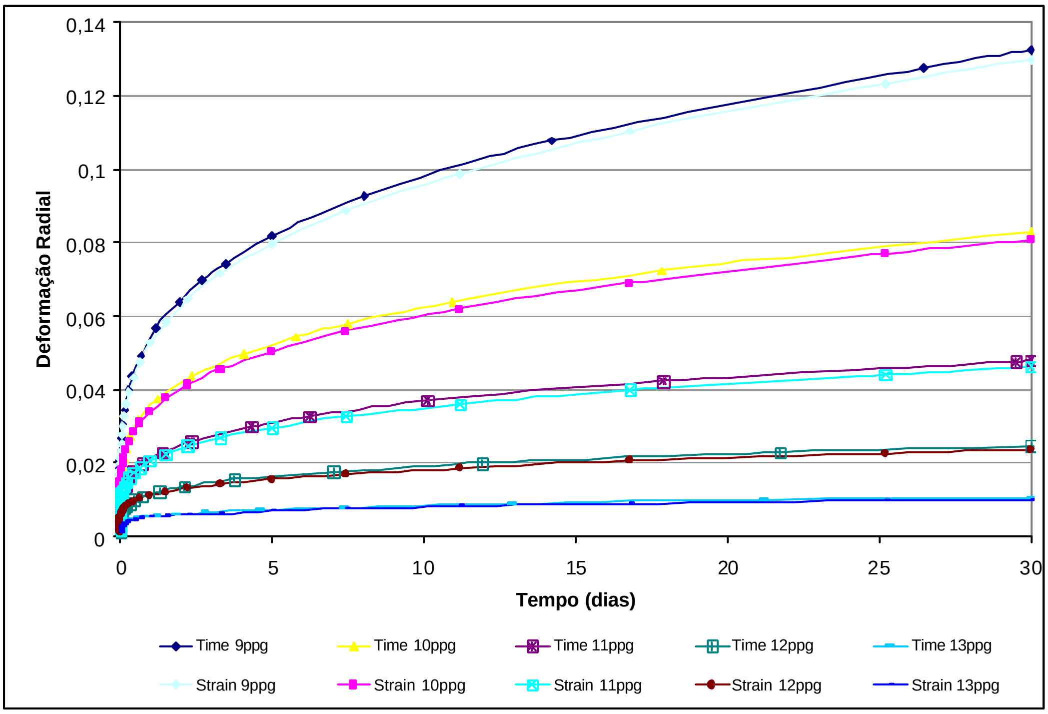


Figura 4-35: Deformação radial do poço ao longo do tempo (30 dias) para diferentes Teoria de endurecimento e pesos de fluidos de perfuração.

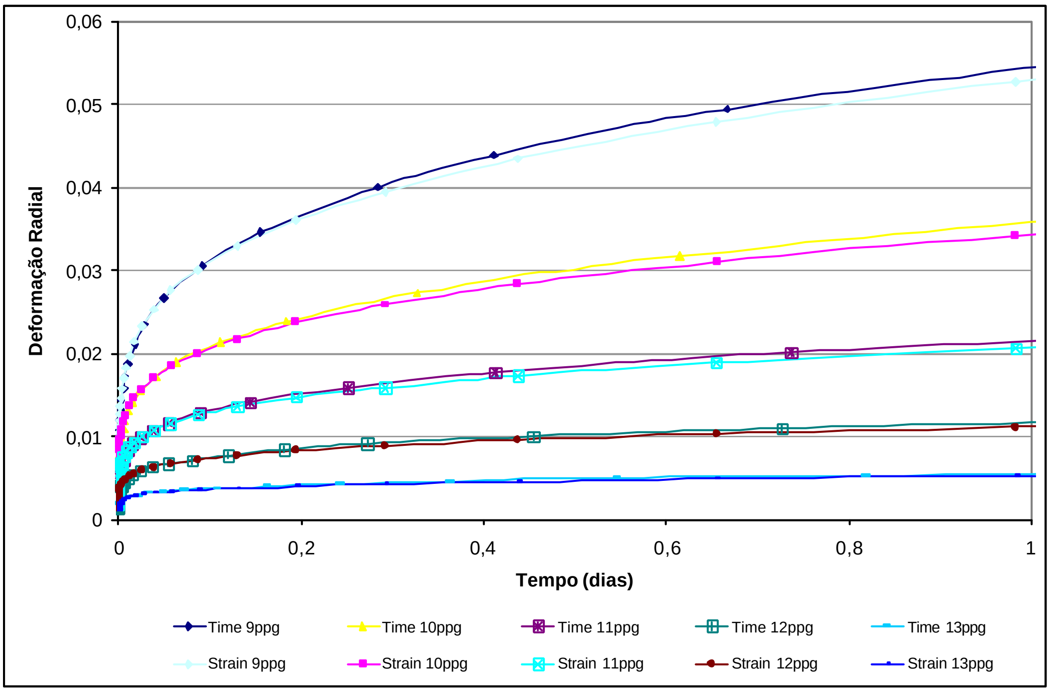


Figura 4-36: Deformação radial do poço ao longo do tempo (1° dia) para diferentes Teoria de endurecimento e pesos de fluidos de perfuração.

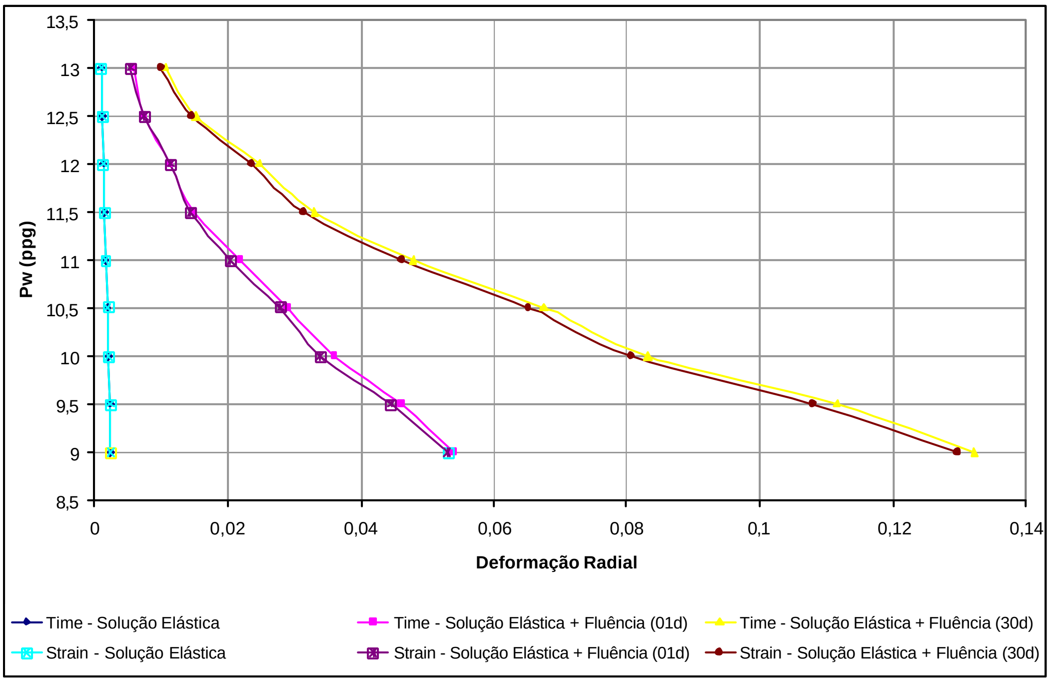


Figura 4-37: Deformação do poço considerando a solução elástica e a fluência em 1 dia e em 30 dias para diferentes teorias e pesos de fluido de perfuração.

A Figura 4-37 mostra curvas de deformação em diferentes instantes no tempo (instantâneo, um dia e um mês) na parede do poço comparando a Teoria de endurecimento por Tempo Transcorrido com a Teoria de endurecimento por Deformação. Assim como aconteceu nos deslocamentos (Figura 4-34), as duas curvas correspondentes às soluções elásticas são similares, pois as formulações elásticas são as mesmas, independentemente da teoria de endurecimento utilizada. Por outro lado, as outras curvas, tanto as duas correspondentes a um dia quanto as outras duas equivalentes um mês, não são exatamente coincidentes.

Na Figura 4-38 e na Figura 4-39, estão apresentadas as taxas de deformações na parede do poço ($\dot{e}$), em seg^{-1} ao longo do tempo comparando a Teoria de endurecimento por Tempo Transcorrido ("Time") e a Teoria de endurecimento por Deformação ("Strain"). Na Figura 4-38, a escala no eixo das ordenadas varia de 0 a 5,0E-07s^{-1} e na Figura 4-39 foi feito um "*zoom*", em que se analisou as deformações de 0 a 1,0E-07s^{-1}.

Pôde-se observar nestes dois gráficos da Figura 4-38 e da Figura 4-39 que a taxa de deformação ou velocidade de deformação decresce com o tempo, principalmente nos primeiros dias nas duas teorias, o que é esperado quando se está analisando a fluência primária, que é o caso das formulações utilizadas pelo Abaqus. Verifica-se também a semelhança entre as duas teorias, independentemente do peso de fluido de perfuração.

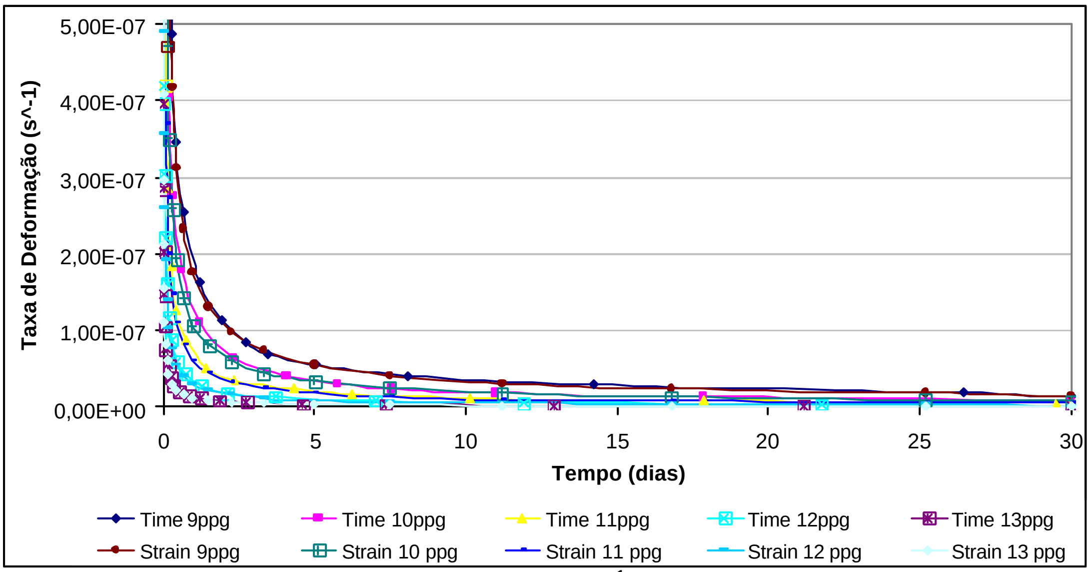


Figura 4-38: Taxa de deformação (0 a 5,00 E-07 s^{-1}) ao longo do tempo na parede do poço para diferentes teorias e pesos de fluidos de perfuração.

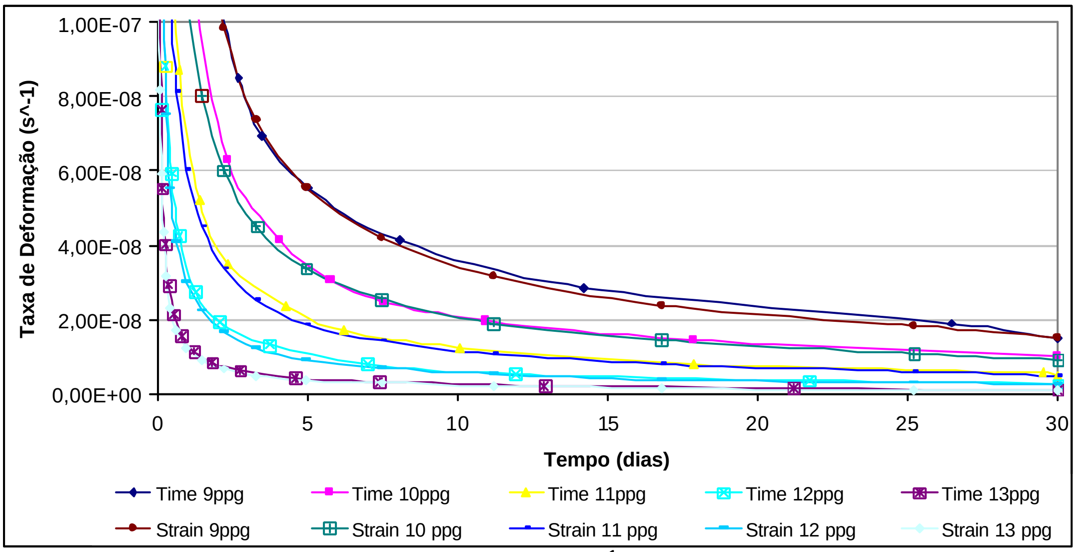


Figura 4-39: Taxa de deformação (0 a 1,00 E-07 s^{-1}) ao longo do tempo na parede do poço para diferentes teorias e pesos de fluidos de perfuração, "zomm" da Figura 4-38.

4.8.3. Tensões

Nos gráficos da Figura 4-40 e da Figura 4-41 estão apresentadas as variações de tensões ao longo do eixo 1 (ver Figura 4-2), desde a parede do poço (r/R=1) até 20 vezes o raio do poço (r/R=20). Nestes exemplos, para que se pudesse realizar a comparação entre as duas teorias, utilizou-se um peso de fluido de perfuração de 11ppg.

Na Figura 4-40 e na Figura 4-41 observam-se tanto para as tensões radiais quanto para as tangenciais, respectivamente, que as solução elásticas são coincidentes para ambas teorias. Nos demais instantes (1 hora, 1 dia, 1 mês), as curvas das duas teorias são praticamente semelhantes. Constata-se também que grande parte da redistribuição de tensões causada pela fluência acontece nos primeiros instantes após a escavação até a primeira hora, independentemente da teoria utilizada. Depois desta hora as tensões se alteram lentamente até os 30 dias.

Na Figura 4-40 todas as curvas, independentemente da teoria ou do instante no tempo, no afastamento r/R=20, coincidem no valor de 107 MPa, igual à condição de contorno do problema (ver Figura 4-4).

Na Figura 4-41 constata-se uma queda abrupta do valor da tensão tangencial na parede de poço logo após a escavação tanto para a Teoria de endurecimento por Tempo Transcorrido ("Time") quanto para a Teoria de endurecimento por Deformação (“Strain”). Comparando as duas teorias no tempo (1 hora, 1 dia ,1 mês), observa-se também que as curvas são praticamente coincidentes.

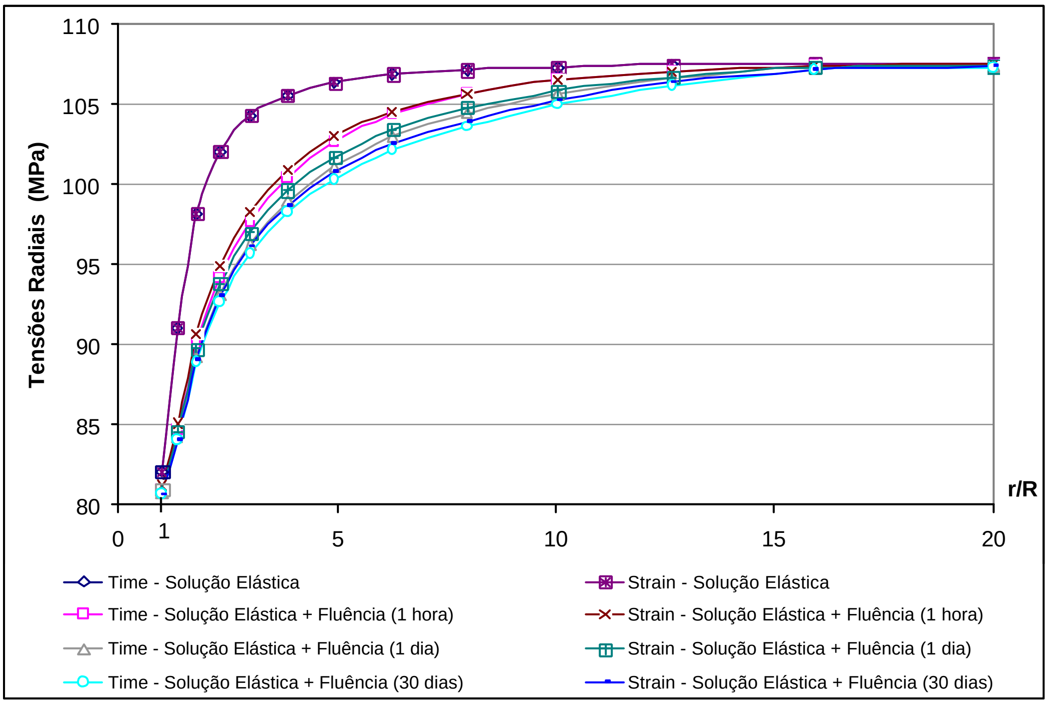


Figura 4-40: Tensões radiais ao redor do poço para as duas teorias de endurecimento em diversos instantes no tempo.

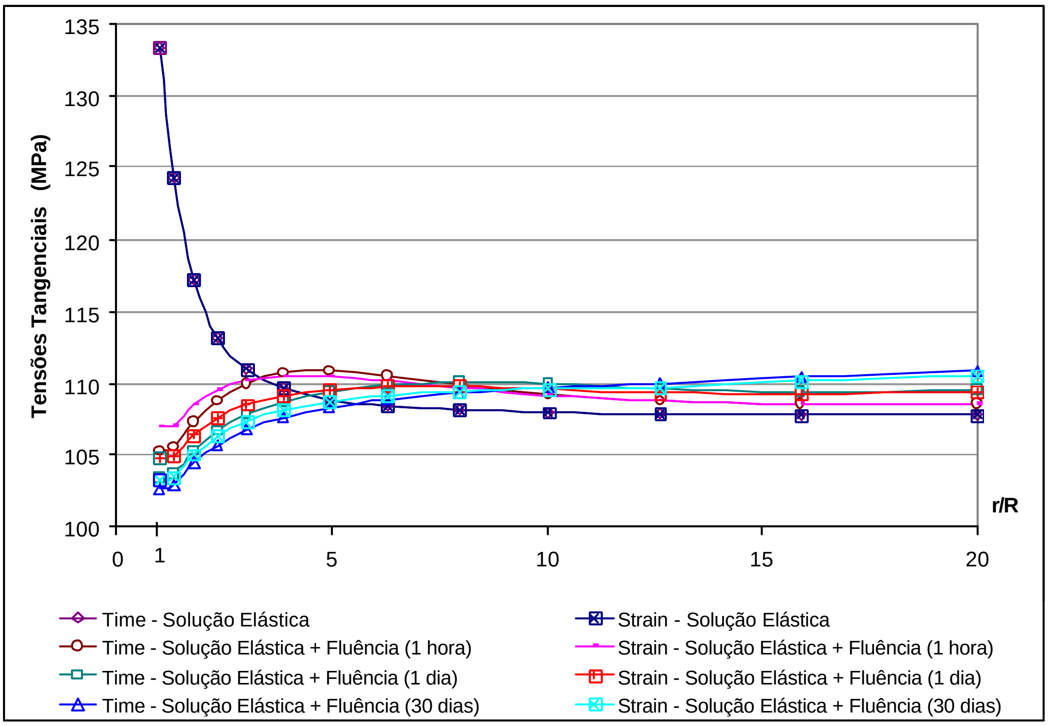


Figura 4-41: Tensões tangenciais ao redor do poço para as duas teorias de endurecimento em diversos instantes no tempo.

5
MODELAGEM DA FLUÊNCIA EM EVAPORITOS UTILIZANDO A ANÁLISE AXISSIMÉTRICA

No Capítulo 5, são apresentadas as modelagens computacionais realizadas no Abaqus utilizando a análise axissimétrica, com o objetivo de prever o comportamento elástico e, especialmente, o provocado pela fluência do sal até o instante que este corpo salino for isolado pelo revestimento.

No início do capítulo estão explicados os pontos relevantes para a criação da malha e do modelo propriamente dito, fazendo, um detalhado esclarecimento dos estágios de escavação. Além disso, os resultados das simulações numéricas são apresentados e discutidos a partir dos quais se analisam os deslocamentos, deformações e tensões na parede do poço e na sua vizinhança. Simultaneamente a estes resultados, também é estudado o impacto dos estágios de escavação no comportamento do sal.

Utilizou-se o programa de elementos finitos Abaqus tanto na versão "*time hardening*" como na versão "*strain hardening*" para as modelagens de fluência, ambas já explicitadas no item 3.5.1 e 3.5.2, respectivamente.

5.1.
Estudo de Caso

Simulou-se o caso da perfuração de um poço de petróleo de 0,16 m de raio numa seção em 2D (duas dimensões), situada na camada de sal. A profundidade de estudo se estendeu de 6000 m a 6020 m abaixo do nível do mar. Diferentemente do que ocorreu na análise de deformação plana (em que se analisou somente uma seção do poço a 6000m), na análise axissimétrica foi analisado o comportamento do evaporito ao longo de uma espessura de 20 metros (Figura 5-1 e Figura 5-3). O estrato de sal foi modelado considerando o comportamento de fluência ("*creep*"). Para realizar esta experiência foi utilizado o método dos elementos finitos através do programa Abaqus.

Nesta modelagem axissimétrica, foram realizadas 10 escavações de 2 metros cada, no total de 20 metros, justamente para simular o andamento da perfuração do poço.

A característica da estratigrafia deste estudo de caso é similar à do capítulo anterior e está resumidamente apresentada na Tabela 5-1 e detalhadamente explicitada no item 4.1.

Tabela 5-1: Estratigrafia do estudo de caso.

Tipo de material	Peso Específico	Profundidade
Lâmina de água	8,5 lb/gal = 1018,52 kg/m^3	0 m a -2000 m
Outros estratos	1 psi/ft = 2306,66 kg/m^3	-2000 m a -4000 m
Estrato de sal	2160 kg/m^3	-4000 m a -6500 m

5.2. Dados da Malha

Para simular o comportamento de fluência no poço de sal por uma análise axissimétrica, construiu-se uma malha de elementos finitos em 2D, composta por 20800 elementos e 21105 nós. Essa malha tem a característica de discretizar metade das dimensões totais do problema conforme representação esquemática da Figura 5-1. Adotou-se uma malha de 20 m (altura) x 15 m (largura) e um raio do poço de 0,16 m, como apresentado na Figura 5-1 e na Figura 5-3.

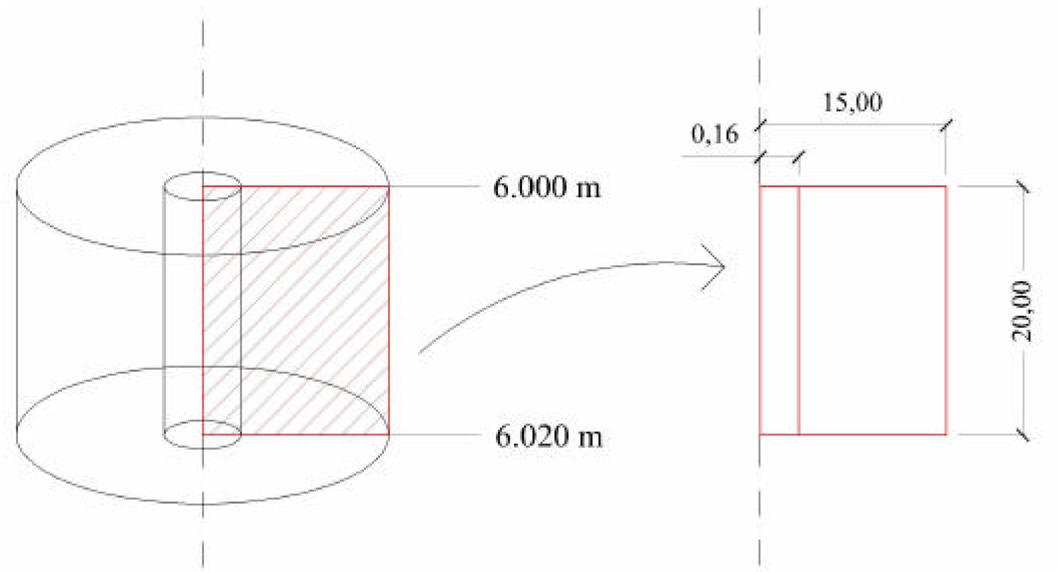


Figura 5-1: Representação esquemática da análise axissimétrica (sem escala).

Na Figura 5-2a é apresentada a malha de elementos finitos como um todo, onde os elementos azuis representam o corpo salino. Devido ao grande número de elementos, foram necessários 3 “*zooms*” consecutivos para melhor visualização da malha, dos elementos e do poço (Figura 5-2b,c,d).

Na Figura 5-2b e principalmente na Figura 5-2c visualiza-se a região em que foi simulada a primeira escavação, representada pelos elementos brancos. Em cada estágio de escavação, na zona a perfurar, foram utilizados 80 elementos, como pode ser observado na Figura 5-2c, sendo 4 elementos na largura equivalente ao raio do poço de 0,16m (4*0,04m) e 20 elementos na profundidade correspondente a 2 metros (20*0,1m). Como foram simulados 10 estágios de escavação, utilizaram-se 800 elementos (80 elementos *10 estágios) para representar a zona a perfurar. O restante dos elementos (20000) são empregados para simular o corpo salino.

Na Figura 5-2c também pode ser observado que foi feito um maior refinamento na malha próxima ao poço, onde se esperam encontrar as maiores variações de tensões, deformações e deslocamentos. Este grau de refinamento diminui à medida que se afasta da parede do poço, onde são esperados menores variações de tensões, deformações e deslocamentos.

Na Figura 5-2d pode ser visto o tipo de elemento que foi usado na malha assim como um detalhe da simulação da primeira escavação. Observa-se que foram utilizados em toda a malha elementos quadrilaterais bilineares de 4 nós (Figura 4-2b), denominados de CAX4 no Abaqus tanto para simular a zona a perfurar quanto no restante do estrato de sal, totalizando em 20800 elementos. Foi escolhido este elemento por causa das seguintes características:

C: “*continuum stress/displacement*” – meio contínuo em análises de tensão/deslocamento;

AX: “*axisymmetric*” – axissimetrico;

4: número de nós.

Na Figura 5-2 os eixos estão representados pelas letras x, y e z, que são equivalentes aos números 1, 2 e 3 da Figura 5-3, respectivamente. Na Figura 5-3 podem ser observadas também as condições de contorno. Nos nós do extremo esquerdo e da parte inferior da malha foram impedidos os deslocamentos nas direções 1 e 2, respectivamente. Também podem ser observadas, nesta figura, as tensões de sobrecarga atuantes no modelo para simular as tensões “*in situ*”, como está explicitado no item subseqüente.

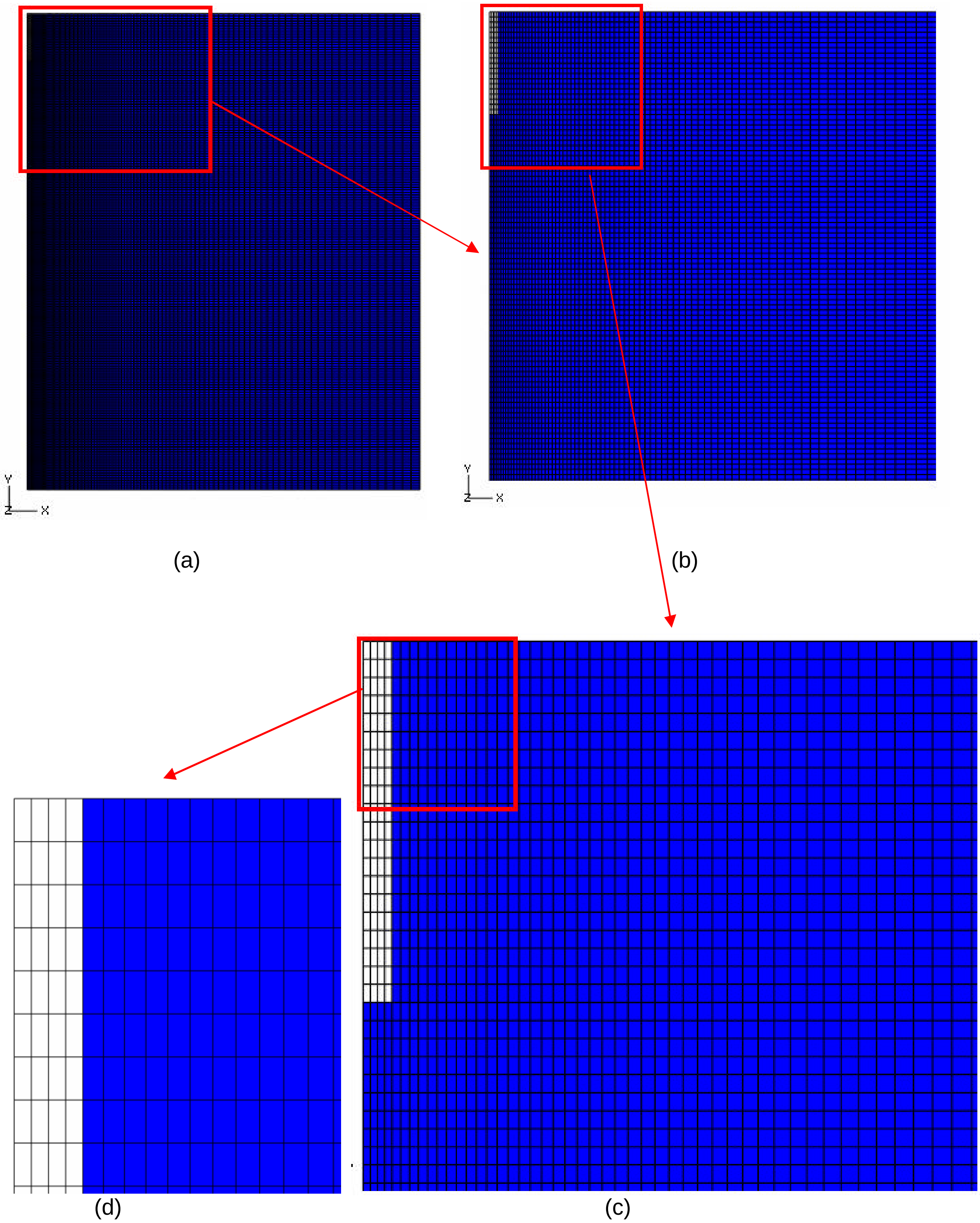


Figura 5-2: Malha de Elementos Finitos utilizada na simulação numérica (a) vista geral de toda a malha (b, c) “zoom” da malha na região do 1° estágio de escavação (d) “zoom” nos elementos que representam o poço, em branco, e o evaporito, em azul.

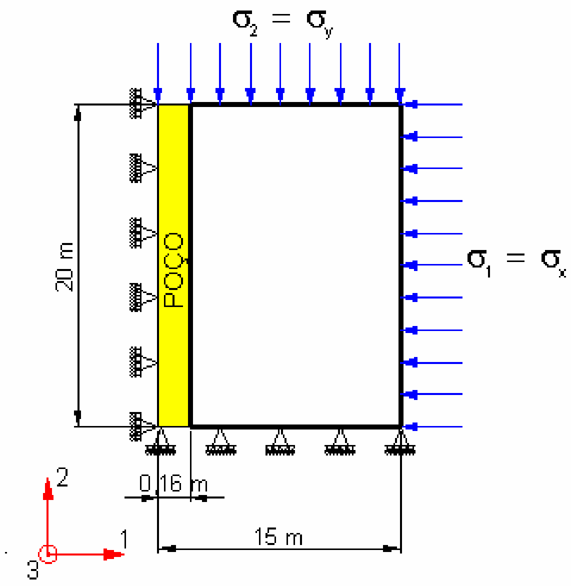


Figura 5-3: Representação esquemática das condições de contorno (sem escala).

5.3.
Tensões de Sobrecarga

Utilizou-se o mesmo cálculo de tensões verticais do capítulo anterior (Tabela 4-2) para o cálculo das tensões "*in situ*", já que as características da estratigrafia são similares. Foi considerado o caso isotrópico do material, no qual as tensões nas direções 1, 2 e 3 eram iguais ($s_x = s_y = s_z$). Portanto, nas simulações numéricas, foram consideradas as tensões "*in situ*" iguais e constantes nas direções 1 e 2 aplicadas a seção de estudo. Em outras palavras, na Figura 5-3, adotou-se $\sigma_1=\sigma_2=107{,}58$ MPa.

5.4.
Parâmetros utilizados

A simulação do *creep* no Abaqus possui duas fases: a fase elástica e fase de fluência. Na fase de fluência, os parâmetros elásticos e as constantes empíricas adotados foram similares aos do Capítulo 04 (item 4.4.), já que foram simuladas as mesmas características estratigráficas (Tabela 5-1).

Portanto, como detalhadamente explicitado nos item 4.4.1. e 4.4.2, o resumo dos parâmetros elásticos e constantes empíricas adotados em todas as simulações numéricas deste trabalho está apresentado na Tabela 5-2.

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

Parâmetros Elásticos	Constantes empíricas de fluência
E = 2,04 E+07 KPa	A = 2,3937 E -26
ν = 0,36	n = 3,0
-	m = -0,7

5.5. Etapas

A simulação foi dividida em vinte e uma etapas ou "*steps*". Antes da primeira etapa, nas condições iniciais, aplica-se o estado de tensão. O primeiro *step* se refere ao uso da função *geostático* do Abaqus, que é equivalente a uma força externa. Utiliza-se este artifício para que haja um equilíbrio entre o estado de tensão e a força externa. Foi empregado o valor de 107,58MPa, conforme descrito no item 5.3.

O segundo "*step*" é a desativação dos elementos que compõem o primeiro estágio de escavação para simular justamente a perfuração do poço. Neste mesmo *step* foram simuladas a resposta elástica e a introdução das pressões provocadas pelo peso do fluido de perfuração na parede do poço. Adotaram-se os valores obtidos na Tabela 4-3 para os valores equivalentes de tensões para cada peso de fluido de perfuração.

No terceiro "*step*", ativa-se a fase do "*creep*" da primeira escavação. Nesta etapa, foi considerado um tempo de 900 segundos até que iniciasse a próxima escavação. Isso porque se adotou uma velocidade de perfuração de 8 m/h. Uma vez que cada escavação possuía 2 m, o tempo gasto nesta perfuração foi de 900s.

O quarto "*step*" é a desativação dos elementos que compõem a segunda escavação para simular justamente o andamento da perfuração do poço. Assim como no segundo "*step*", foram simuladas a resposta elástica e a introdução das tensões na rocha salina provocadas pela pressão do fluido de perfuração na parede do poço neste trecho. Sendo assim, os "*steps*" pares correspondem sempre à desativação dos elementos que compõem a perfuração e, nestas etapas, também foram simuladas as respostas elásticas e a introdução das tensões na rocha de sal provocadas pela pressão do fluido de perfuração na parede do poço do respectivo trecho, como apresentado na Tabela 5-3.

No quinto "*step*", assim como no terceiro e nas demais etapas ímpares, ativa-se a fase do "*creep*" da respectiva escavação durante 900 segundos

(Tabela 5-3). Além disso, a fluência continua acontecendo nos estágios de escavações anteriores. Por exemplo, na quinta etapa se ativou a fluência do trecho da 2ª escavação (6002 a 6004m) e também simulou a fluência do 1ª estágio de escavação (6000 a 6002m) por mais 900s.

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

"*Step*" (etapa)	**Estágio de Escavação (qtd)**	**Profun-didade (metros)**	**Tempo (segundos)**	**Execução**
1	-	6000	0	Tensões "*in situ*"
2	1ª	6000-6002	0	Solução elástica (1ª escavação)
3	-	6002	0-900	Fluência (1ª escavação – 900s)
4	2ª	6002-6004	900	Solução elástica (2ª escavação)
5	-	6004	900-1800	Fluência (900s)
6	3ª	6004-6006	1800	Solução elástica (3ª escavação)
7	-	6006	1800-2700	Fluência (900s)
8	4ª	6006-6008	2700	Solução elástica (4ª escavação)
9	-	6008	2700-3600	Fluência (900s)
10	5ª	6008-6010	3600	Solução elástica (5ª escavação)
11	-	6010	3600-4500	Fluência (900s)
12	6ª	6010-6012	4500	Solução elástica (6ª escavação)
13	-	6012	4500-5400	Fluência (900s)
14	7ª	6012-6014	5400	Solução elástica (7ª escavação)
15	-	6014	5400-6300	Fluência (900s)
16	8ª	6014-6016	6300	Solução elástica (8ª escavação)
17	-	6016	6300-7200	Fluência (900s)
18	9ª	6016-6018	7200	Solução elástica (9ª escavação)
19	-	6018	7200-8100	Fluência (900s)
20	10ª	6018-6020	8100	Solução elástica (10ª escavação)
21	-	6020	8100-2600100	Fluência (2592000s = 30 dias)

A vigésima primeira etapa foi um pouco diferente das anteriores. Nesta última etapa também se ativou a fluência do 10° trecho escavado (6018 a 6020m). No entanto, como apresentado na Tabela 5-3, foi considerado um tempo de estudo de 30 dias para a fluência. Isto significa que se pode analisar o comportamento do evaporito desde a escavação até o 30º dia. Em outras palavras, foi simulada a fluência de todo estrato salino estudado por um período de 30 dias (2592000s) após a última escavação. Adotou-se este prazo, pois o presente trabalho tem como finalidade prever o comportamento de um poço de petróleo em uma zona de sal até o instante em que o corpo de sal for isolado por meio da descida do revestimento. Normalmente a escala de tempo para esta fase é de alguns dias, nunca além de um mês. Além disso, é de se esperar que neste período de tempo a fluência primária domine o processo que é denominado "*power-law model*" ou modelo constitutivo empírico potencial no Abaqus.

Na versão "*time hardening*", depois de realizar todos os vinte e um "*steps*" e obter os resultados para um peso de fluido de perfuração, realizou-se este procedimento novamente para outros casos que levam em consideração diferentes pesos de fluido de perfuração. Sendo assim, foram realizadas nove simulações utilizando esta versão, com a alteração dos pesos dos fluidos de perfuração de 9 a 13 ppg, variando a cada 0,5 ppg.

Na versão "*strain hardening*" também foi realizada uma simulação numérica para efeito de comparação com a versão "time hardening", usando um peso de fluido de perfuração de 11ppg. Utilizou-se somente a comparação com 11ppg por ser um valor intermediário entre 9 e 13 ppg e para que a análise dos resultados não ficasse repetitiva.

5.6. Resultados e Análises das simulações numéricas utilizando a Teoria de endurecimento por Tempo Transcorrido

O Abaqus possui diversas formas de gerar os resultados dos problemas. A formatação padrão ("default") de apresentação das soluções é visualmente muito bem apresentada por causa da escala de cores. Por outro lado, a análise dos resultados neste formato não é muito prática. Sendo assim, alguns desses resultados "default" foram colocados no Apêndice C para familiarização com o software e para melhor visualização da propagação dos efeitos da perfuração no estrato salino.

Os resultados serão apresentados, comentados e discutidos de forma gráfica para facilitar sua análise, assim como aconteceu no Capítulo 04. Além disso, também serão divididos em três blocos: deslocamentos, deformações e tensões.

5.6.1. Deslocamentos

Primeiramente, foi feita uma análise dos deslocamentos radiais na parede do poço com a simulação do avanço da escavação, considerando um peso de fluido de perfuração de 11ppg. Sendo assim, está apresentada na Figura 5-4 um gráfico em que cada curva representa o deslocamento radial no meio de cada estágio de escavação, ou seja, a 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15, 17 e 19 metros medidos a partir do topo da camada de sal analisada. Vale esclarecer que a curva “a 1 metro do topo”, por exemplo, corresponde a profundidade de 6001 m a partir da lâmina d’água. O eixo das abscissas é uma escala de tempo dividida por 900 segundos. Foi adotada esta escala, pois o deslocamento de cada trecho escavado se inicia após a simulação da perfuração, como está esquematizado na Tabela 5-3. Ou seja, quando “tempo/900s” for zero, é simulada a escavação do primeiro trecho e conseqüentemente se iniciam os deslocamentos radiais neste segmento. Quando “tempo/900s” for um, iniciam-se os deslocamentos do segundo trecho e assim sucessivamente.

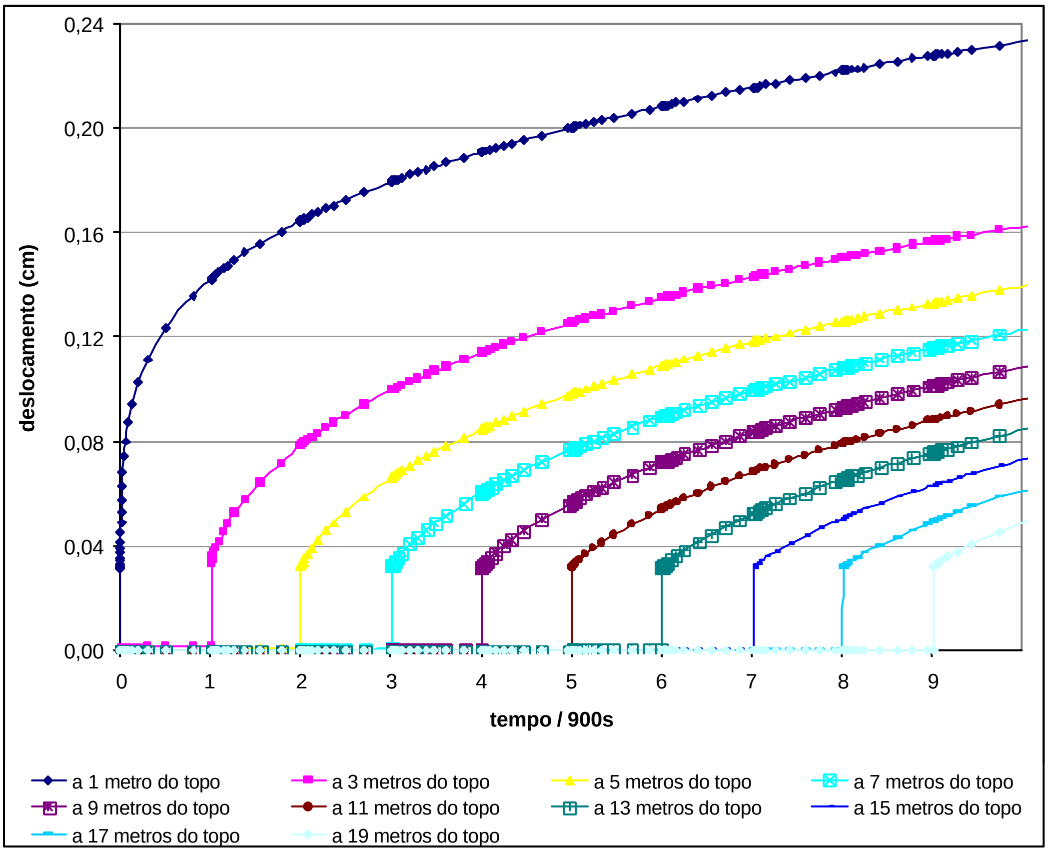


Figura 5-4: Fechamento do poço com avanço da escavação.

Na Figura 5-4 também podem ser visualizados claramente os deslocamentos causados pela solução elástica instantânea em cada trecho de escavação, representado pelo segmento reto inicial de cada curva. Como os parâmetros elásticos foram os mesmos em todo o estrato de sal modelado, os deslocamentos provocados pela solução elástica também foram iguais (0,032cm), independentemente da profundidade analisada.

Por outro lado, os deslocamentos provocados pela fluência não aconteceram da mesma forma para todas as profundidades analisadas apesar de as constantes empíricas terem sido iguais. Constatou-se que os deslocamentos próximos ao topo do estrato salino estudado, curva “a 1 metro do topo” da Figura 5-4, sofreram influência da modelagem e da variação do estado de tensões. Sendo assim, decidiu-se analisar neste capítulo o comportamento do ponto localizado “a 11 metros do topo“, ou seja, a 6011 m abaixo da lâmina d’água.

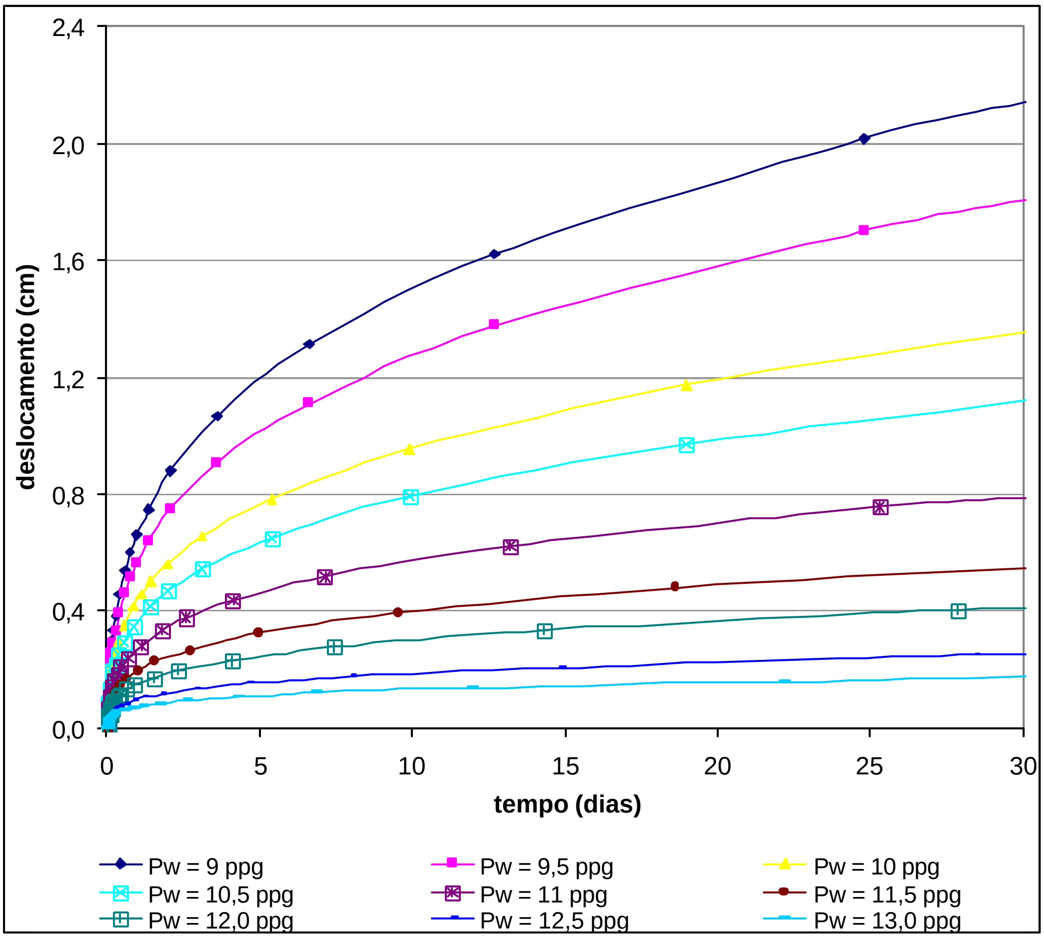


Figura 5-5: Fechamento do poço ao longo do tempo (30 dias) para diferentes fluidos de perfuração.

Na Figura 5-5 e na Figura 5-6 estão apresentados os deslocamentos radiais na parede do poço, a 11 metros do topo da camada salina estudada, ou seja, a 6011 m abaixo da lâmina d'água, levando-se em conta um período de tempo de um mês e um dia, respectivamente. Foram consideradas a solução elástica e a fluência do período analisado para os diversos fluidos de perfuração, do 9 ao 13 ppg, variando em 0,5 ppg. Analisando estes dois gráficos, os deslocamentos na parede do poço foram menores quando se fez a modelagem com maiores pesos de fluido de perfuração.

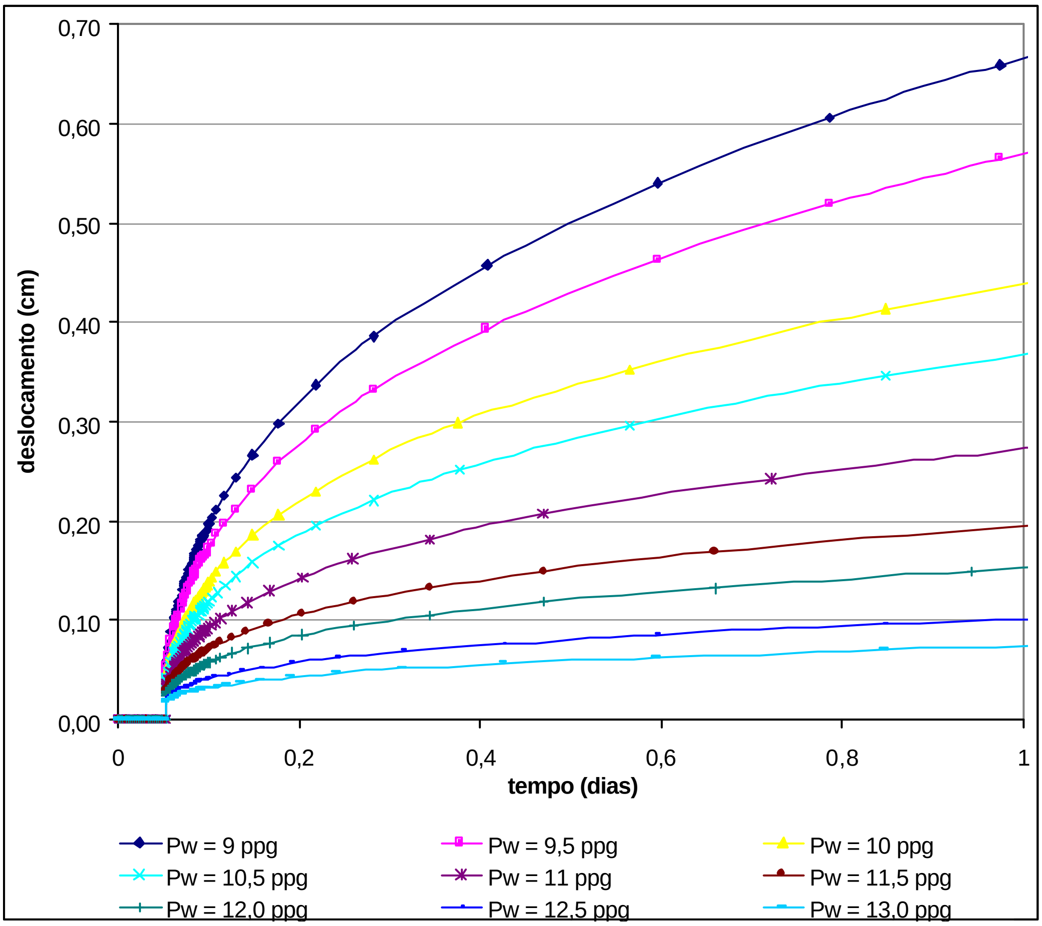


Figura 5-6: Fechamento do poço ao longo do tempo (1° dia) para diferentes fluidos de perfuração.

Como já dito, na Figura 5-6 podem ser visualizadas as mesmas curvas da Figura 5-5, todavia, com um enfoque nos deslocamentos radiais na parede do poço no primeiro dia após o início da perfuração do estrato salino. Os deslocamentos somente se iniciaram no instante igual a 0,05 dias (4500 segundos), correspondente ao momento em que a simulação da perfuração do poço ultrapassou o ponto de análise, ou seja, a 11 metros a partir do topo camada salina conforme Tabela 5-3. Vale a pena relembrar que a velocidade de perfuração adotada foi de 8m/h, então cada estágio de escavação de 2 metros durou 900 segundos.

No gráfico apresentado na Figura 5-7, pode ser observado o deslocamento radial na parede do poço (eixo 'x') pelos diversos pesos de fluidos de perfuração (eixo 'y') considerando também o ponto de análise a 11 metros do topo da camada salina estudada. Cada curva representa um instante no tempo. A primeira curva da esquerda apresenta a resposta da solução elástica instantânea provocada pela escavação. A segunda e terceira curva correspondem aos deslocamentos considerando a solução elástica mais os deslocamentos provocados pela fluência em 1 dia e em 30 dias, respectivamente, a partir do início da escavação do topo do estrato salino.

Na Figura 5-7, percebe-se que os deslocamentos gerados pela solução elástica são praticamente desprezíveis quando comparados com os deslocamentos causados pela fluência. Verifica-se também que os deslocamentos no primeiro dia após a perfuração do poço são maiores que os demais.

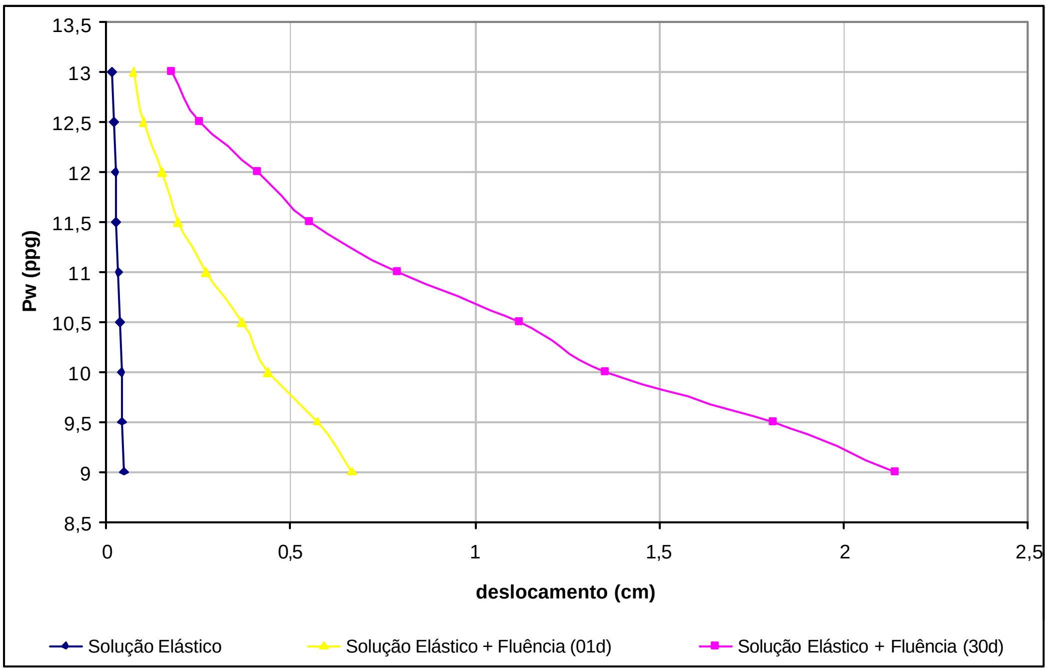


Figura 5-7: Fechamento do poço considerando a solução elástica e a fluência em 1 dia e em 30 dias para diversos pesos de fluido de perfuração.

A Figura 5-8 e a Figura 5-9 apresentam os comportamentos dos deslocamentos radiais do evaporito desde a parede do poço (r/R =1) até uma distância equivalente a 8 vezes o raio do poço (r/R = 8) para um peso de fluido de perfuração de 11ppg, analisando sempre a 11 metros do topo da camada de sal modelada. O eixo das abscissas está representado por r/R, em que 'R' é o raio do poço e 'r' é o afastamento em relação ao eixo do poço. Cada curva representa uma etapa da simulação numérica conforme descrito detalhadamente na Tabela 5-3. Na Figura 5-9 foi feito um "*zoom*" da Figura 5-8 no eixo 'y', de 0 a 0,1cm, para facilitar a visualização das curvas.

Como está explicitado na Tabela 5-3, as etapas 10 e 11 correspondem aos deslocamentos gerados pelo 5° estágio de escavação. Na etapa 10 é simulada a perfuração de 8 a 10 metros, a pressão causada pelo fluido de perfuração de 11ppg e a resposta elástica. A etapa 11 corresponde aos deslocamentos de fluência deste quinto estágio de escavação. Os deslocamentos provocados pelas etapas de 2 a 11 foram aproximadamente zero, pois a simulação da perfuração do poço ainda não chegou no ponto analisado, que estava a 11 metros do topo do estrato salino, ou seja, a 6011 m. Em outras palavras, a aproximação da escavação não provocou deslocamentos significativos no ponto de estudo. Como esses deslocamentos se aproximaram de zero, não houve necessidade de mostrar as curvas das etapas 2 a 9 na Figura 5-8 e na Figura 5-9, pois coincidiriam com as curvas das etapas 10 e 11.

O ponto analisado foi perfurado no 6° estágio de escavação, ou seja, na 12ª etapa, em que aconteceram os deslocamentos causados pela solução elástica. Na Figura 5-9, podem ser visualizados claramente esses deslocamentos ao redor do poço. Então, os valores dos deslocamentos provocados pela 12ª etapa podem ser obtidos pela diferença entre as curvas "etapa 12" e "etapa 11". Como os valores da curva "etapa 11" se aproximam de zero, os deslocamentos gerados por esta etapa é a própria curva "etapa 12".

A 13ª etapa corresponde aos deslocamentos provocados pela fluência durante 900 segundos após o início da escavação deste trecho de 6010 a 6012 metros. Como se adotou uma velocidade de perfuração de 8m/h, 900s corresponderam ao tempo gasto em um segmento de 2 metros. A Figura 5-9 mostra os deslocamentos devidos à fluência em 900 segundos, podendo ser obtidos pela diferença entre as curvas "etapa 13" e "etapa 12". Os deslocamentos acumulados até a 13ª etapa estão apresentados na curva "etapa 13".

A 14ª etapa, assim como as outras etapas pares subseqüentes, correspondem às soluções elásticas instantâneas após a escavação do respectivo trecho. Ou seja, a 14ª etapa simulou a escavação e a resposta elástica do 7º estágio de escavação, de 6012 a 6014 metros. A 16ª etapa simulou a escavação e a resposta elástica do 8º estágio de escavação, de 6014 a 6016 metros e assim sucessivamente (Tabela 5-3). Portanto, pode ser observado na Figura 5-8 e na Figura 5-9 que o ponto de estudo (6011m) não é influenciado por essas etapas . Em outras palavras, a simulação do andamento da perfuração após o ponto estudado não provoca novos deslocamentos elásticos, pois todo o deslocamento elástico a 11 metros do topo da modelagem já ocorreu instantaneamente na 12ª etapa.

A 15ª, 17ª e 19ª etapas correspondem aos deslocamentos ao redor do poço causado pela fluência em 900 segundos. Os valores dos deslocamentos causados nessas etapas são a diferença entre as curvas destas etapas e as etapas anteriores. Por exemplo, na Figura 5-9, os deslocamentos ao redor do poço provocado pela 17ª etapa podem ser obtidos pela diferença da curva "etapa 17"e a curva "etapa 16".

Finalmente, a 21ª etapa corresponde aos deslocamentos ao redor do poço causado pela fluência em 30 dias. Na Figura 5-8, a distância da curva "etapa 21" em relação às outras curvas se justificou pelo tempo em que a fluência estava sendo considerada. Isto é, nas outras etapas ímpares (da 3ª à 19ª), foi considerado um período de fluência de 900s, diferentemente da 21ª etapa, que foi de 30 dias. Os deslocamentos significativos de fluência ao redor do poço provocados somente pela 21ª etapa podem ser obtidos pela diferença entre as curvas "etapa 21" e "etapa 20". Pode-se visualizar na Figura 5-8 os deslocamentos desde o início da escavação até a 21ª etapa, que são justamente os valores que geram a curva "etapa 21".

Observa-se ainda que nas curvas da "etapa 12" até a "etapa 21" da Figura 5-8 e da Figura 5-9 os deslocamentos na parede do poço foram maiores e decresceram à medida que se afastaram dele, independentemente da etapa analisada. Vale destacar também que, nestas curvas, os deslocamentos mais significativos aconteceram próximos à parede do poço.

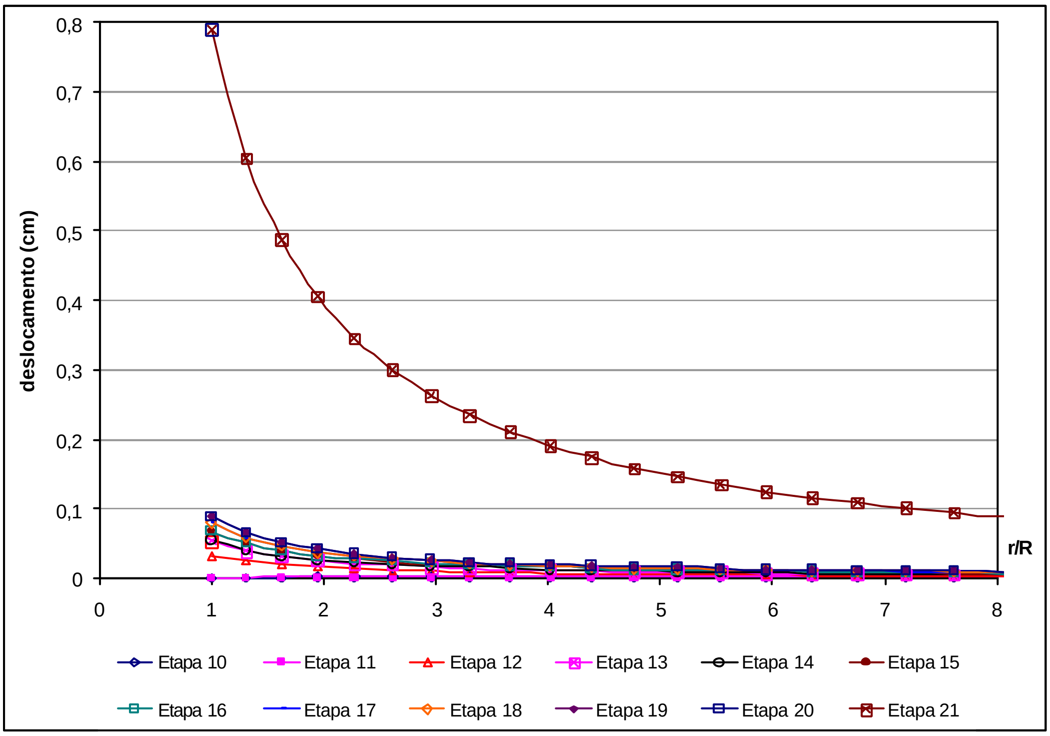


Figura 5-8: Deslocamento radial (0 a 0,8 cm) ao redor do poço para um peso de fluido de 11 ppg.

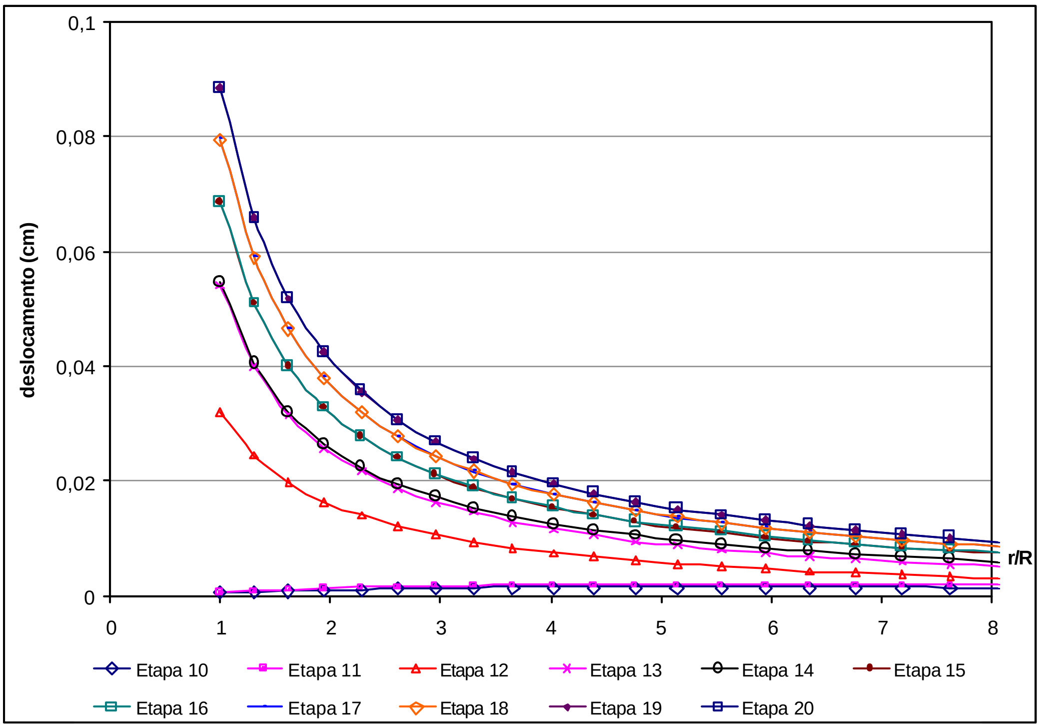


Figura 5-9: Deslocamento radial ("*zoom*" em 0,1 cm) ao redor do poço para um peso de fluido de 11 ppg.

Na Figura 5-10 estão apresentados os deslocamentos radiais em relação ao afastamento do eixo do poço, considerando a solução elástica instantânea e a fluência em um período de um mês. Cada curva representa um peso de fluido de perfuração utilizado, que foi de 9ppg, 11ppg e 13ppg. Apesar de o gráfico em questão mostrar os dados até uma distância equivalente a 50 vezes o raio do poço (r/R = 50), os deslocamentos significativos ocorreram nas proximidades do poço até uma distância de cinco vezes o raio do poço (r/R = 5), independente do peso de fluido de perfuração utilizado.

Pode ser constatado também pela Figura 5-10 que, para o fluido de 9 ppg, os deslocamentos devidos à fluência são mais impactados por causa da maior diferença de tensões entre as tensões "*in situ*" e as pressões geradas pelo fluido de perfuração quando comparados com os resultados da perfuração com um peso de fluido de 13ppg. De qualquer forma, a consideração da fluência é imprescindível para estimativas de deslocamentos em poços perfurados em zonas salinas, não importando o peso de fluido de perfuração utilizado.

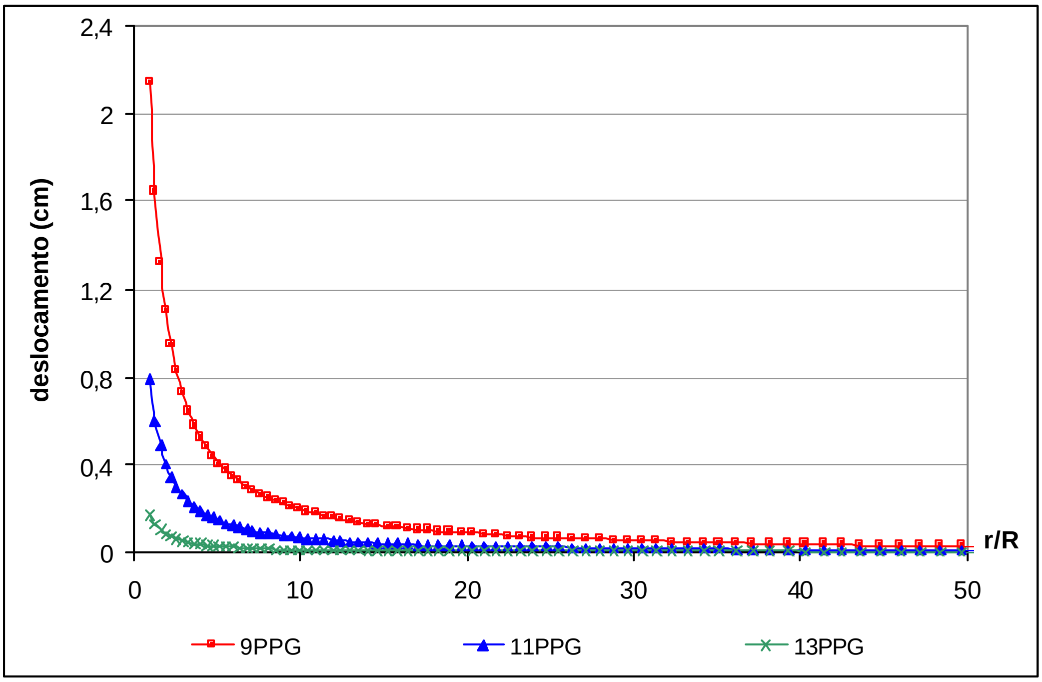


Figura 5-10: Deslocamento horizontal ao redor do poço considerando a solução elástica mais a fluência em um mês.

5.6.2. Deformações

Na Figura 5-11 e na Figura 5-12, estão apresentadas as deformações radiais na parede do poço ao longo do tempo, considerando a solução elástica e a fluência. Na Figura 5-11 foi levado em conta um período de fluência de um mês e na Figura 5-12, um período de um dia. Vale destacar novamente que todos esses cálculos de deformações foram feitos na parede do poço, a 11 metros do topo do estrato que foi modelado (ver Figura 5-1), ou seja, a 6011 m abaixo da lâmina d'água. Outro ponto importante é que a deformação no eixo das coordenada é adimensional, isto é, 0,02 corresponde a 2% de deformação horizontal.

Nas simulações numéricas com maiores pesos de fluido de perfuração se observam menores deformações na parede do poço em qualquer instante analisado, tanto para pequenos intervalos de tempo quanto para um período de 30 dias (Figura 5-11 e Figura 5-12).

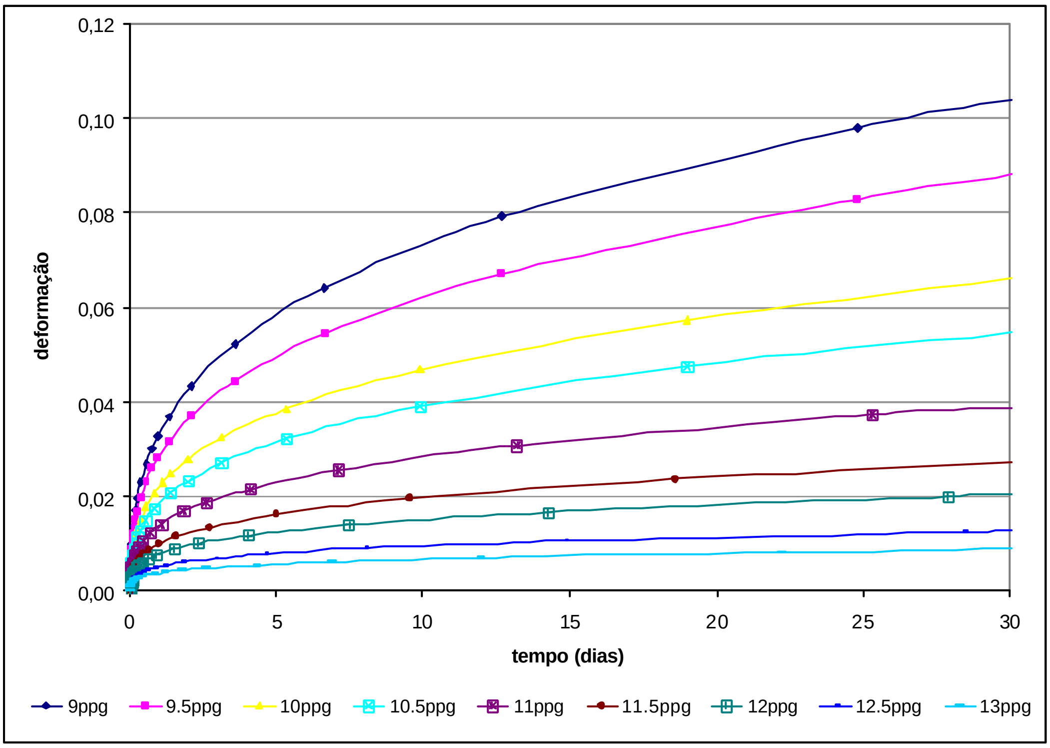


Figura 5-11: Deformações radiais na parede de poço para diversos fluidos de perfuração em um mês.

Na Figura 5-12 (assim como na Figura 5-6), os deslocamentos somente se iniciaram no instante igual a 0,05 dias (4500 segundos), correspondente ao momento em que a simulação da perfuração do poço ultrapassou o ponto de análise, ou seja, a 11 metros a partir do topo camada salina.

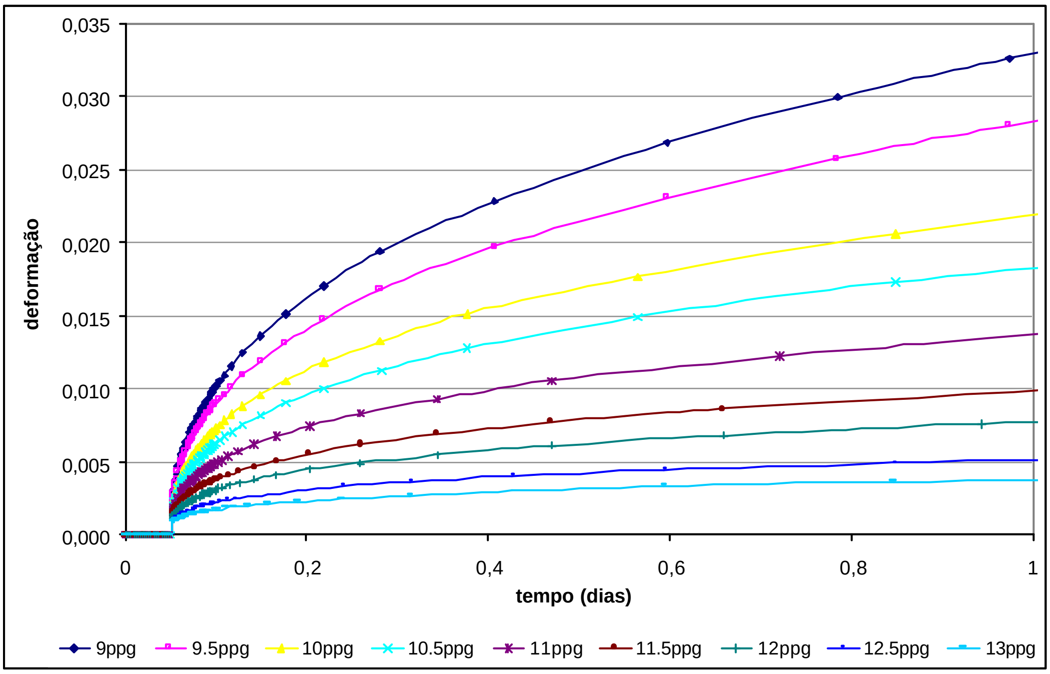


Figura 5-12: Deformações radiais horizontais na parede de poço para diversos fluidos de perfuração no 1° dia.

Na Figura 5-13, o ponto de análise também está na parede do poço a 11 metros do topo do estrato salino modelado, isto é, a 6011 m abaixo da lâmina d'água. Nesta figura, observa-se que as deformações elásticas instantâneas são desprezíveis quando comparadas com as deformações por fluência no sal para períodos superiores a um dia, principalmente para baixos valores de peso de fluidos de perfuração, em que as deformações por fluência foram muito elevadas.

As deformações por fluência apresentadas neste item (5.6.2) dependem diretamente da lei de formação e dos parâmetros adotados na modelagem. Uma correta calibração das constantes empíricas de fluência, por exemplo, são de fundamental importância para prever as corretas deformações que ocorrerão numa situação real de perfuração de um poço de petróleo em um estrato salino. Neste estudo de caso, os parâmetros e constantes utilizados estão apresentados no item 5.4.

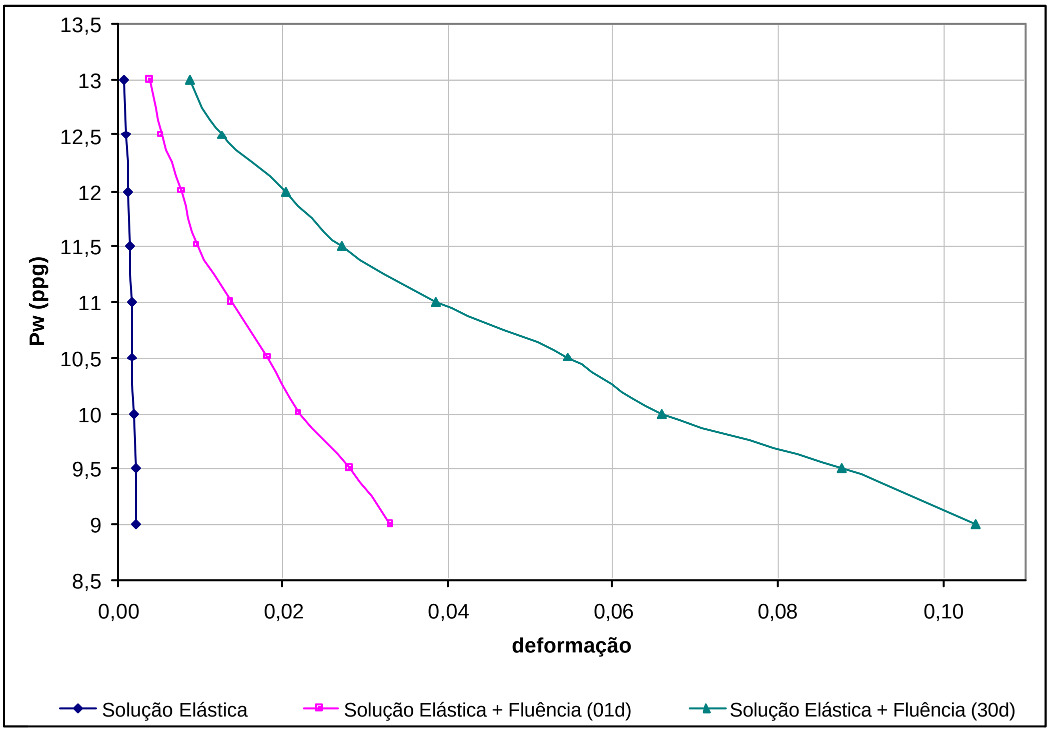


Figura 5-13: Deformação horizontal considerando a solução elástica e a fluência em 1 dia e em 30 dias para diversos pesos de fluido de perfuração.

5.6.3. Tensões

Na Figura 5-14 e na Figura 5-15, estão apresentadas as tensões radiais ao redor do poço, considerando o ponto analisado a 11 metros do topo do estrato salino modelado, ou seja, a 6011 m a partir do lâmina d'água (Tabela 5-3). A Figura 5-14 mostra essas tensões desde a parede do poço (r/R=1) até um afastamento de 50 vezes o raio do poço (r/R=50). Na Figura 5-15 foi feito um "*zoom*" no eixo das abscissas da figura anterior, passando para uma análise até 8 vezes o raio do poço (r/R=8) para melhor visualização das curvas.

Como explicitado na Tabela 5-3, as etapas 10 e 11 corresponderam aos deslocamentos gerados pela solução elástica e pela fluência, respectivamente, do 5° estágio de escavação. As tensões não variaram nas etapas de 2 a 11, ou seja, permaneceram iguais as às tensões "*in situ*" (107 MPa), pois a aproximação da escavação não provocou variações de tensões. Então, na Figura 5-14 e na Figura 5-15, como estas tensões radiais não variaram até a 11ª etapa, não houve necessidade de mostrar as curvas das etapas 2 a 9, pois coincidiriam com as curvas das etapas 10 e 11.

O ponto analisado foi perfurado no 6° estágio de escavação, ou seja, na 12ª etapa, no qual aconteceu a variação brusca das tensões radiais com a simulação da perfuração, da resposta elástica e das pressões geradas pelo peso do fluido de perfuração. Por exemplo, na parede do poço (r/R=1), as tensões radiais que se igualavam às tensões "*in situ*" (107 MPa) deveriam passar a ser iguais as pressões provocadas pelo peso de fluido de 11ppg (77 MPa). Esta pequena diferença em relação ao valor apresentado na Figura 5-15 foi ocasionado devido ao esquema de cálculo das tensões no método dos elementos finitos. Foi feito o cálculo nos pontos de integração do elemento e estes valores foram extrapolados para a parede do poço.

A 13ª etapa correspondeu às redistribuições de tensões radiais provocados pela fluência durante 900 segundos após o início da escavação deste trecho de 6010 a 6012 metros. A curva "etapa 13" da Figura 5-15 mostra as tensões radiais ao redor do poço depois de simulada a perfuração, a solução elástica e a fluência. As diferenças entre as curvas "etapa 13" e "etapa 12" correspondem às variações de tensões provocadas pela fluência.

A 14ª etapa, assim como as outras etapas pares subseqüentes, correspondem às soluções elásticas instantâneas após a escavação do respectivo trecho (Tabela 5-3). A partir daí, podem ser observados na Figura 5-15, que o ponto de estudo (6011m) não foi influenciado por estas etapas. Em outras palavras, a simulação do andamento da perfuração após o ponto estudado não provoca alteração nas tensões radiais, assim como ocorreu nos deslocamentos.

A 15ª, 17ª e 19ª etapas corresponderam às tensões radiais ao redor do poço causado pela fluência em 900 segundos (Tabela 5-3). Os valores das tensões radiais gerados nestas etapas são a diferença entre as curvas destas etapas e as etapas anteriores. Por exemplo, na Figura 5-15, as tensões radiais ao redor do poço provocadas pela 15ª etapa podem ser obtidas pela diferença da curva “etapa 15”e a curva “etapa 14”.

A 21ª etapa correspondeu às tensões radiais ao redor do poço causado pela fluência em 30 dias. Na Figura 5-14 ou na Figura 5-15, a distância da curva “etapa 21” em relação às outras curvas se justifica pelo tempo em que a fluência está sendo considerada. Isto é, nas outras etapas ímpares (da 3ª à 19ª), está sendo considerado um período de fluência de 900s, diferentemente da 21ª etapa, que foi de 30 dias.

Observa-se também na Figura 5-14 e na Figura 5-15 a grande variação de tensões radiais provocada pela fluência desde o início da perfuração do poço até o final da análise, que pode ser visualizado pela diferença entre as curvas “etapa 21” e “etapa 12”. Constata-se também que a redistribuição de tensões causada pela fluência é maior logo após a simulação da escavação quando comparada com os outros instantes. Isto pode ser comprovado pela maior diferença entre as curvas “etapa 13” e “etapa 15” em relação à diferença entre a “etapa 17” e a “etapa 19”.

Na Figura 5-14, como já era esperado, pode ser visto em todas as curvas que, a uma distância de 50 vezes o raio do poço (r/R=50), as tensões radiais se igualaram às tensões “*in situ*” (107MPa). Constatou-se ainda que à medida que a diferença de tensões aumenta, acresce também a extensão até a estabilização das tensões. Por exemplo, a curva referente à “etapa 12” se iguala às tensões “*in situ*” a uma distância de oito vezes o raio do poço (r/R=8). No entanto, a “etapa 21” somente se iguala aos 107 MPa a uma distância de 35 vezes o raio do poço (r/R=35).

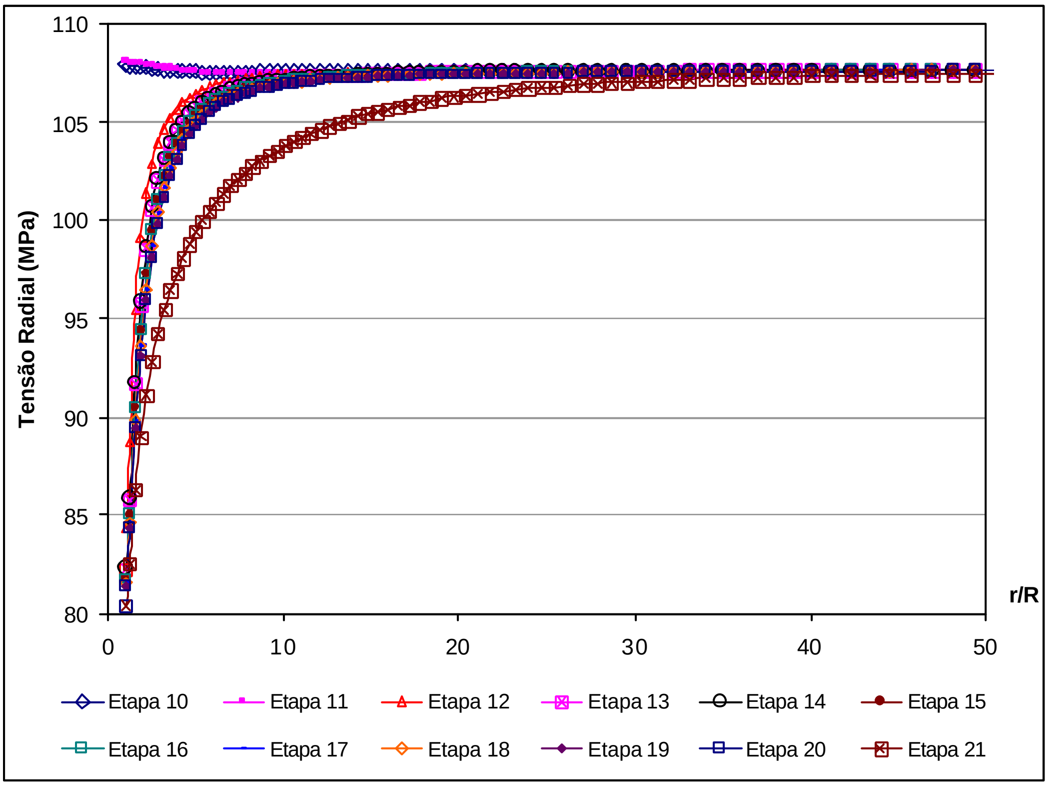


Figura 5-14: Redistribuição das tensões radiais ao redor do poço (r/R = 50).

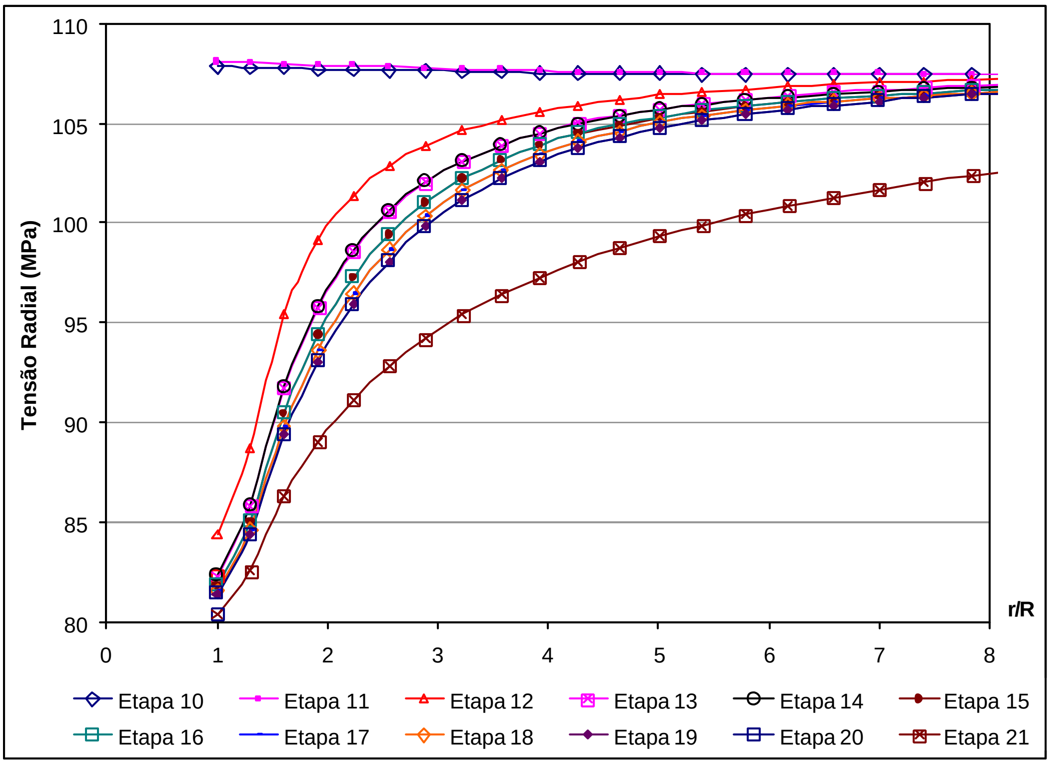


Figura 5-15: Redistribuição das tensões radiais ao redor do poço (“*zoom*” em r/R = 8).

A Figura 5-16 apresenta as tensões radiais a partir da parede do poço (r/R=1) até uma distância de 50 vezes o raio do poço (r/R=50). Observa-se que quanto menor o peso de fluido de perfuração maior a distância necessária para as tensões se igualarem às tensões "*in situ*" (107 MPa). Por exemplo, para um peso de fluido de 9ppg, as tensões radiais se estabilizaram a uma distância de 45 vezes o raio do poço. Por outro lado, para 13ppg, as tensões radiais se igualaram a 107 MPa numa extensão equivalente a r/R=20. Isto acontece porque as tensões provocadas pelo fluido de perfuração de 13 ppg (91MPa) na parede do poço se aproximavam mais das tensões "*in situ*" quando comparadas com as tensões geradas pelo fluido de 9ppg (64 MPa).

Outra observação a ser feita neste gráfico é que as tensões radiais na parede do poço deveriam ser iguais às pressões provocadas pelos respectivos fluidos de perfuração nas medições na parede do poço. Para o caso estudado, os fluidos de 9, 11 e 13 ppg correspondem a pressões de 64, 77 e 91 MPa, respectivamente. No gráfico da Figura 5-16 estes valores são de 66, 80 e 93MPa. Essas diferenças foram causadas pelo esquema de cálculo das tensões no método dos elementos finitos. Foram feitos cálculos nos pontos de integração de cada elemento e os valores foram extrapolados para os nós, ocasionando estas pequenas diferenças.

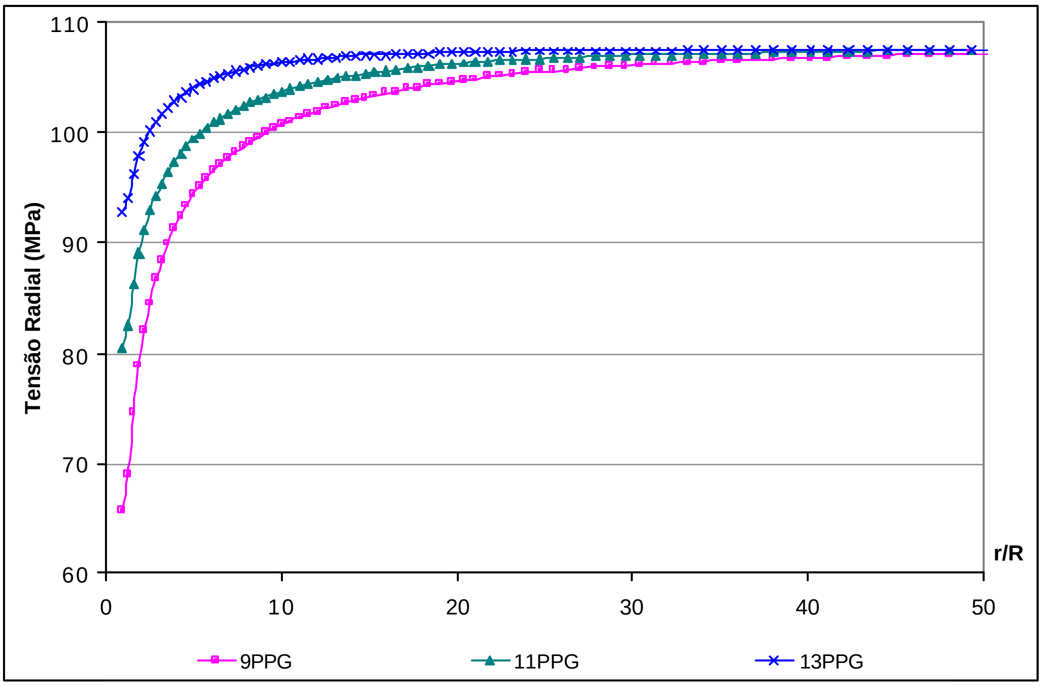


Figura 5-16: Tensões radiais ao redor do poço para diferentes fluidos de perfuração.

Na Figura 5-17 e Figura 5-18 estão apresentadas as redistribuições de tensões tangenciais ao redor do poço, considerando o ponto analisado a 11 metros do topo da camada de sal modelada, isto é, a 6011 m abaixo da lâmina d'água. A Figura 5-17 mostra estas tensões desde a parede do poço (r/R=1) até um afastamento de 30 vezes o raio do poço (r/R=30). Na Figura 5-15 foi feito um "*zoom*" no eixo das abscissas da figura anterior, passando para uma análise até 8 vezes o raio do poço (r/R=8) para melhor visualização das curvas.

As etapas 10 e 11 corresponderam, respectivamente, aos deslocamentos gerados pela solução elástica e pela fluência, ambas do 5° estágio de escavação (Tabela 5-3). Assim como aconteceu nas análises das tensões radiais, as tensões tangenciais também não variaram nas etapas de 2 a 11, permanecendo iguais às tensões "*in situ*" (107 MPa), pois a aproximação da escavação não provocou variações de tensões.

Na 12ª etapa aconteceu uma grande variação das tensões tangenciais com a simulação da perfuração. Segundo a Figura 5-17, na parede do poço, por exemplo, as tensão tangenciais passaram de 107MPa para a 131MPa considerando somente a solução elástica instantânea.

A 13ª etapa correspondeu às tensões tangenciais provocadas pela fluência durante 900 segundos após o início da escavação. Observa-se que ocorreu uma queda brusca das tensões tangenciais ao redor do poço, podendo ser contabilizada pela diferença entre as curvas "etapa 12" e "etapa 13". Com o auxílio da Figura 5-18, percebe-se que a tensão tangencial na parede de poço caiu de 131MPa para 115MPa em apenas 900 segundos.

Como já foi dito, a 14ª etapa, assim como as outras etapas pares subseqüentes, correspondeu às soluções elásticas instantâneas após a escavação do respectivo trecho (Tabela 5-3). Assim como aconteceu com as tensões radiais, as tensões tangenciais não foram influenciadas por estas etapas.

A 15ª, 17ª e 19ª etapas corresponderam às redistribuições de tensões tangenciais ao redor do poço causadas pela fluência a cada 900 segundos (Tabela 5-3). A 21ª etapa correspondeu às tensões tangenciais ao redor do poço causado pela fluência em 30 dias.

Na Figura 5-18, constata-se também que a redistribuição de tensões tangenciais causada pela fluência foi maior logo após a simulação da escavação quando comparada com os outros instantes. Isto pôde ser verificado pela maior diferença entre as curvas "etapa 13" e "etapa 15" em relação à diferença entre as curvas "etapa 17" e "etapa 19".

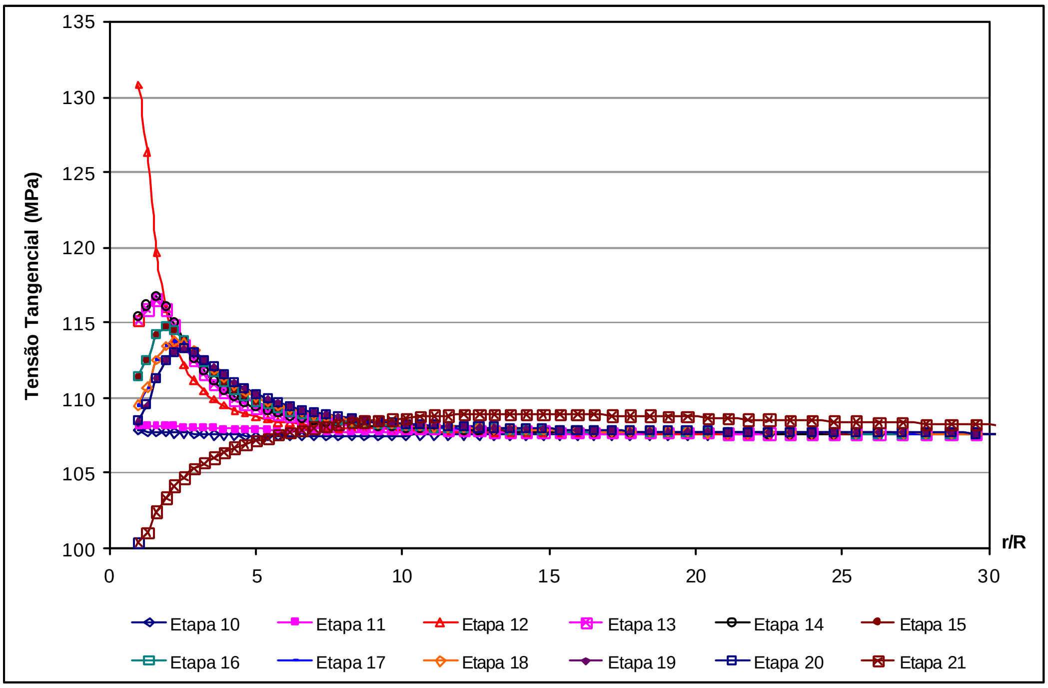


Figura 5-17: Redistribuição das tensões tangenciais ao redor do poço (r/R = 30).

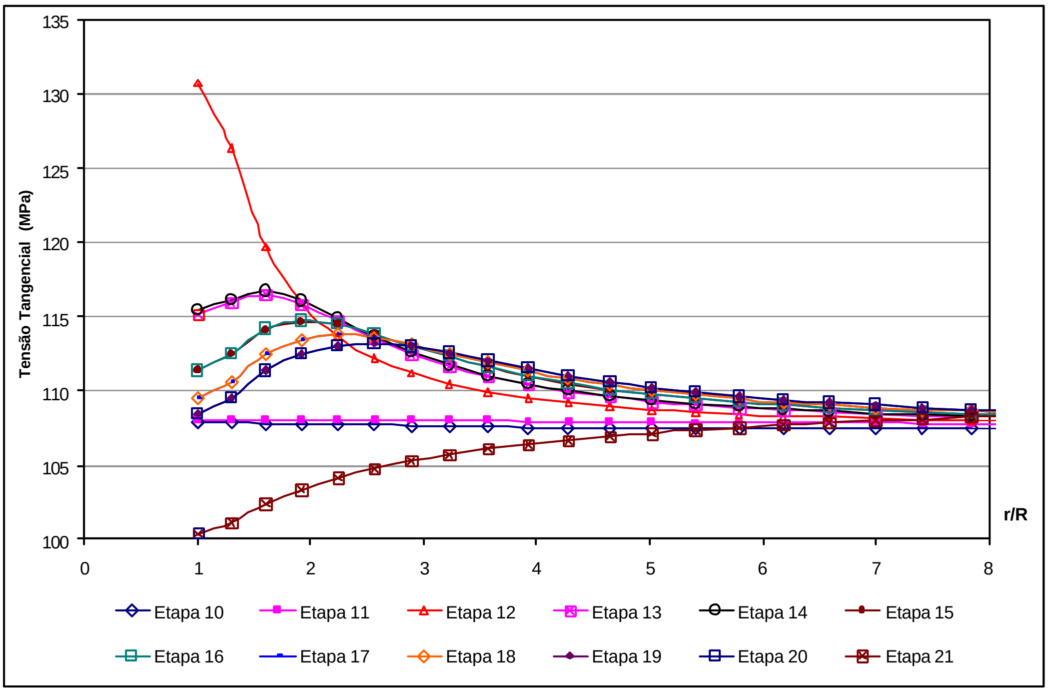


Figura 5-18: Redistribuição das tensões tangenciais ao redor do poço (“*zoom*” em r/R=8).

A Figura 5-19 apresenta as tensões tangenciais a partir da parede do poço até uma distância de 50 vezes o raio do poço. Observa-se que quanto menor o peso de fluido de perfuração maior a perturbação de tensões no corpo salino.

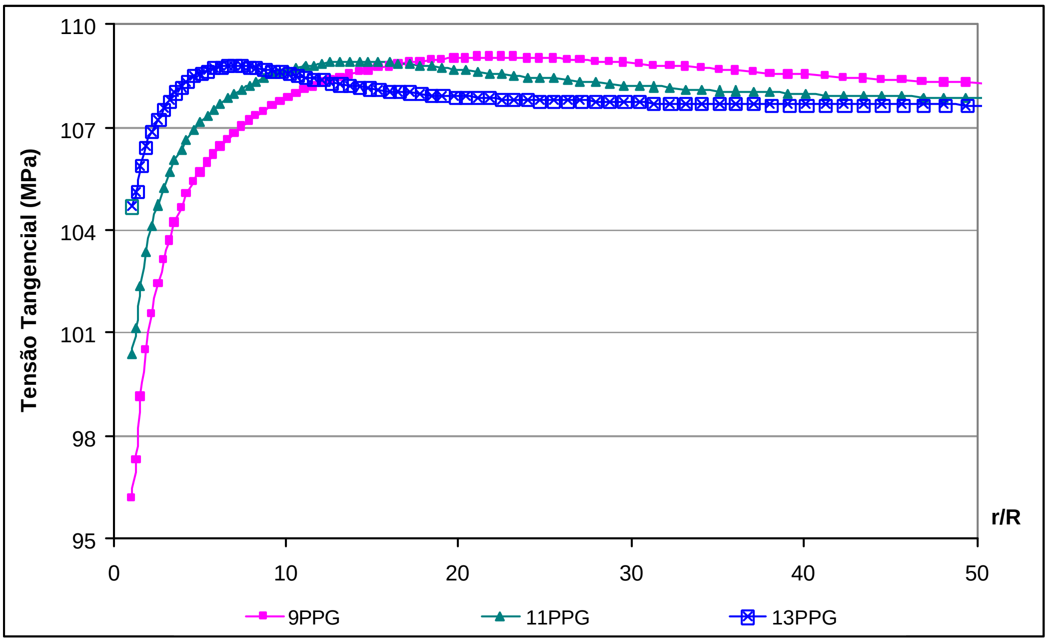


Figura 5-19: Tensões tangenciais ao redor do poço para diferentes fluidos de perfuração.

5.7. Resultados e Análises da comparação entre a Teoria de endurecimento por Tempo Transcorrido e a Teoria de endurecimento por Deformação

A modelagem do problema axissimétrico deste capítulo foi feita para prever o comportamento mecânico de um estrato salino frente à perfuração de um poço de petróleo de 10 estágios de escavação de 2 metros cada. A simulação da escavação foi feita pela desativação dos elementos correspondentes ao poço. Analisou-se o comportamento dos outros elementos (evaporito) sujeitos à solução elástica e à fluência em cada etapa descrita na Tabela 5-2.

Todas as comparações foram feitas utilizando um peso de fluido de perfuração de 11ppg a um ponto localizado a 11 metros do topo do estrato salino modelado, ou seja, a 6011 m abaixo da lâmina d'água. Adotou-se esta profundidade de estudo por entender que este ponto é intermediário e não sofre interferência da modelagem.

5.7.1. Deslocamentos

Na Figura 5-20 e na Figura 5-21, estão apresentados os deslocamentos radiais da parede do poço considerando a solução elástica mais a fluência em um mês e em um dia, respectivamente, para as duas teorias de endurecimento.

Analisando a Figura 5-20, não há diferença percentual significativa entre as duas curvas. A curva "*strain hardening*" possui deslocamento iniciais superiores. No entanto, a curva "*time hardening*" apresenta deslocamentos superiores a partir do 23° dia, no momento em que elas se cruzam .

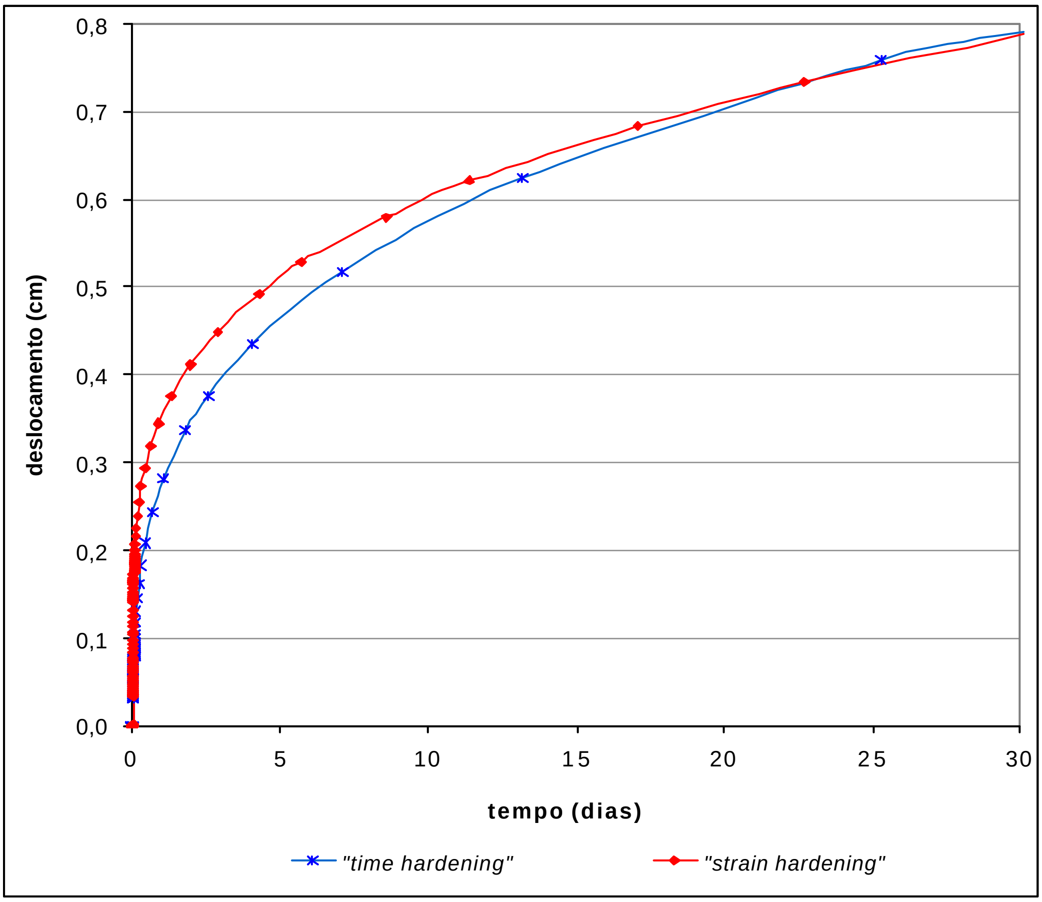


Figura 5-20: Fechamento do poço ao longo do tempo (30 dias) para as duas teorias de endurecimento.

Fazendo um "*zoom*" no primeiro dia (Figura 5-21), percebe-se uma grande diferença entre os deslocamentos quando se compara a Teoria de endurecimento por Tempo Transcorrido com a Teoria de endurecimento por Deformação.

Ainda na Figura 5-21, os deslocamentos somente se iniciam no instante igual a 0,05 dias (4500 segundos), pois corresponde ao momento em que a simulação da perfuração do poço ultrapassou o ponto de análise, ou seja, a 11 metros a partir do topo camada salina modelada (6011 m).

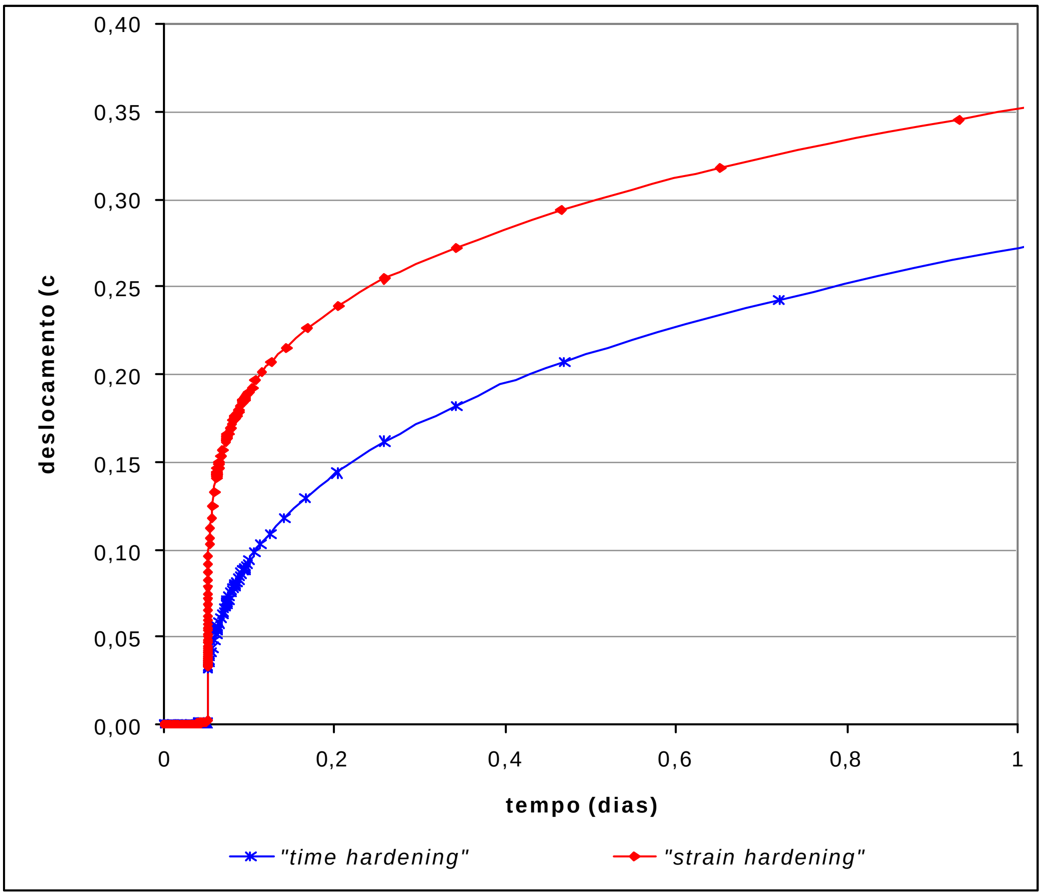


Figura 5-21: Fechamento do poço ao longo do tempo (1° dia) para as duas teorias de endurecimento.

5.7.2. Deformações

Na Figura 5-22 e na Figura 5-23, podem ser visualizadas as deformações radiais horizontais da parede do poço considerando a solução elástica mais a fluência em um mês e em um dia, respectivamente. Ambas as simulações foram realizadas para um peso de fluido de perfuração de 11 ppg. Vale ressaltar também que os valores das deformações no eixo das coordenadas são adimensionais, ou seja, 0,04 corresponde a 4% de deformação.

Assim como aconteceu com os deslocamentos, as deformações calculadas pela teoria de endurecimento por deformação foram maiores principalmente nos primeiros instantes após a escavação quando se compara com os resultados da teoria de endurecimento por tempo transcorrido. O formato da Figura 5-23 se assemelha aos das curvas apresentadas na literatura (Figura 3-12).

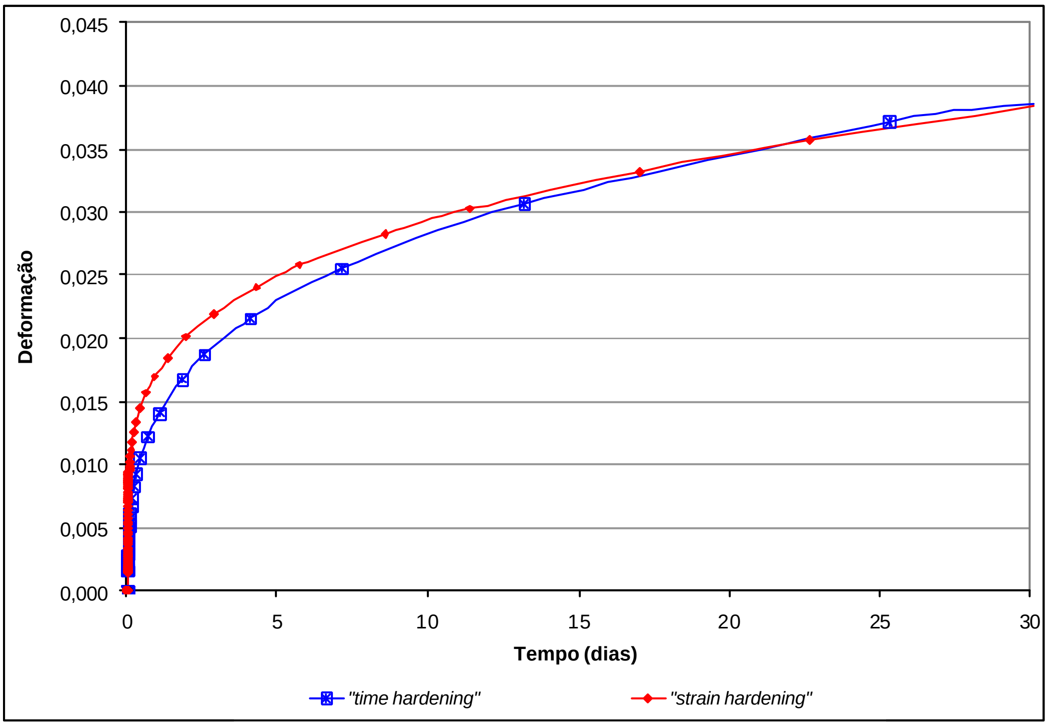


Figura 5-22: Deformação radial do poço ao longo do tempo (30 dias) para as duas teorias de endurecimento.

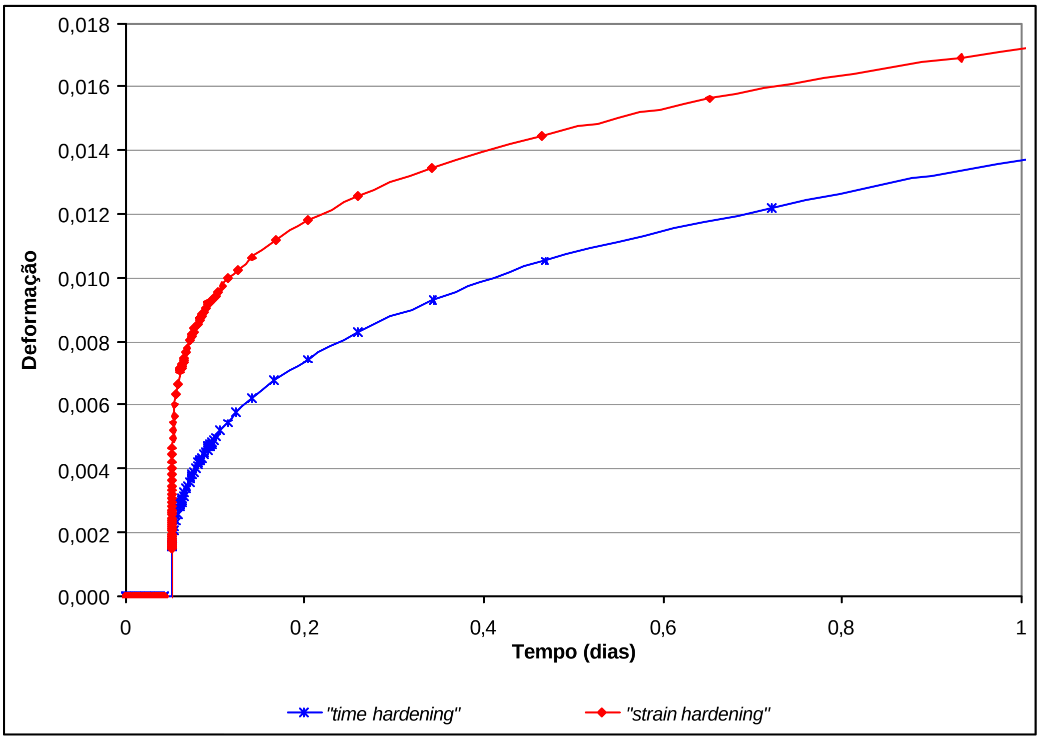


Figura 5-23: Deformação radial do poço ao longo do tempo (1° dia) para diferentes Teoria de endurecimento e pesos de fluidos de perfuração.

Na Figura 5-24 e na Figura 5-25, estão apresentadas as taxas de deformações na parede do poço, em seg^{-1} ao longo do tempo comparando a Teoria de endurecimento por Tempo Transcorrido e a Teoria de endurecimento por Deformação. Pôde-se observar nestes dois gráficos que a taxa de deformação ou velocidade de deformação ($\dot{e}$) decresceu com o tempo, em especial nos primeiros dias em ambas as teorias, o que é esperado quando se está analisando a fluência primária, que é o caso das formulações utilizadas pelo Abaqus.

Na Figura 5-24 a escala no eixo das ordenadas varia de 0 a 1,0E-07s^{-1} e o eixo das abscissas, de 0 a 30 dias. Aparentemente, observa-se que a taxa de deformação ($\dot{e}$) da teoria "time hardening" foi maior que a da "strain hardening" em todo o período analisado. No entanto, quando se analisa a Figura 5-25 (considerando as primeiras 12 horas e deformações 0 a 1,0E-06s^{-1}), constata-se que nas primeiras horas as taxas de deformações foram maiores para a teoria baseada nas deformações ("strain hardening"), o que já era esperado após analisar as inclinações das curvas da Figura 5-23. Isto porque a taxa de deformação ou velocidade de deformação pode ser obtida pelas inclinações das curvas da Figura 5-22 e da Figura 5-23. Conforme a Figura 5-23, a variação da inclinação das duas curvas foram praticamente as mesmas a partir do tempo igual a 0,2 dias, o que se refletiu nos gráficos da Figura 5-24 e Figura 5-25.

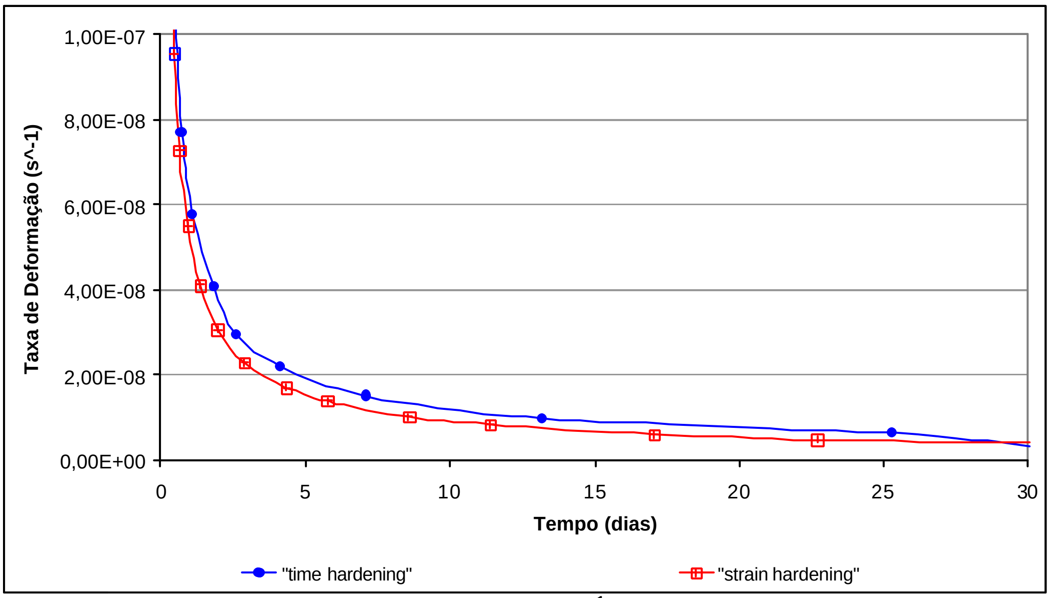


Figura 5-24: Taxa de deformação (0 a 1,00 E-07 s^{-1}) ao longo de 30 dias na parede do poço para as duas teorias de endurecimento.

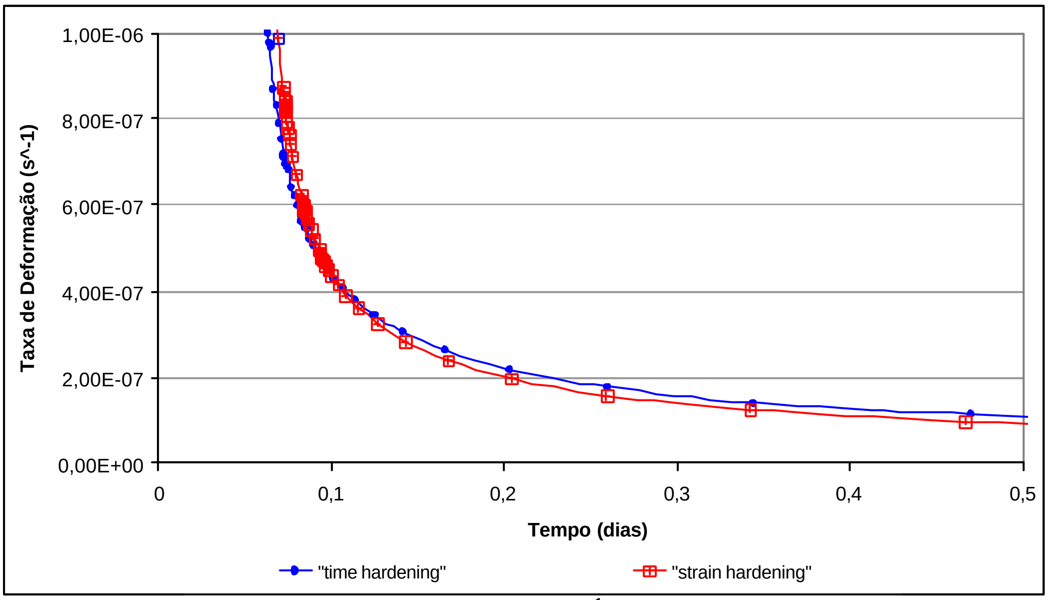


Figura 5-25: Taxa de deformação (0 a 1,00 E-06 s^{-1}) ao longo de 12 horas na parede do poço para as duas teorias de endurecimento.

Na modelagem axissimétrica, é possível identificar a diferença entre as teorias de endurecimento por tempo transcorrido e a teoria de endurecimento por deformação porque esta simulação leva em consideração a seqüência de escavação. O andamento da perfuração do poço em etapas provocou uma variação brusca do estado de tensões no corpo salino, o que motivou a diferença entre as duas curvas da Figura 5-23. Segundo a literatura, discutida no item 3.4 e ilustrada na Figura 3-12, a mudança repentina do estado de tensões provoca diferentes comportamentos dependendo da teoria adotada.

5.7.3. Tensões

As análises da Figura 5-26 até a Figura 5-29 foram feitas simultaneamente devido à similaridade de alguns comportamentos, e também, para evitar comentários repetitivos. Nestes gráficos, utilizou-se um peso de fluido de perfuração de 11ppg e o ponto analisado estava a 11 metros do topo do estrato salino, ou seja, a 6011 m a partir da lâmina d'água. Nestes gráficos, "time" corresponde à teoria de endurecimento por tempo transcorrido e "strain", à teoria de endurecimento por deformação.

A Figura 5-26 e Figura 5-27 apresentam as variações de tensões radiais ao longo de um afastamento em relação ao eixo do poço, considerando 30 vezes e oito vezes o raio do poço, respectivamente. A Figura 5-28 e Figura 5-29 mostra a redistribuição de tensões tangenciais para essas mesmas distâncias em relação ao eixo do poço, ou seja r/R=30 e r/R=8, respectivamente. Foi feito um "*zoom*" na Figura 5-27 e Figura 5-29 para melhor visualização e análise das curvas.

Como está explicitado na Tabela 5-3, as etapas 10 e 11 corresponderam aos deslocamentos gerados pela solução elástica e pela fluência, respectivamente, do 5° estágio de escavação. Observa-se que as tensões radiais (Figura 5-26 e Figura 5-27) e as tensões tangenciais (Figura 5-28 e Figura 5-29) não variaram significativamente nessas etapas, permanecendo praticamente iguais às tensões "*in situ*" (107 MPa) para ambas as teorias de endurecimento. Isto porque a aproximação da escavação não provocou variações de tensões.

O ponto estudado foi perfurado no 6° estágio de escavação, ou seja, na 12ª etapa, em que aconteceu uma variação brusca das tensões radiais e tangenciais em relação às tensões "*in situ*". Tanto nas tensões radiais (Figura 5-27) quanto nas tangenciais (Figura 5-28 e Figura 5-29) não houve diferença entre as teorias de endurecimento, justamente porque nesta etapa somente é simulada a solução elástica.

A partir da 13ª etapa as redistribuições de tensões radiais e tangenciais foram influenciadas pela fluência. Observa-se no conjunto de curvas da "etapa 13" até a "etapa 20" que as redistribuições de tensões radiais (Figura 5-26 e Figura 5-27) e tangenciais (Figura 5-28 e Figura 5-29), nos primeiros instantes, aconteceram mais rapidamente na teoria de endurecimento por deformação (indicadas pela eclipse vermelha) quando comparadas com as da teoria de endurecimento por tempo transcorrido (apontadas pela eclipse azul). A maior redistribuição de tensões logo após a escavação para a versão "strain hardening" explica as maiores deformações (Figura 5-23) e as taxas de deformações ($\dot{\varepsilon}$) iniciais (Figura 5-25) observadas para esta teoria.

Por outro lado, na 21ª etapa (correspondente à fluência em 30 dias) verifica-se que houve uma maior redistribuição de tensões radiais e tangenciais para a teoria de endurecimento por tempo transcorrido quando comparada com a da teoria de endurecimento por deformação.

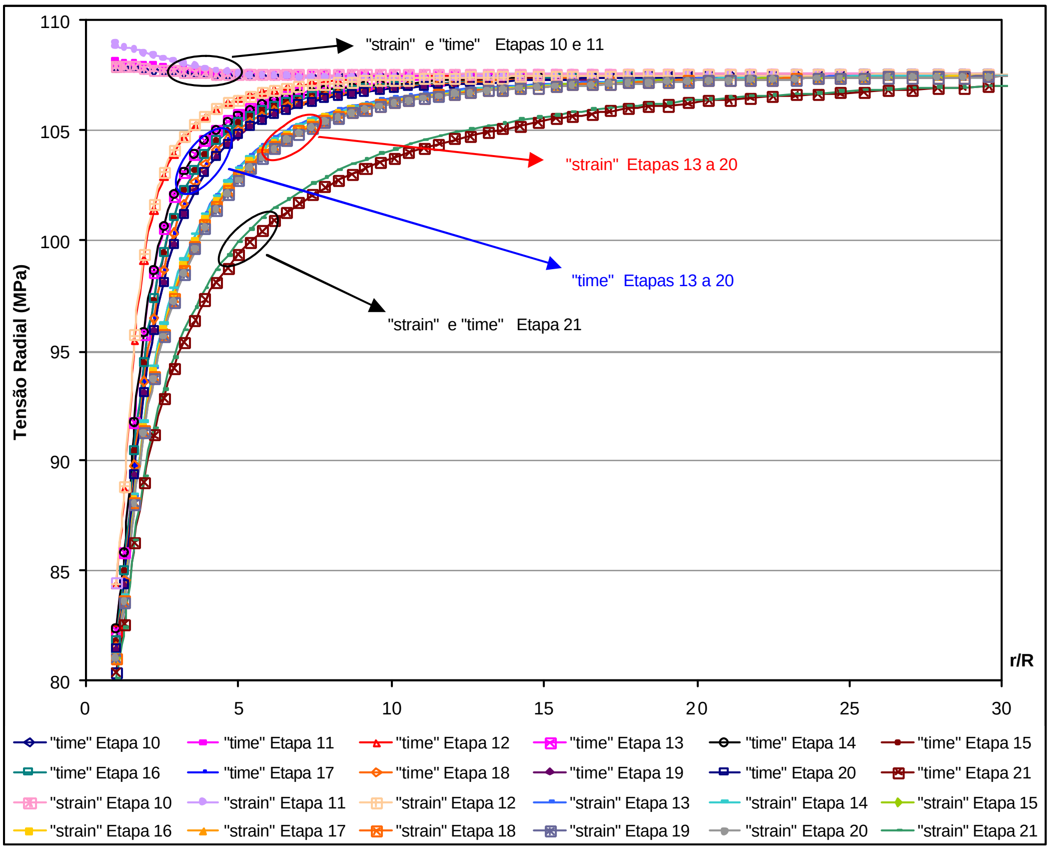


Figura 5-26: Tensões radiais ao redor do poço para as duas teorias.

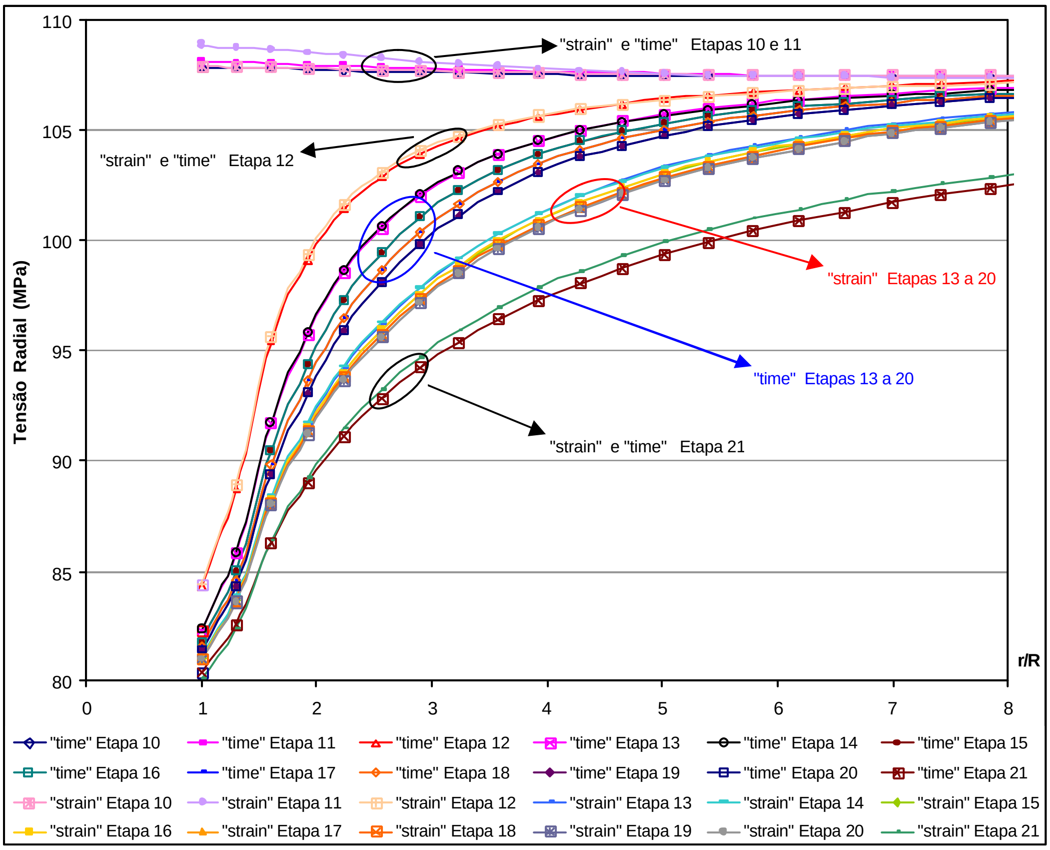


Figura 5-27: Tensões radiais ao redor do poço para as duas teorias (“*zoom*” em r/R=8).

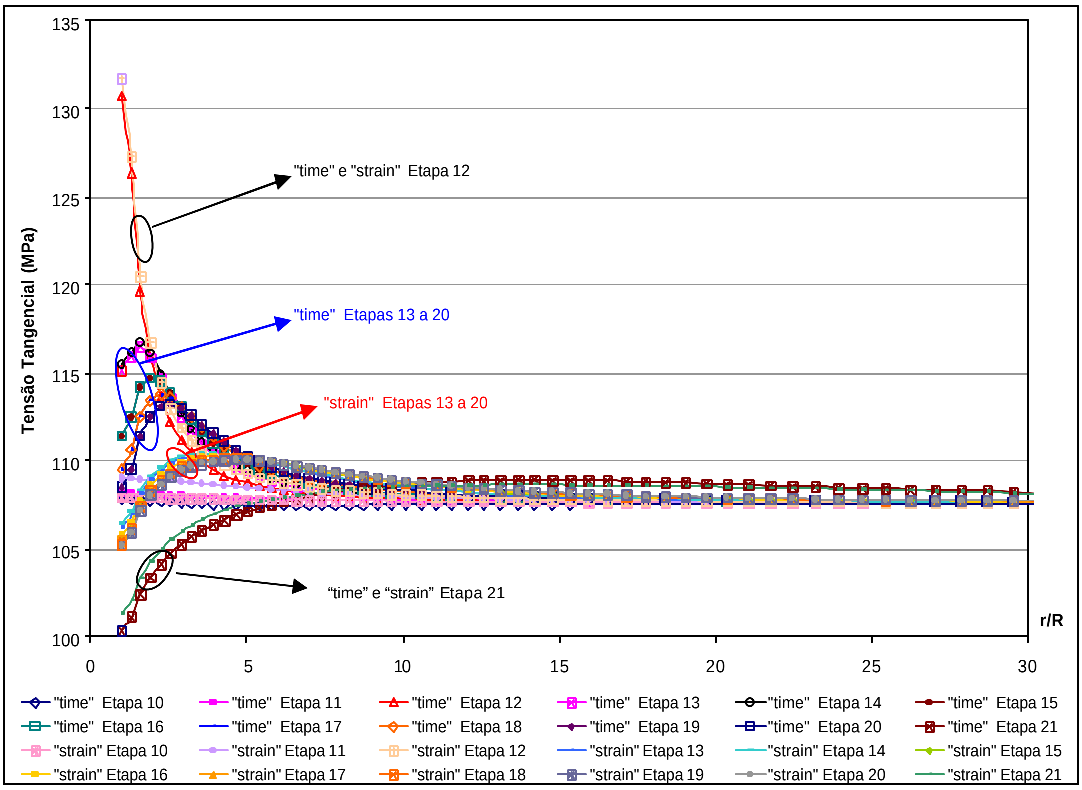


Figura 5-28: Tensões tangenciais ao redor do poço para as duas teorias.

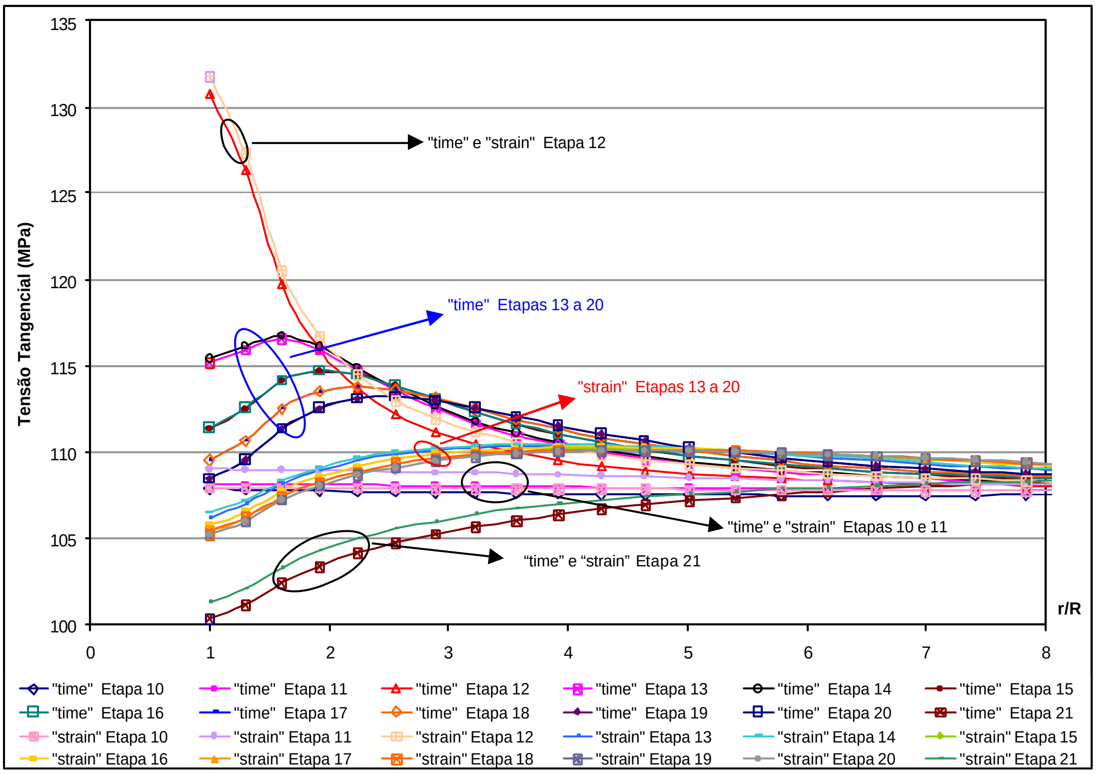


Figura 5-29: Tensões tangenciais ao redor do poço para as duas teorias (“zoom” em r/R=8).

6
CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

6.1.
Conclusões

Realizaram-se neste trabalho modelagens computacionais mediante o uso de um programa comercial de elementos finitos, em que foi proposto um comportamento geomecânico em poços de petróleo em zonas de sal. Analisaram-se os deslocamentos, deformações e tensões na parede do poço e em sua vizinhança para diversos pesos de fluido de perfuração utilizando o método dos elementos finitos. Foram realizadas simulações numéricas por meio da análise de deformação plana e da análise axissimétrica, que puderam prever o comportamento elástico e, principalmente, o de fluência ("*creep*") do sal.

Na análise de deformação plana, o Capítulo 4 apresentou o comportamento mecânico do sal, em que foi simulada numericamente uma perfuração de um poço de petróleo a partir de uma seção horizontal a 6000m de profundidade abaixo do nível do mar (2000m lâmina de água, 2000m outros estratos e 2000m sal) conforme representação esquemática da Figura 4-1.

Já na análise axissimétrica (abordada no Capítulo 5), a modelagem numérica consistiu em estudar o comportamento do estrato salino desde uma profundidade de 6000 até 6020m (Figura 5-1). Esta análise foi dividida em 10 estágios de escavação, em que pôde ser analisada também a influência da perfuração no comportamento do sal.

Avaliando os deslocamentos e as deformações radiais após a perfuração do poço em sal, observou-se que quando se fez a modelagem com maiores pesos de fluido de perfuração os deslocamentos e as deformações na parede do poço foram menores tanto para a análise de deformação plana quanto para a análise axissimétrica. Isto acontece porque para maiores pesos de fluido de perfuração ocorreu uma menor diferença entre as tensões horizontais "*in situ*" e as pressões provocadas pelo peso do fluido de perfuração, que ocasionaram menores deslocamentos e deformações na parede do poço.

Ainda com relação aos deslocamentos e às deformações, pôde-se constatar em ambas as análises que os deslocamentos e deformações gerados pela relação constitutiva elástica do sal foram desprezíveis quando comparados com os deslocamentos causados pela fluência para períodos superiores a um dia. Vale destacar também que os deslocamentos e as deformações foram maiores nas primeiras horas após a perfuração do poço quando confrontados com os resultados das demais horas.

Pôde-se concluir ainda que os valores de deslocamentos e deformações por fluência dependem diretamente da lei de fluência e dos parâmetros adotados na modelagem para as duas análises realizadas nesta dissertação (deformação plana e axissimétrica). Uma alteração nos valores das constantes empíricas, por exemplo, resultaria em diferentes valores de deformações. Sendo assim, nos casos práticos, os parâmetros elásticos e as constantes empíricas de fluência têm de ser bem definidos, pois influenciam diretamente os resultados, sejam superestimando ou subestimando os valores de deslocamentos e deformações na parede do poço. Nesta dissertação, os parâmetros elásticos foram extraídos de ensaios realizados em amostras de sal da mineração de Taquari Vassouras (item 4.4.1). E as constantes empíricas da lei de fluência, a partir dos parâmetros determinados para o projeto de Salt Vault (item 4.4.2).

Foi feita também uma avaliação da vizinhança do poço tanto na análise de deformação plana quanto na análise axissimétrica e percebeu-se que os deslocamentos na parede do poço foram maiores e decresceram à medida que se afastam dele, independentemente do peso de fluido de perfuração utilizado na simulação. Vale destacar que os deslocamentos significativos acontecem em geral somente até um afastamento de cinco vezes o raio do poço. Isto acontece porque na parede do poço ocorre uma maior perturbação nas tensões que estavam constantes antes de escavação. Quando o ponto de análise está mais afastado do poço, ocorrem menores perturbações de tensões, que provocam menores deslocamentos por fluência. Isto significa que à medida que são analisados pontos mais afastados do poço as diferenças de tensões são menores, o que geram pequenos deslocamentos horizontais.

Com relação às análises das taxas de deformações ou velocidade de deformação na parede do poço, pôde-se observar que a taxa de deformação decresceu com o tempo, principalmente nos primeiros dias. Isso foi apresentado na análise de deformação plana e pode ser explicado em virtude de a fluência estar ligada diretamente com as diferenças de tensões, que foram maiores no momento da escavação. Com o tempo, as diferenças entre as tensões diminuem e a velocidade de deformação também tende a cair, justamente o que pode ser observado nas curvas do gráfico das figuras 4.21 e 4.22. Verifica-se também nesta última figura que a velocidade de deformação para um determinado tempo é maior quanto menor for o peso do fluido de perfuração. Isto pode ser explicado pela maior diferença de tensões quando se utiliza um menor peso de fluido de perfuração. Esta maior diferença de tensões desviadoras, ocasionadas pelas tensões "*in situ*" e as pressões geradas na parede do poço pelo fluido de perfuração, provoca maiores taxas de deformações radiais. Passado um período de tempo, as tensões entram em equilíbrio e as diferenças entre as curvas de taxas de deformações atingem um valor mínimo. Outro ponto importante é que os valores e as formas das curvas de taxa de deformação também estão ligados diretamente aos parâmetros e à lei de fluência utilizados.

Foi feita uma avaliação das tensões radiais e tangenciais na parede de poço e em sua vizinhança. Constatou-se na análise de deformação plana que grande parte da redistribuição de tensões causada pela fluência aconteceu nos primeiros instantes após a escavação até a primeira hora. Depois desta hora as tensões ainda se alteraram lentamente até o primeiro dia e permaneceram praticamente constantes até os 30 dias, que foi o tempo final da análise deste trabalho. Sendo assim, nos instantes iniciais, principalmente no primeiro dia após a escavação, as grandes redistribuições de tensões influenciaram diretamente a deformação por fluência do sal.

Outra constatação em ambas as análises é que quanto menor o fluido de perfuração utilizado, maior a diferença entre as tensões (radial e tangencial) próximas do poço quando comparada com a tensão inicial antes da perfuração. Isso pode ser explicado pelo maior relaxamento de tensões para os menores pesos de fluidos que influenciaram diretamente uma maior fluência, pois, neste caso, as tensões "*in situ*" estavam mais distantes das pressões geradas pelo peso de fluido de perfuração.

Analisando as variações de tensões radiais e tangenciais na parede do poço com o tempo após a simulação da perfuração na análise de deformação plana (Figura 4-31), pôde-se observar que a grande variação de tensões ocorreu logo após a escavação e se equilibraram com os dias. Sendo assim, a pior situação para a estabilidade do poço é justamente nos instantes subseqüentes ao da escavação do poço, independente do peso do fluido de perfuração utilizado. Outro ponto importante a ser comentado é que a fluência continuou acontecendo com uma diferença constante entre as tensões, mesma condição imposta num ensaio de fluência.

Compararam-se os resultados da Teoria de Endurecimento por Tempo Transcorrido e a Teoria de Endurecimento por deformação tanto para análise de deformação plana quanto para a axissimétrica.

No estudo de caso da análise de deformação plana (Capítulo 4), uma vez feita a escavação, a variação do estado de tensões na rocha salina ocorreu lentamente até atingir o equilíbrio, ou seja, as tensões radiais e tangenciais se alteraram gradualmente ao longo do tempo e do afastamento da parede do poço. Sendo assim, como não ocorreram variações bruscas de tensões no tempo, as trajetórias das curvas "*time hardening*" e "*strain hardening*" foram coincidentes para este caso específico. Essas duas teorias de endurecimento foram abordadas no item 3.4. Mais especificamente na Figura 3.12, em que é possível visualizar a diferença entre as duas trajetórias a partir de uma variação brusca do estado de tensões. Daí a explicação das pequenas e desprezíveis diferenças de deslocamentos, deformações e tensões entre as teorias "*time hardening*" e "*strain hardening*" que puderam ser observadas em todos os gráficos do item 4.8 desta dissertação, ainda porque os parâmetros das duas formulações foram os mesmos.

Por outro lado, na modelagem axissimétrica (Capítulo 5), foi possível identificar a diferença entre as teorias de endurecimento por tempo transcorrido e a teoria de endurecimento por deformação porque esta simulação leva em consideração a seqüência de escavação. O andamento da perfuração do poço em etapas provocou uma variação brusca das tensões no corpo salino, que motivou a diferença entre as duas curvas da Figura 5-23. Segundo a literatura, discutida no item 3.4, a mudança repentina do estado de tensões provoca diferentes comportamentos dependendo da teoria adotada. Para este estudo de caso axissimétrico, tanto os deslocamentos quanto as deformações calculadas pela teoria de endurecimento por deformação foram maiores principalmente nos primeiros instantes após a escavação quando comparadas com a teoria de endurecimento por tempo transcorrido. Por exemplo, o formato da Figura 5-23 é similar ao das curvas apresentadas na literatura (Figura 3-12). Constatou-se ainda que, nas primeiras horas, as taxas de deformações também foram maiores para a teoria baseada nas deformações.

Ainda na análise axissimétrica, a maior redistribuição de tensões logo após a escavação para a versão "*strain hardening*" explica as maiores deformações e taxas de deformações iniciais observadas para esta teoria. Isto porque as redistribuições de tensões, nos primeiros instantes, acontecem mais rapidamente na teoria de endurecimento por deformação quando se compara com a teoria de endurecimento por tempo transcorrido.

Depois de todas as análises gráficas comentadas e discutidas conclui-se que no comportamento de fluência do sal existe uma forte interdependência do processo de redistribuição e relaxação do estado de tensões com as deformações, pois a fluência está ligada diretamente às tensões desviatórias.

6.2. Sugestões para trabalhos futuros

Uma recomendação para um trabalho futuro seria primeiramente a obtenção dos parâmetros elásticos e a calibração das constantes empíricas de fluência a partir de uma amostra de sal extraída nas condições reais de campo. Estes dados seriam o ponto de partida para realização de novas modelagens numéricas para obtenção do comportamento do sal.

Outra sugestão seria a análise do comportamento do estrato salino a partir da realização de simulações numéricas no Abaqus, em 3D, em situações reais de campo, como a perfuração de um poço inclinado em um meio anisotrópico. Alem disso, a utilização de outras leis constitutivas de fluência também pode ser modelada neste programa de elementos finitos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMARAL, C. S.; COSTA, A. M.; GONÇALVES, C. J. DE CASTRO; FONSECA, C. F. (1999). **Reavaliação do Comportamento do Poço 1-RJS-480 por ocasião do Fechamento do Revestimento de 9 5/8” no Trecho de Travessia da Zona de Sal**, Relatório PETROBRAS/CENPES/DIPREX/SEDEM-013.

ANDRADE, L. L. (1980). **Os Evaporitos de Sergipe (Geologia, Exploração e Industrialização)**. Seminário apresentado ao Departamento de Química da PUC/RJ.

ASSIS, A. P. (1990). **A Method for Evaluating the transient creep of Potash**. Tese de Doutorado. University of Alberta.

BAAR, C. A (1977). **Applied Salt-Rock Mechanics 1. The in-situ behavior of salt rocks**, 294p.

BILLO, S. M. (1996) Geology of marine evaporites favorable for oil, gas exploration. **Oil and Gas Journal**, feb 05, p 69-73.

BOYLE, J. T.; SPENCE, J. (1983). **Stress Analysis for Creep**, Butterwoth, London.

CHANG, H.K. KOWSMANN, R. O.; FIGUEIREDO, A. M. F.; BENDER, A A. (1992). Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift system: an overview. **Tectonophysics**, 213, p 97-138.

COBBOLD, P. R. & SZATMARI, P. (1991). Radial gravitacional gliding on passive margins. **Tectonophysics**, 188, p 249-289. Elsevier Science Publishers B. V., Amsterdam.

COSTA, A. M. (1984). **Uma Aplicação de Métodos Computacionais e Princípios de Mecânica das Rochas no Projeto e Análise de Escavações destinadas a Mineração Subterrânea**. Tese de Doutorado. UFRJ.

COSTA, A. M.; GONÇALVES, C. J. DE CASTRO; AMARAL, C. S. (1997). **Simulação do Comportamento do poço 6-RJS-457-RJ no trecho perfurado em zona de sal e dimensionamento dos revestimentos**, Relatório PETROBRAS/ CENPES/DIPREX/SEDEM-017.

COSTA, A. M.; POIATE JR., E.; FALCÃO, J. L. & COELHO L. F. M (2005). Triaxial Creep Tests in Salt Applied in Drilling Through Thick Salt Layers in Campos Basin – Brazil, **IADC/SPE 92629**.

COSTI, F. (2006). **Metodologia Numérica aplicada a Viscoelasticidade em Polímeros”. Dissertação de Mestrado**. PUC-PR.

DOWLING, N. E. (1999). **Mechanical Behavior of Materials. Engineering Methods for Deformation, Fracture, and Fatigue**. Second Editon.

DUSSEAULT, M. B. (2005). **Alaska Rocks Course on Earth Stresses and Drilling Rock Mechanics - Module H - Stresses and Drilling in and Around Salt Structures**, University of Waterloo and Geomec a.s.

FARMER, P., MILLER, D., PIEPRZAK, A., RUTLEDGE, J., WOODS, R. (1996). **Exploring the subsalt**.

FINDLEY, W. N.; LAI, J. S.; ONARAN, K. (1976). **Creep and Relaxation of Nonlinear Viscoelastic Materials with an introduction to linear viscoelasticity**. North-Holland Publishing Company, p344.

FJAER, E., HOLT, R. M., HORSRUD P., RAAEN, A. M., RISNES, R. (1996). **Petroleum related rock mechanics**. 2nd ed. Elsevier.

FOSSUM, A. F. & FREDRICH, J.T. (2002). **Salt Mechanics Primer for Near-Salt and Sub-Salt Deepwater Gulf of Mexico**. Field Developments. Sandia Report 2063.

FRAYNE, M. A. & MRAZ, D. Z. (1991). Calibration of a Numerical Model for Different Potash Ores, **Seventh International Congress on Rock Mechanics, Aachen/Deutschland**.

GEORG, D. (1994). Technology That Lead to Mahogany Driving Global Exploration of Salt Bodies, **Offshore**, p27-34

GOODMAN, E. R. (1989). **Introduction to Rock Mechanics**. 2nd ed. John Wiley & Sons.

GRAVINA, C. C. (1997). **Simulação Numérica do Comportamento Mecânico do Sal em Poços de Petróleo**, Dissertação de Mestrado. Unicamp.

JAEGER, J. C. & COOK, N. G. K. (1979). **Fundamentals of Rock Mechanics**, Chapman and Hall, Londres.

KUPFER, D.H. (1974). Boundary shear zones in salt rocks. **IV Symp. Salt**, 1, p215-225.

KINSMAN, D.J.J. (1974). Evaporite deposits of continental margins. **IV Symp. Salt**, 1, p255-259.

MACKAY, F., BOTELHO, F. V. C., INOUE, N., FONTOURA, S. A. B. (2007). Análise do Comportamento de Evaporitos. **4o PDPETRO**, Campinas, SP.

MEDEIROS, F. A. S. (1999). **Análise do Comportamento de Colunas de Revestimento Frente à Movimentação do Sal em Poços de Petróleo**, Dissertação de Mestrado, PUC-Rio.

MUNSON, D. E. & DAWSON, P. R. (1984). Salt Constitutive modeling using mechanism maps, Proceedings, **1st Conference on the Mechanical Behavior of Salt**, Tech Publications, Clausthal, Germany, pp. 717-737.

MUNSON, D. E. & DEVRIES, K. L. (1991). Development and Validation of a Predictive Technology for Creep Closure of Underground Rooms in Salt, **Seventh International Congress on Rock Mechanics**, vol 1, pp 127-134, Aachen/Deutschland.

OLIVEIRA, J. E.; IDAGAWA, L. S.; NOGUEIRA, E. C. (1985). **Evaporitos na Bacia de Campos, Aspectos Geológicos e Problemas de Perfuração**, PETROBRAS/CENPES-475.

OLIVEIRA, P. R. L. (2004). **Análise não linear de Deformação Lenta utilizando o Método dos Elementos Finitos**. Dissertação de Mestrado. UFPR.

POIATE JR., E.; COSTA A. M & FALCÃO J. L (2006). Well Design for Drilling Through Thick Evaporite Layers in Santos Basin – Brazil, **IADC/SPE 99161**.

ROCHA, L. A. S. & AZEVEDO, C. T. (2007). **Projetos de Poços de Petróleo: geopressões e assentamento de colunas de revestimento**. Rio de Janeiro. Editora Interciências: Petrobras.

SHEFFIELD, J. S.; COLLINS, K. B. & HACKNEY, R. M. (1983). Salt Drilling in the Rocky Mountains **IADC/SPE 11374**.

WILLSON, S. M. & FREDRICH J. T. (2005). Geomechanics Considerations for Through an Near Salt Well Design, **SPE 95621**.

APÊNDICE

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

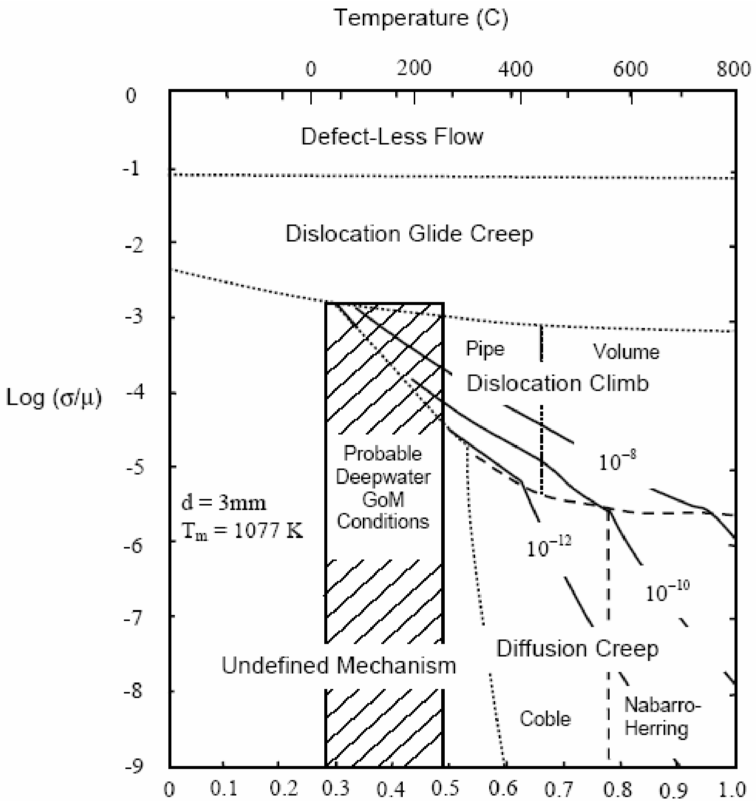
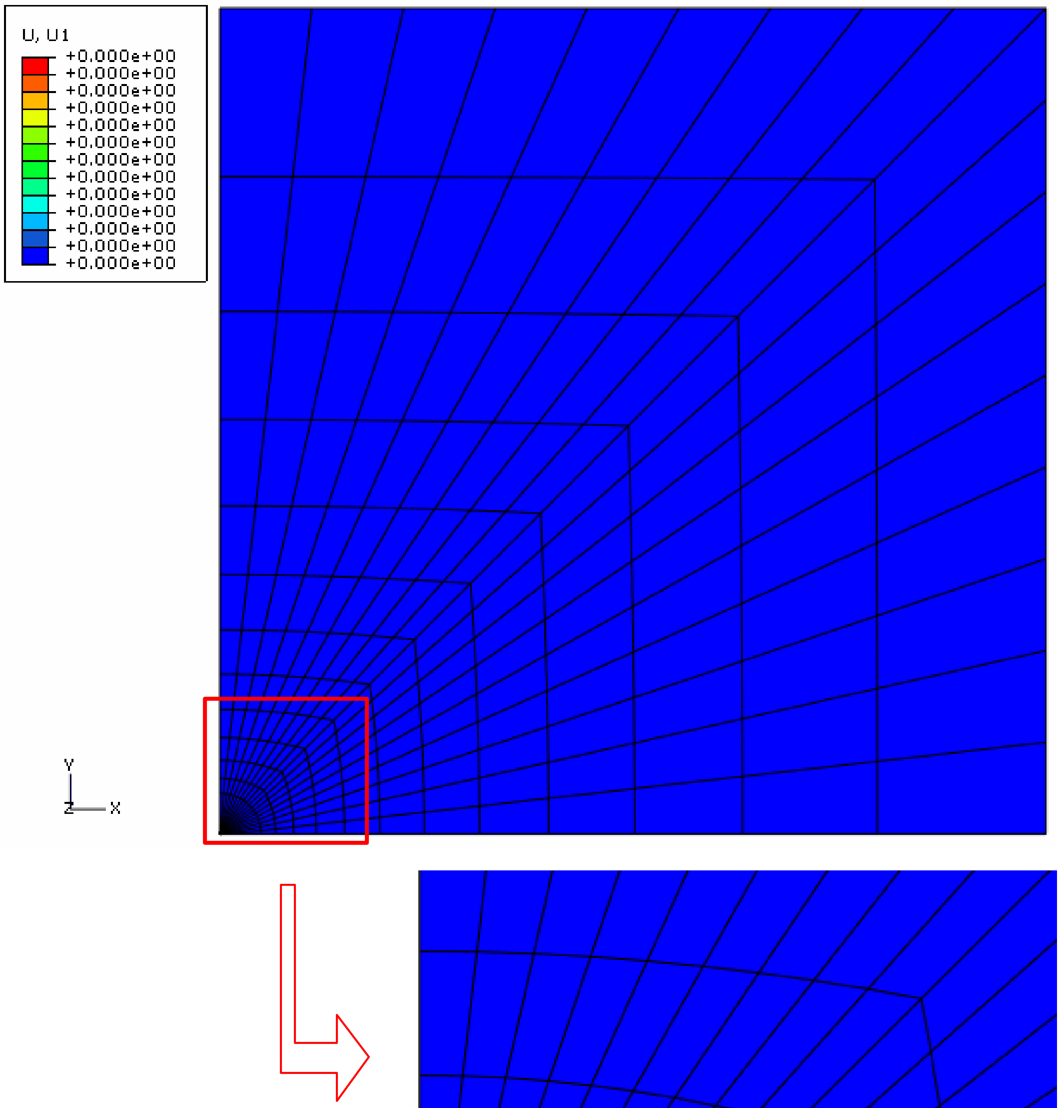


Figura A-1: Mapa dos mecanismos de deformação do sal (Munson, 1984; Fossum, A. F. & Fredrich, 2002)

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

B.1.
Deslocamento Sentido 1



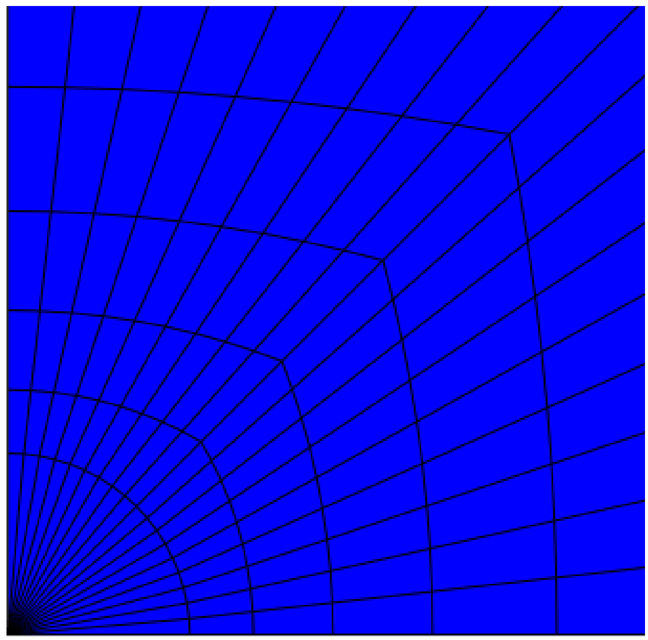


Figura B-2: Deslocamento (sentido1 ou ‘x ‘) na etapa 1, que corresponde ao equilíbrio do estado de tensão com a força externa (Figura 4-4).

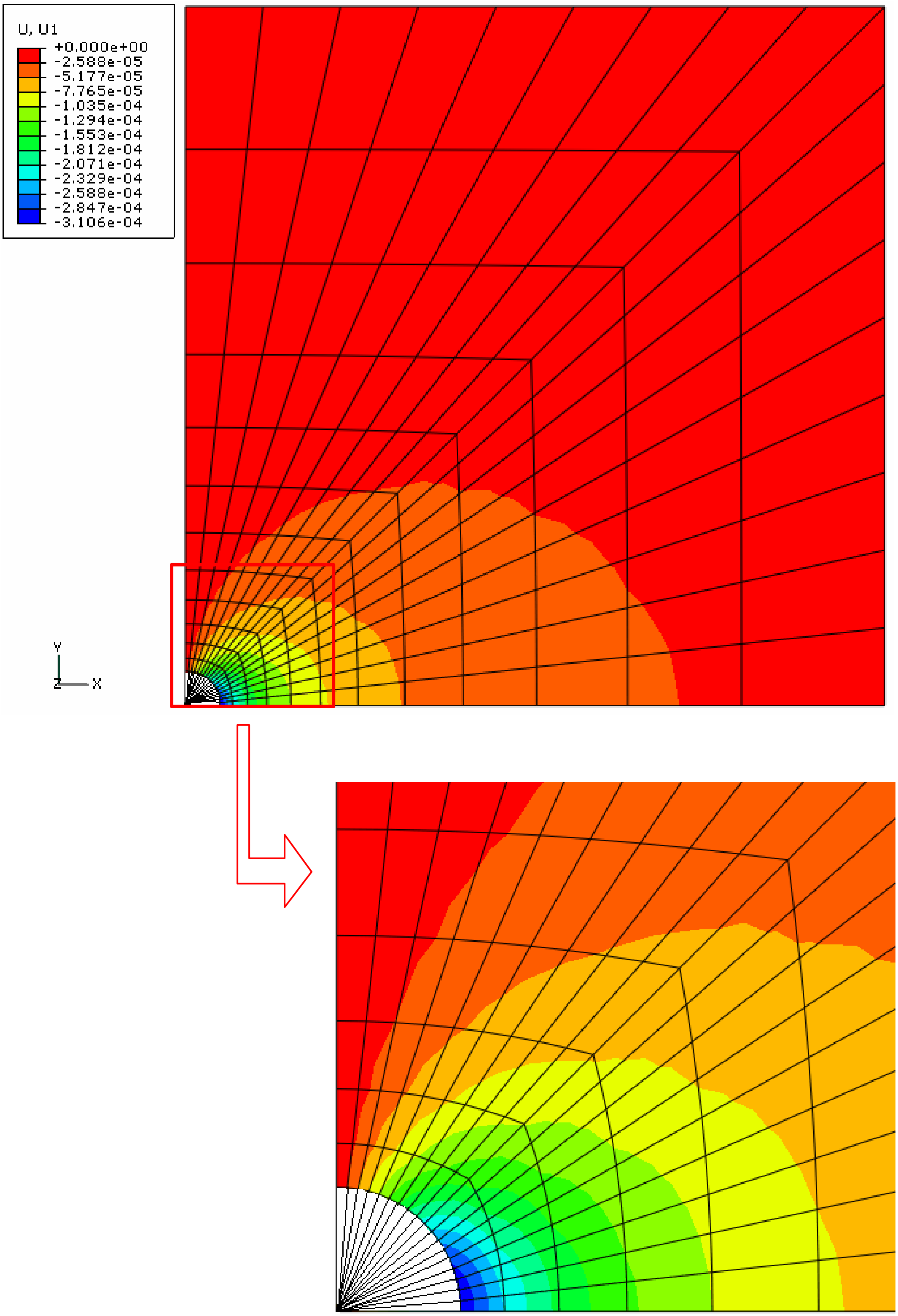


Figura B-3: Deslocamento, em metros, (sentido 1) na etapa 2, que corresponde a desativação dos elementos triangulares (em branco) que compõem o poço para simular a perfuração do poço. Nesta mesma etapa são simuladas a resposta elástica e a introdução das pressões provocadas pelo peso do fluido de perfuração de 11ppg.

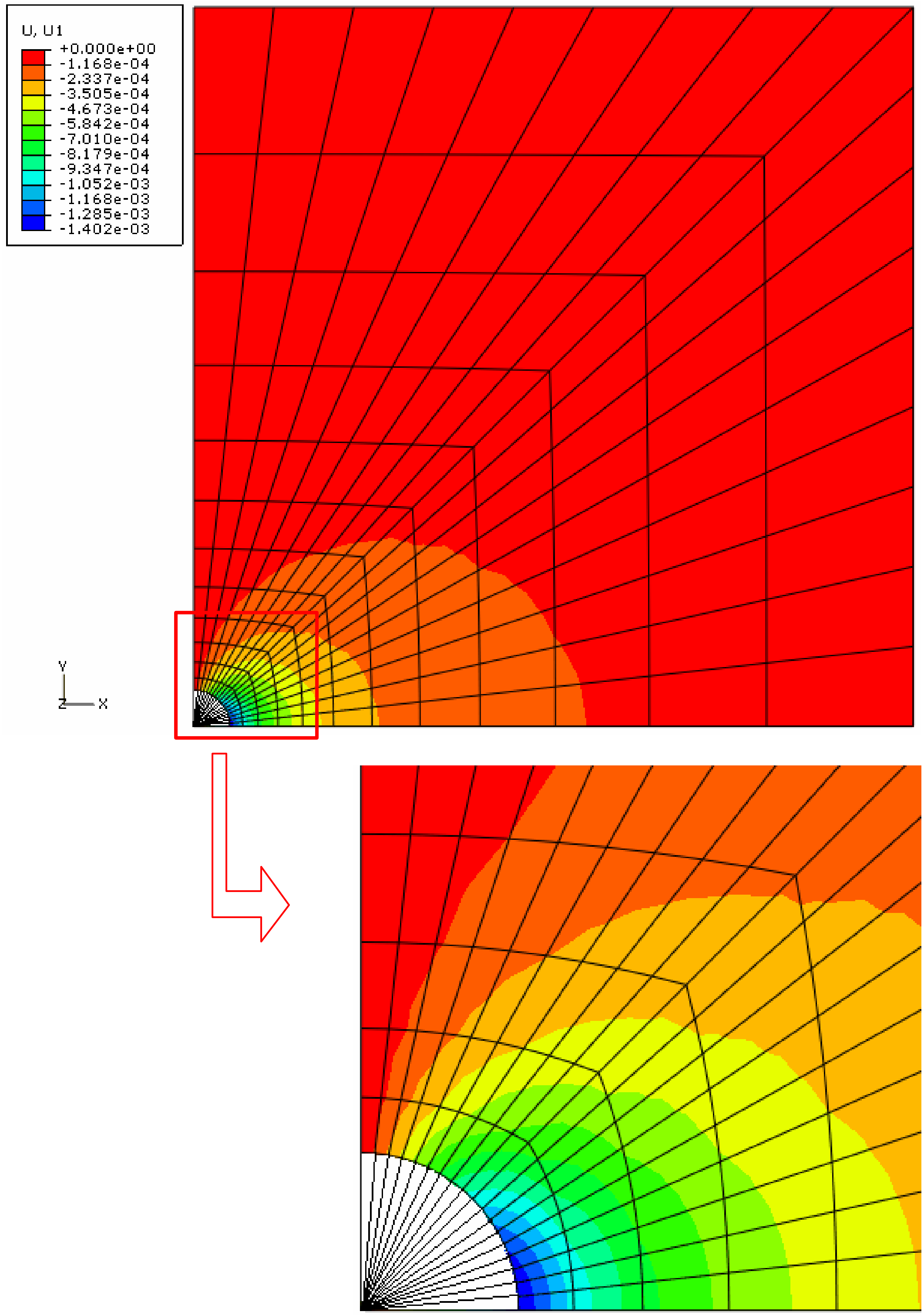


Figura B-4: Deslocamento, em metros, (sentido 1) na etapa 3 devido a fluência em um período de 900 segundos. O sinal negativo da legenda significa que o deslocamento acontece para a esquerda.

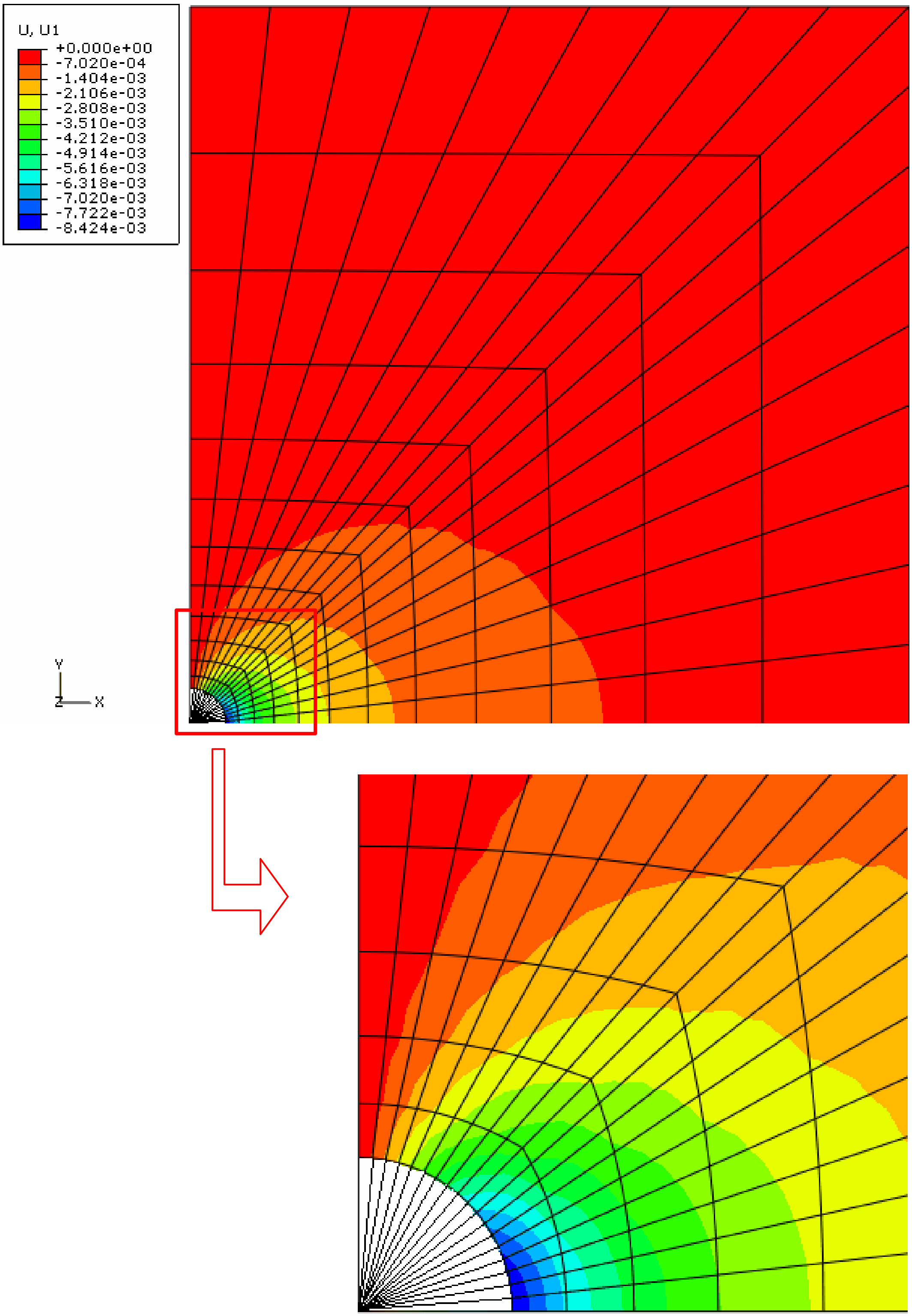


Figura B-5: Deslocamento, em metros, (sentido 1) na etapa 3 devido a fluência em um período de 30 dias. O sinal negativo significa que o deslocamento acontece para a esquerda.

B.2.
Deslocamento Máximo (magnitude)

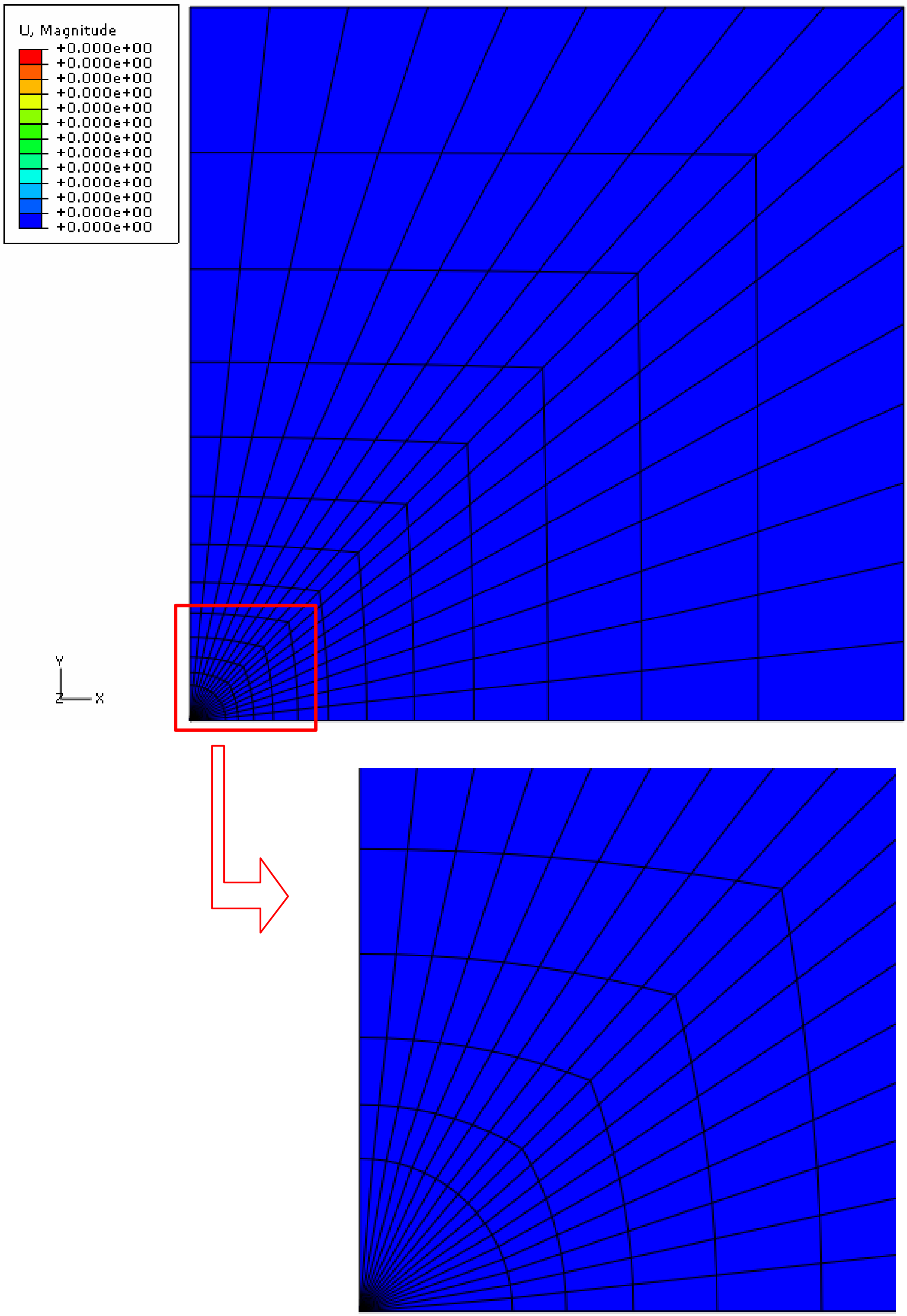


Figura B-6: Magnitude do deslocamento máximo na etapa 1, que corresponde ao equilíbrio do estado de tensão com a força externa (Figura 4-4).

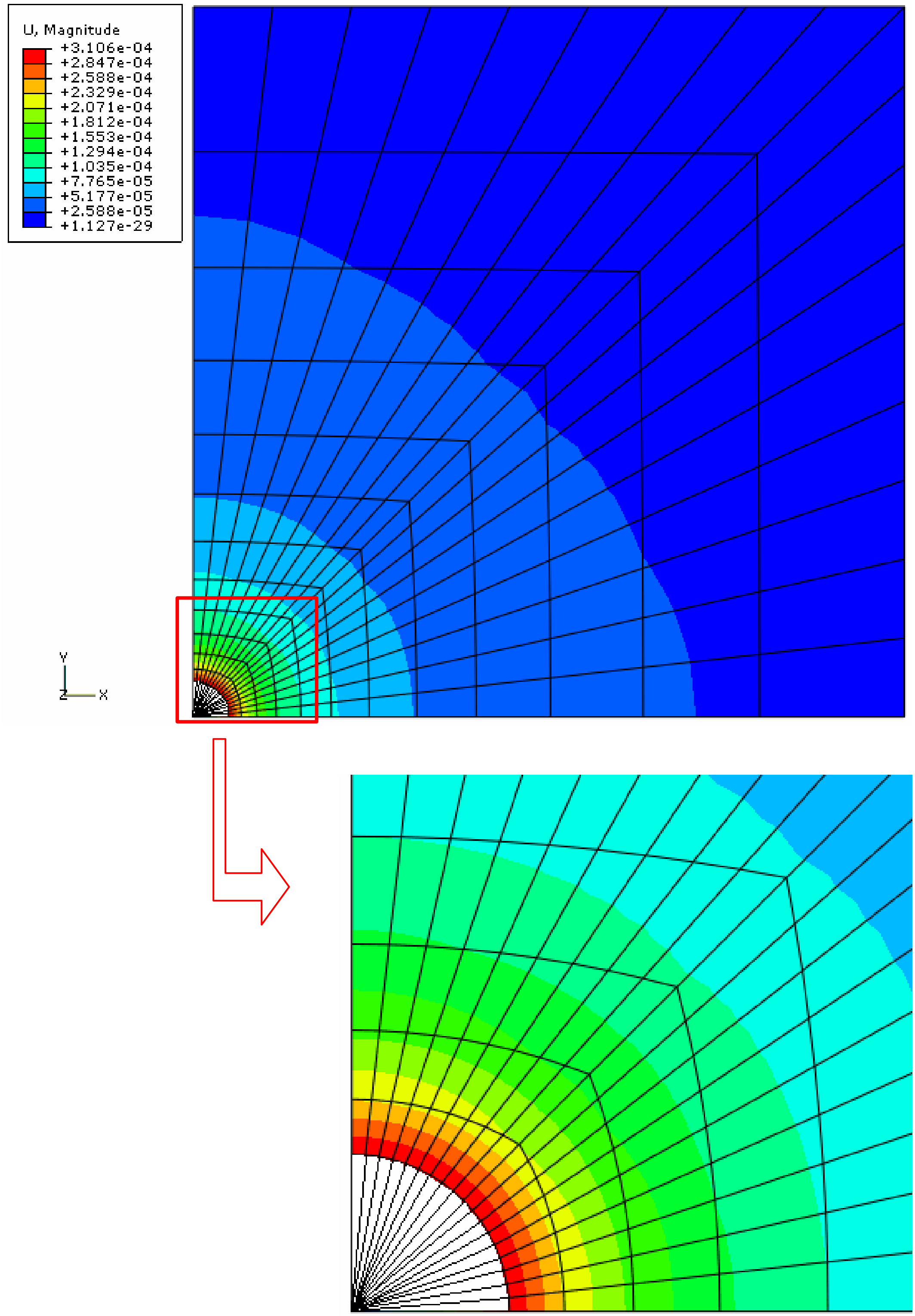


Figura B-7: Magnitude do deslocamento máximo, em metros, na etapa 2, que corresponde a desativação dos elementos triangulares que compõem o poço para simular justamente a perfuração do poço, representados em branco. Nesta mesma etapa são simuladas a resposta elástica e a introdução das pressões provocadas pelo peso do fluido de perfuração de 11ppg na parede do poço.

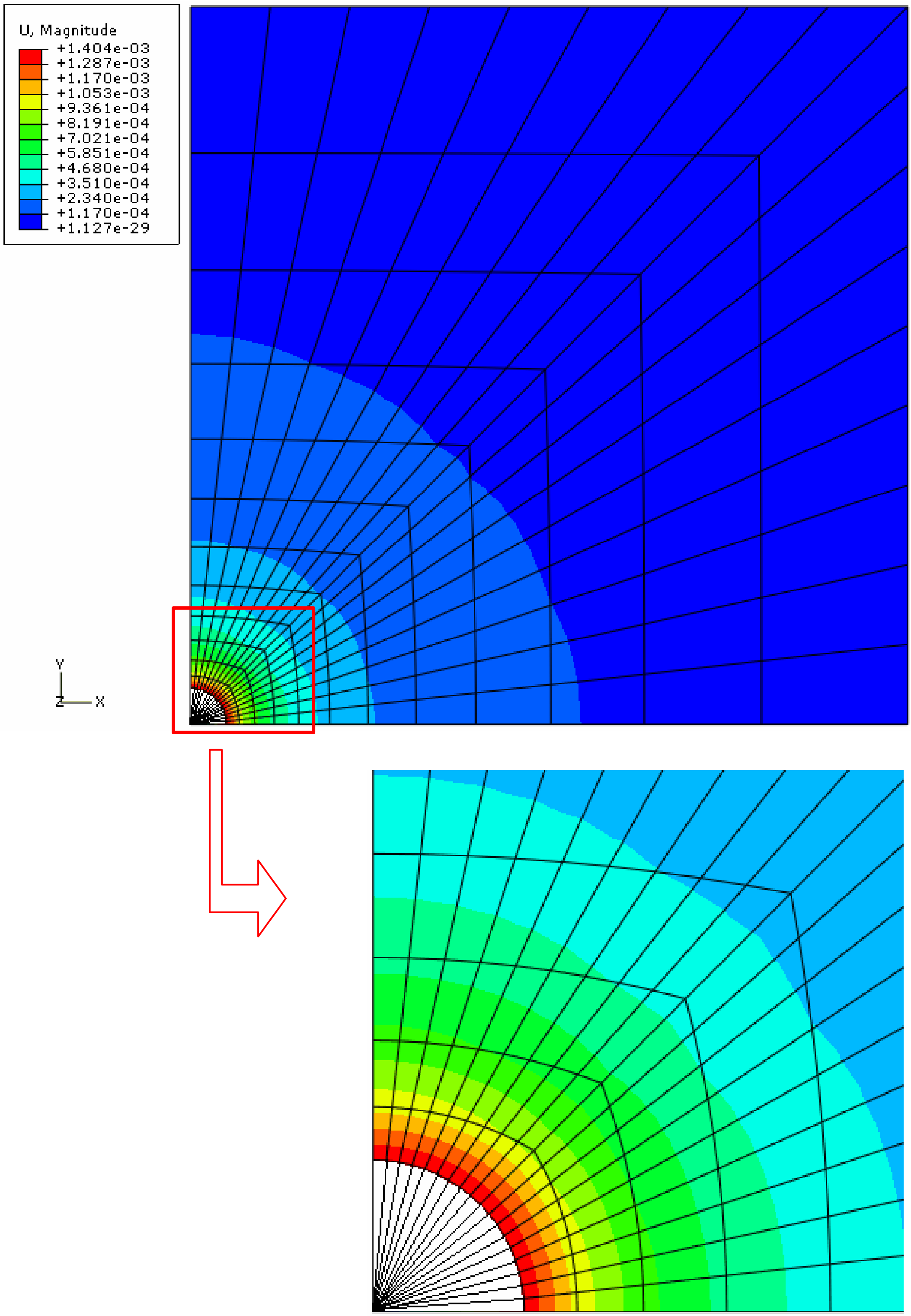


Figura B-8: Magnitude do deslocamento máximo, em metros na etapa 3, devido a fluência em um período de 900 segundos.

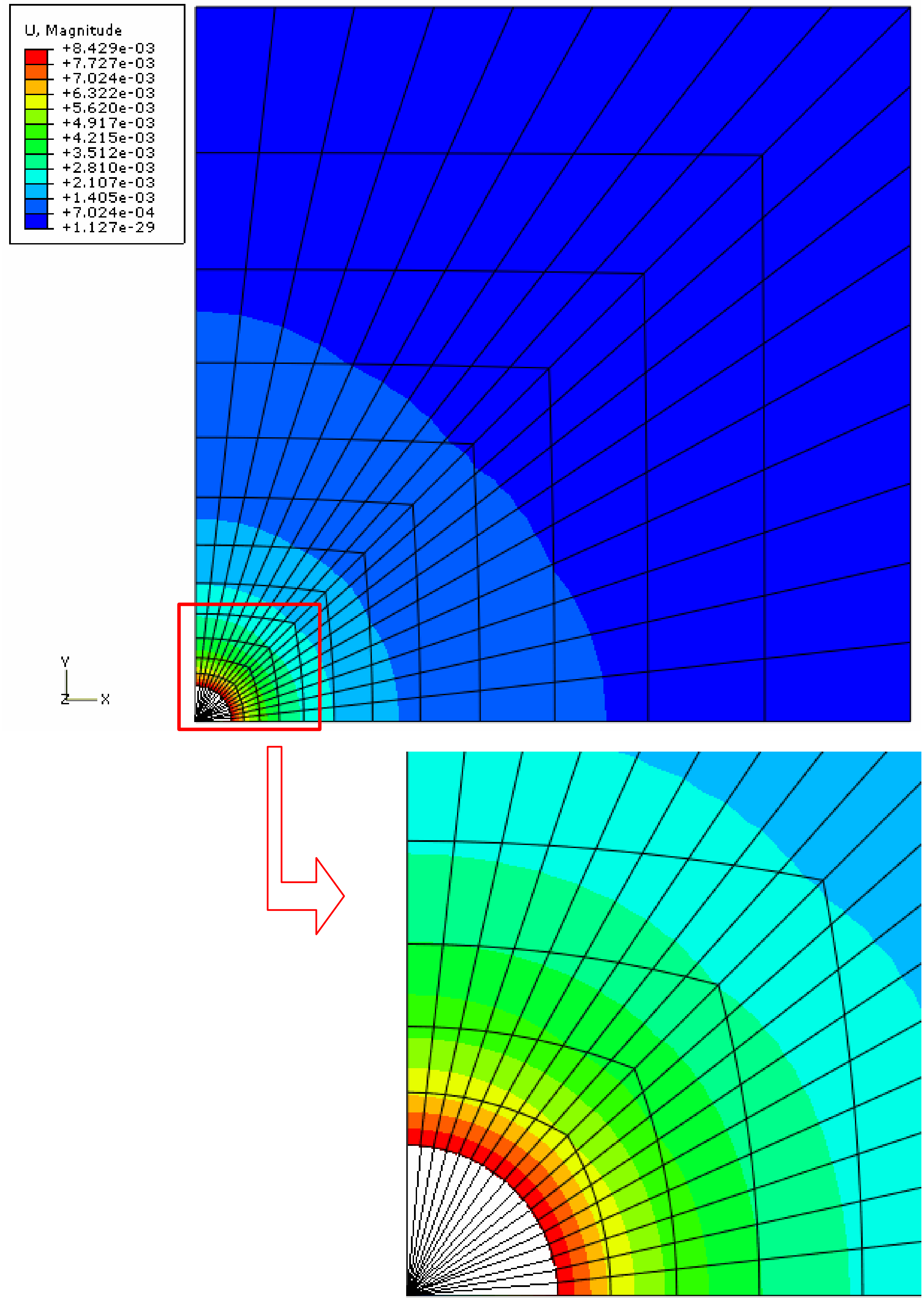


Figura B-9: Magnitude do deslocamento máximo, em metros correspondente a etapa 3, devido a fluência em um período de 30 dias.

B.3. Deformações Sentido 1

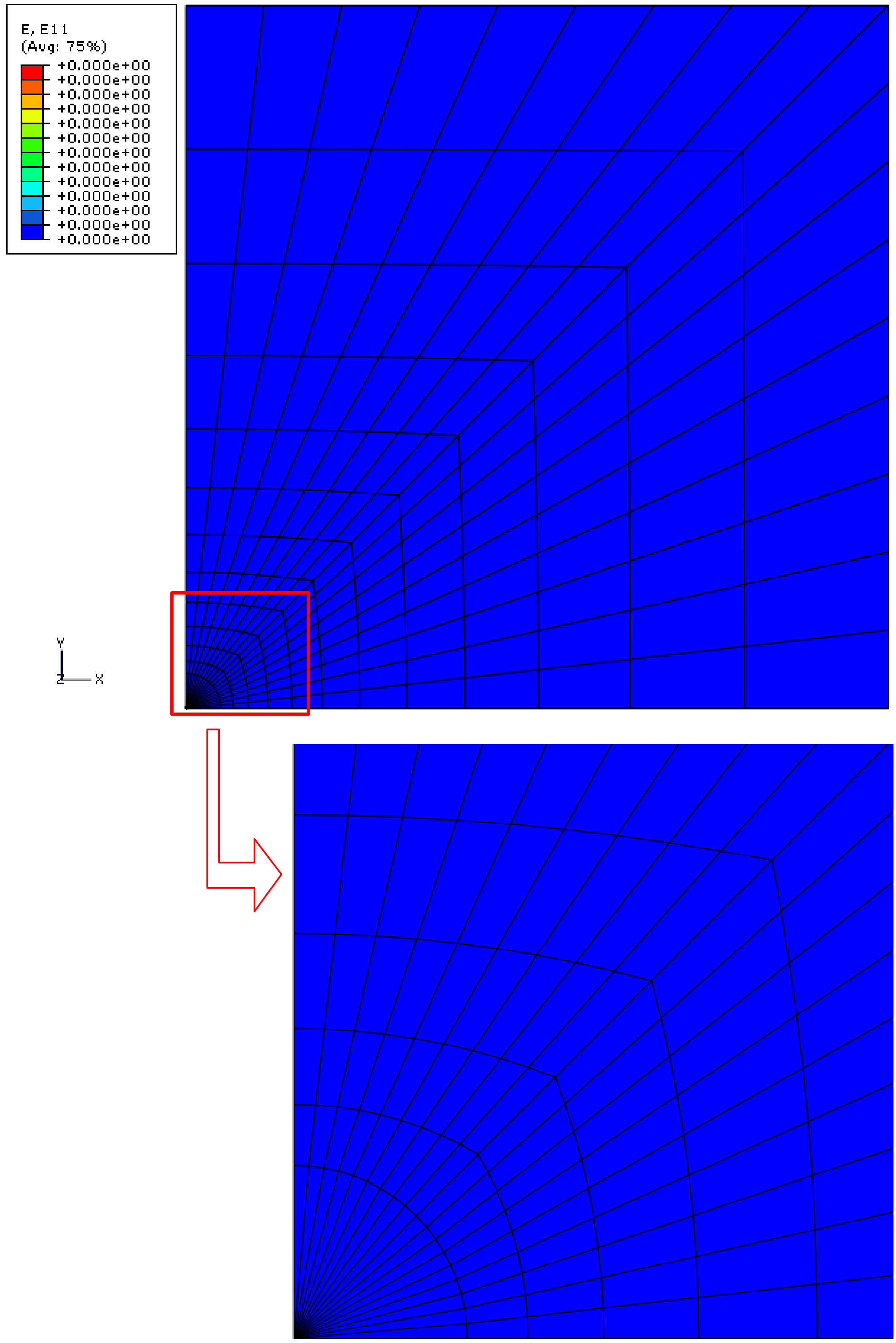


Figura B-10: Deformações (sentido1) na etapa 1, que corresponde ao equilíbrio do estado de tensão com a força externa (Figura 4-4).

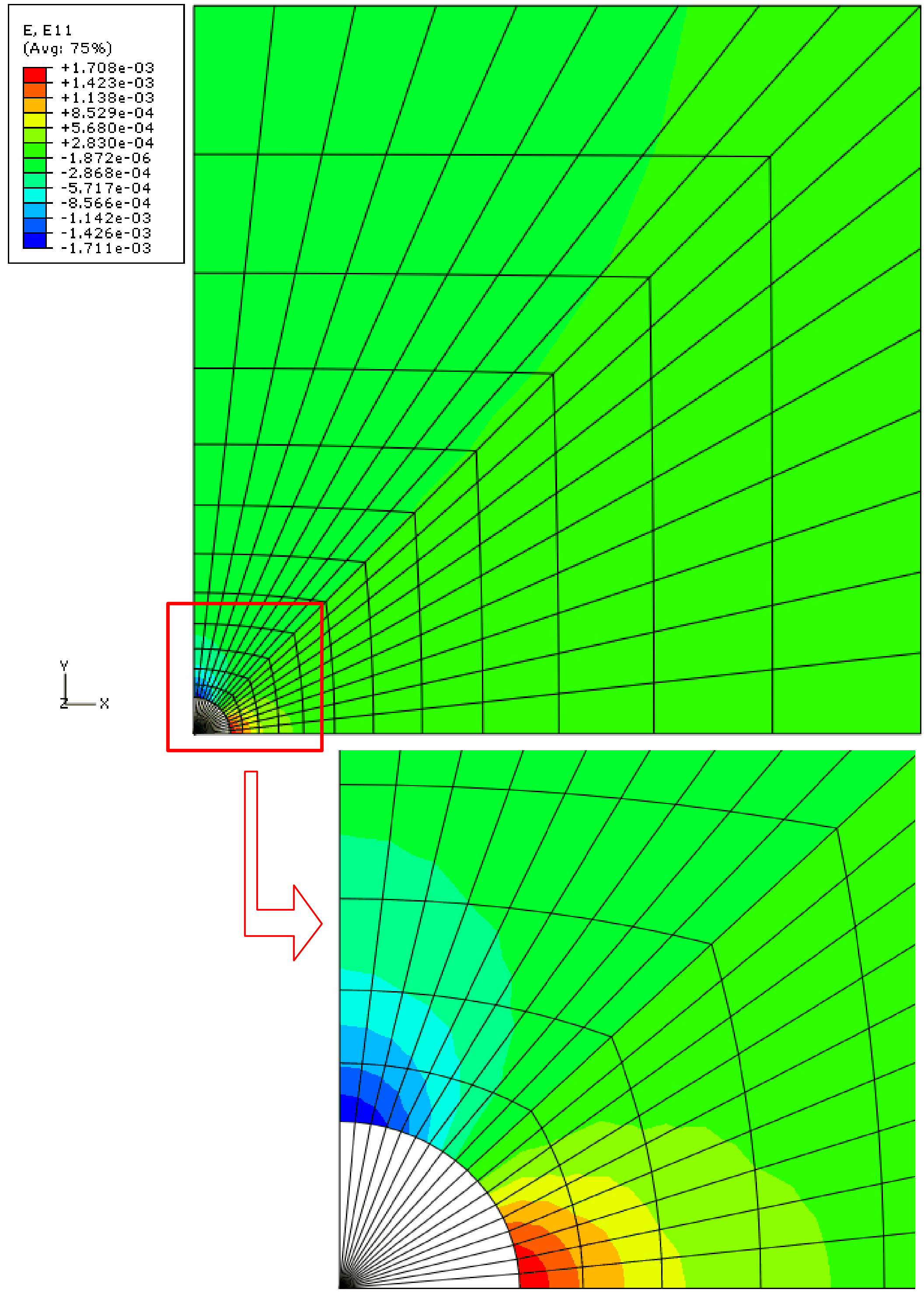


Figura B-11: Deformações (sentido 1) na etapa 2, que corresponde a desativação dos elementos triangulares que compõem o poço para simular a perfuração do poço, representados em branco. Nesta mesma etapa são simuladas a resposta elástica e a introdução das pressões provocadas pelo peso do fluido de perfuração de 11ppg na parede do poço.

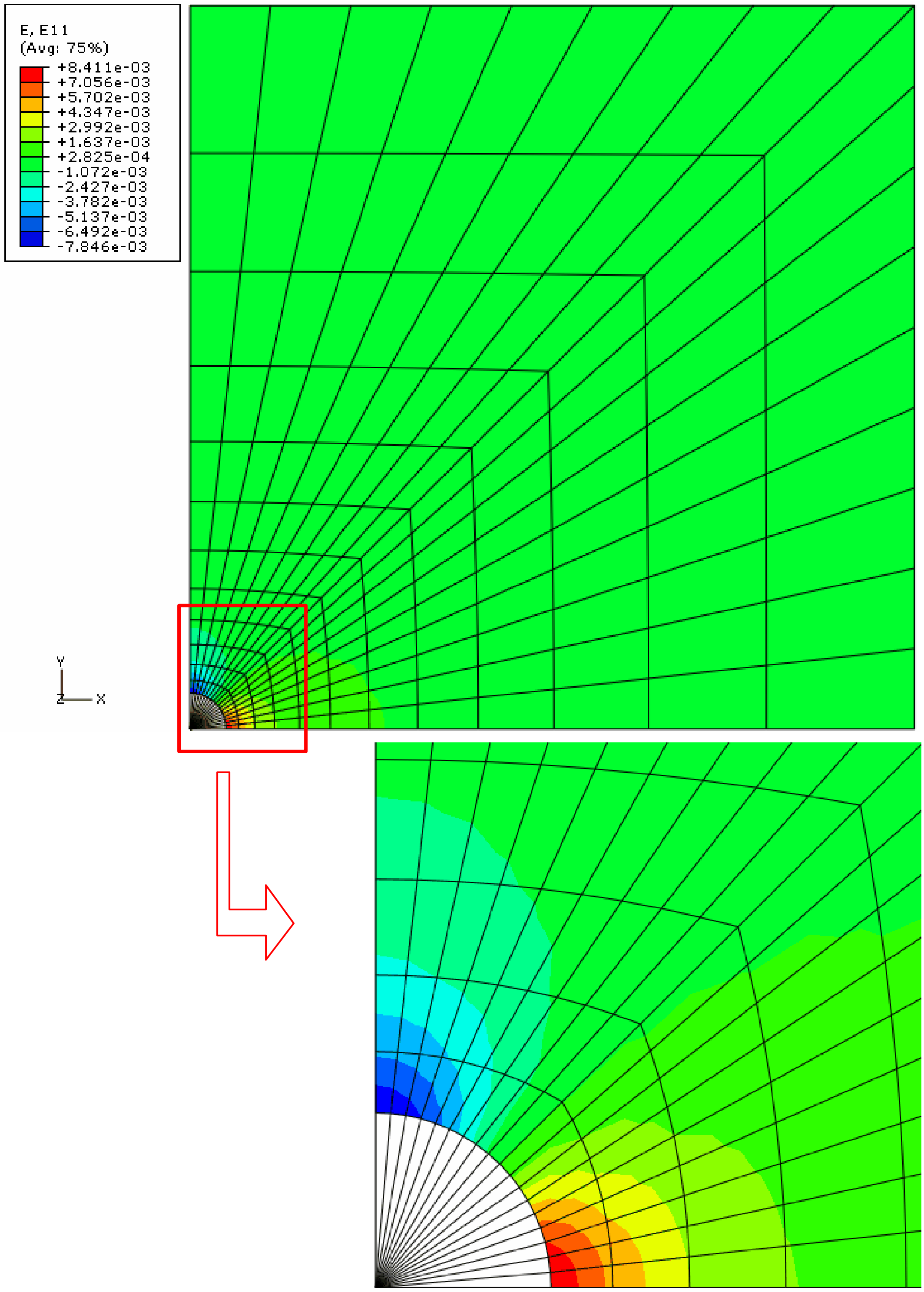


Figura B-12: Deformações (sentido 1) na etapa 3 devido a fluência em um período de 900 segundos. No caso das deformações, o sinal positivo significa extensão e o negativo compressão.

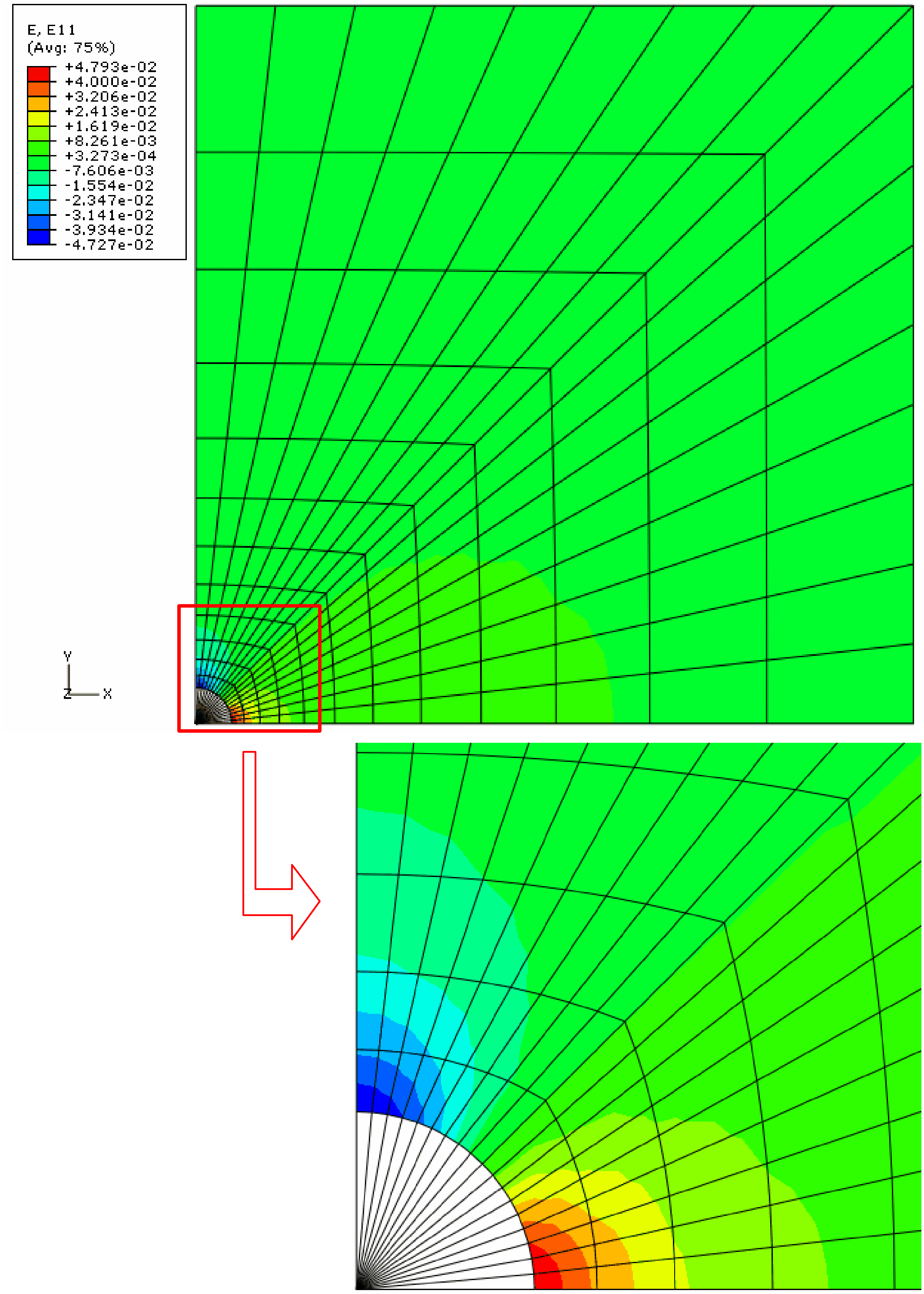


Figura B-13: Deformações (sentido 1) na etapa 3 devido a fluência em um período de 30 dias.

B.4.
Deformações Máximas

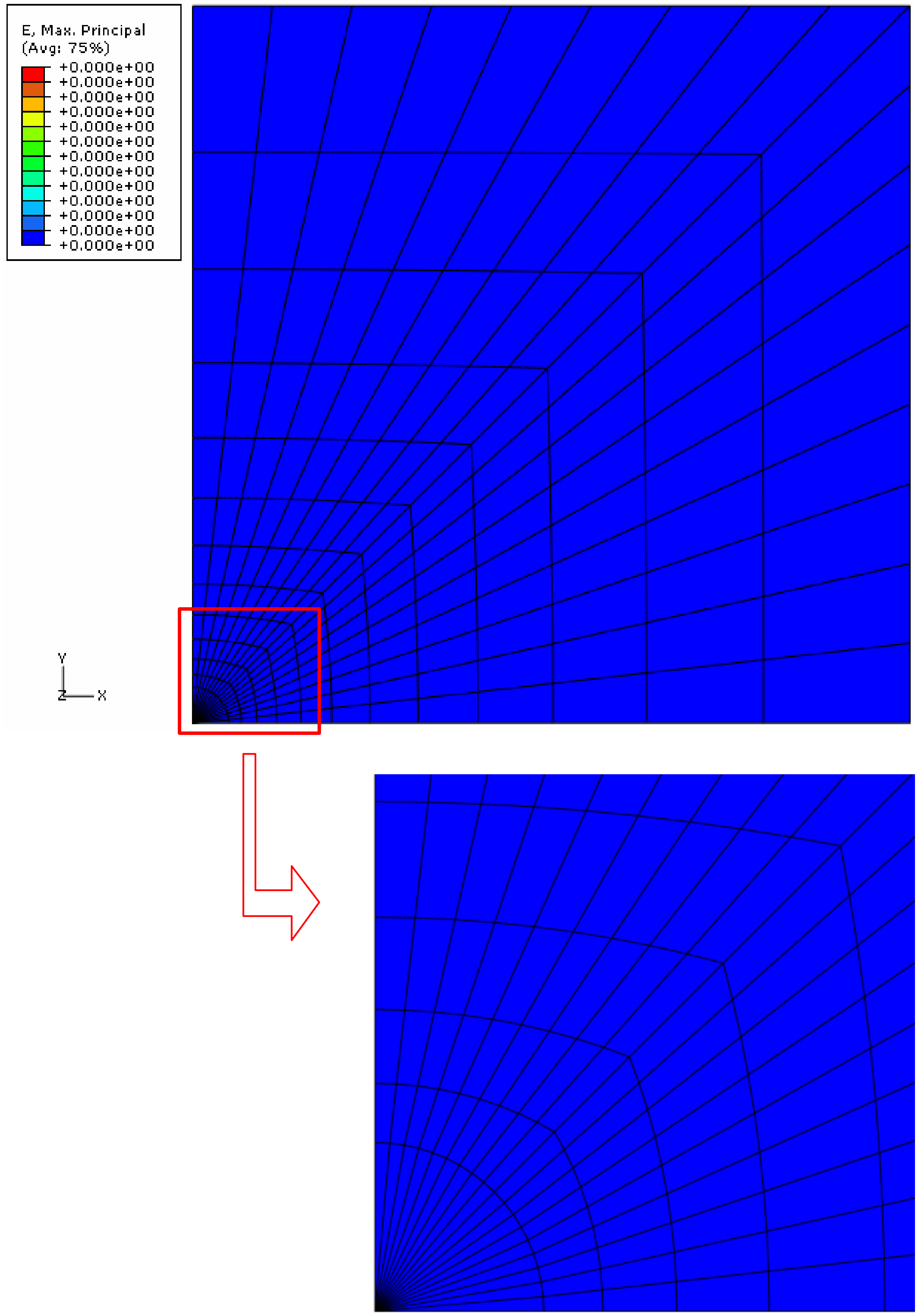


Figura B-14: Deformações máximas na etapa 1, que corresponde ao equilíbrio do estado de tensão com a força externa (Figura 4-4).

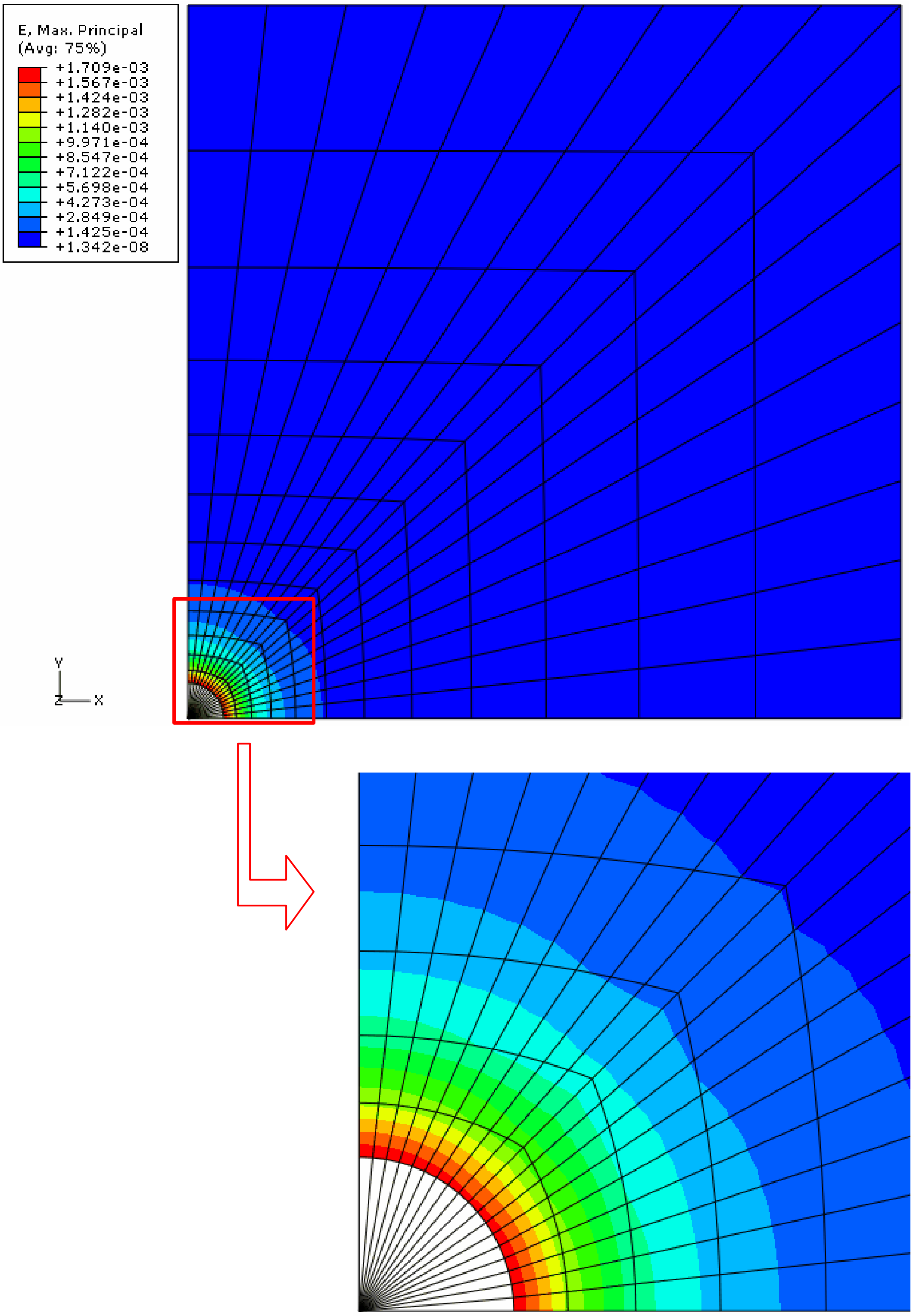


Figura B-15: Deformações máximas na etapa 2, que corresponde a desativação dos elementos triangulares que compõem o poço para simular justamente a perfuração do poço, representados em branco. Nesta mesma etapa são simuladas a resposta elástica e a introdução das pressões provocadas pelo peso do fluido de perfuração de 11ppg na parede do poço.

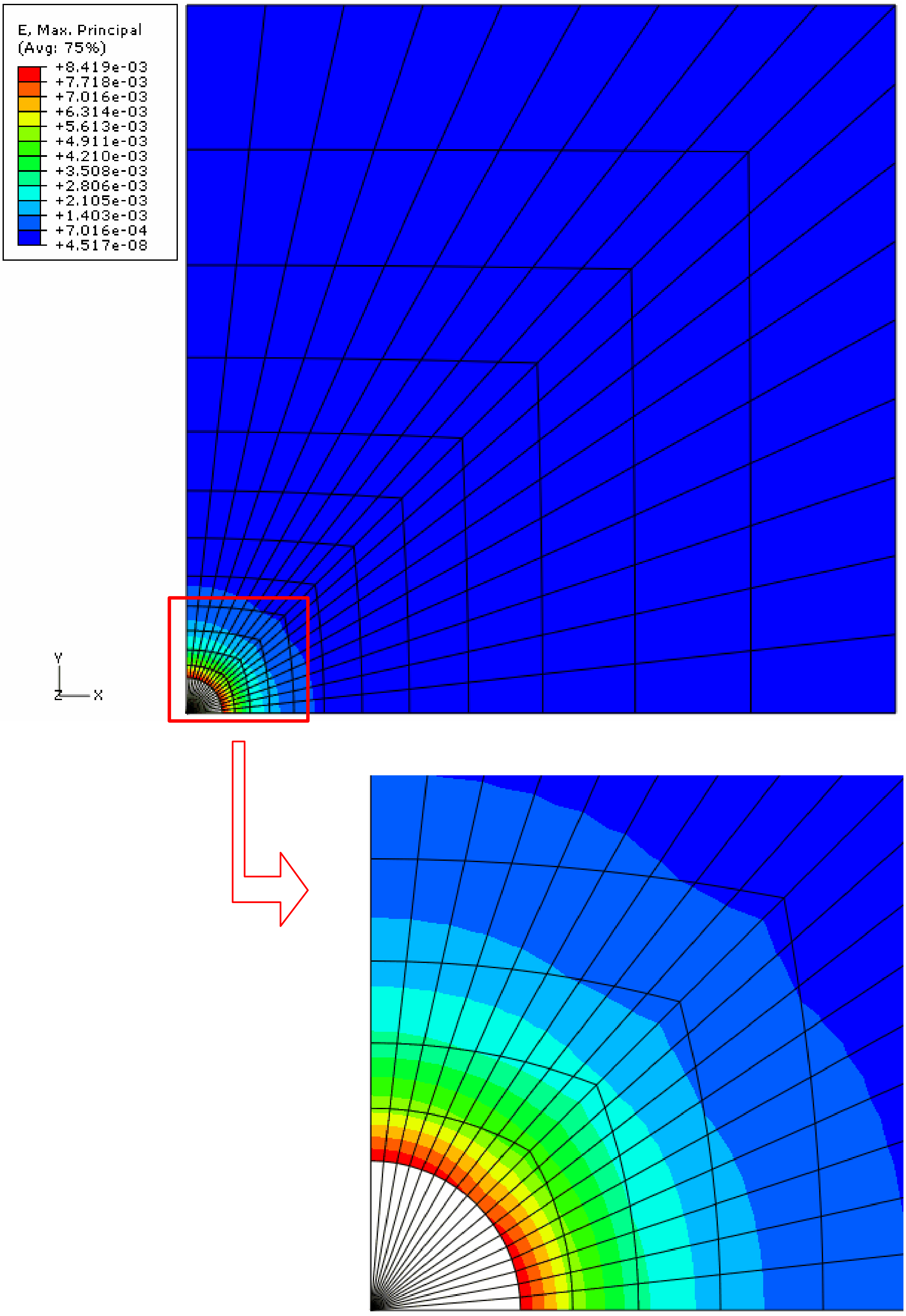


Figura B-16: Deformações máximas na etapa 3 devido a fluência em um período de 900 segundos.

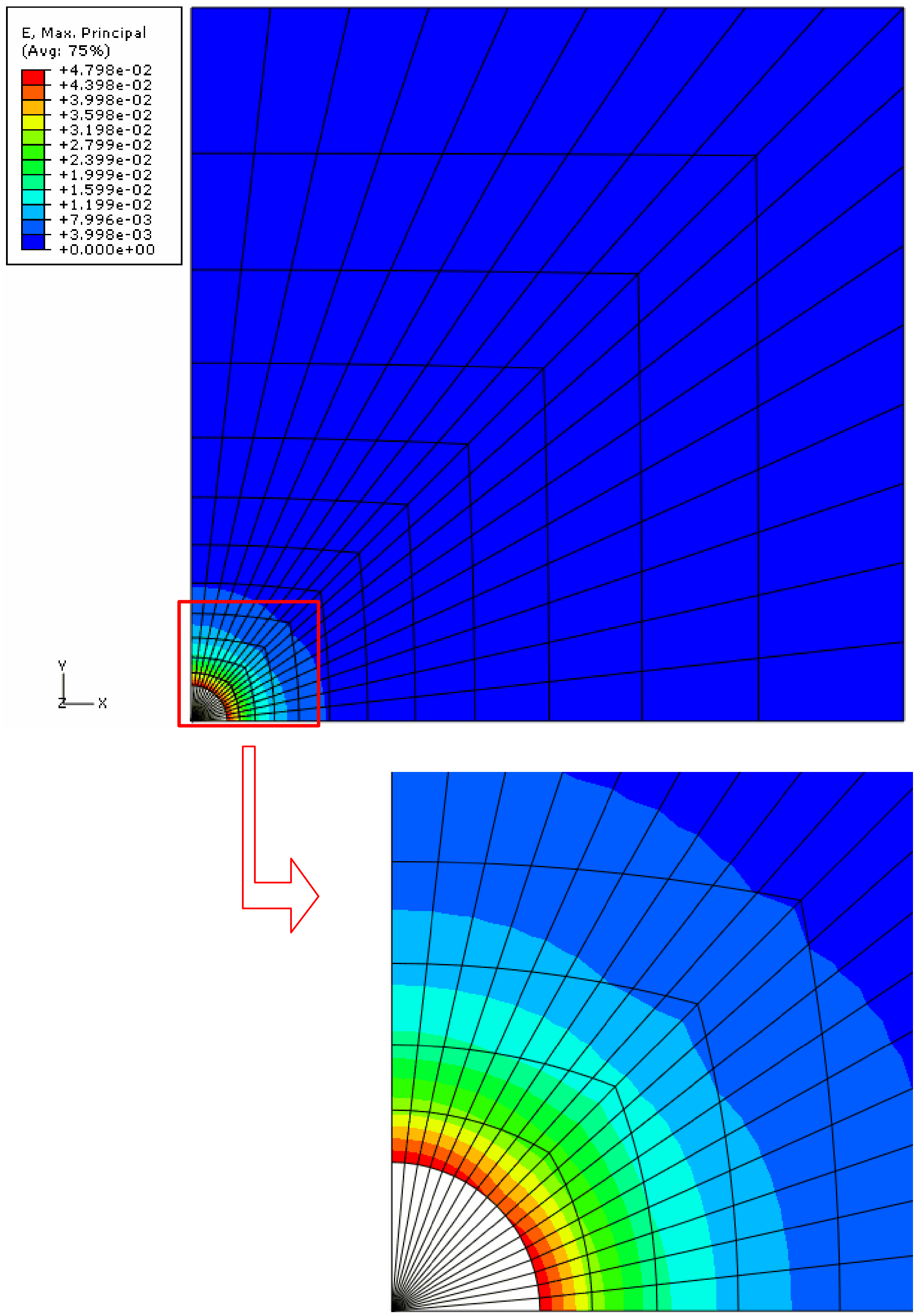


Figura B-17: Deformações máximas na etapa 3 devido a fluência em um período de 30 dias.

B.5.
Taxas de Deformações Sentido 1

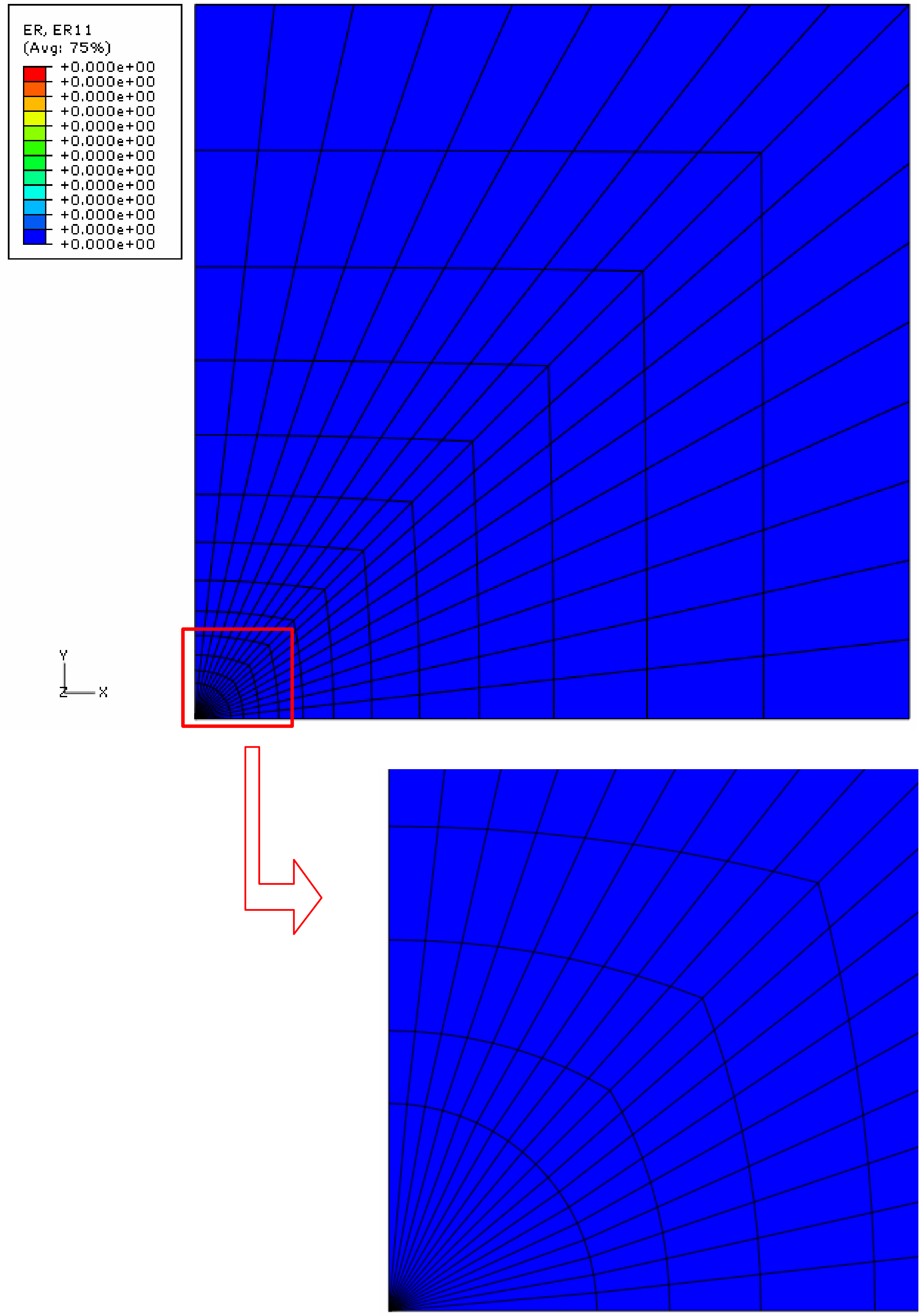


Figura B-18: Taxas de deformações (sentido1) na etapa 1, que corresponde ao equilíbrio do estado de tensão com a força externa (Figura 4-4).

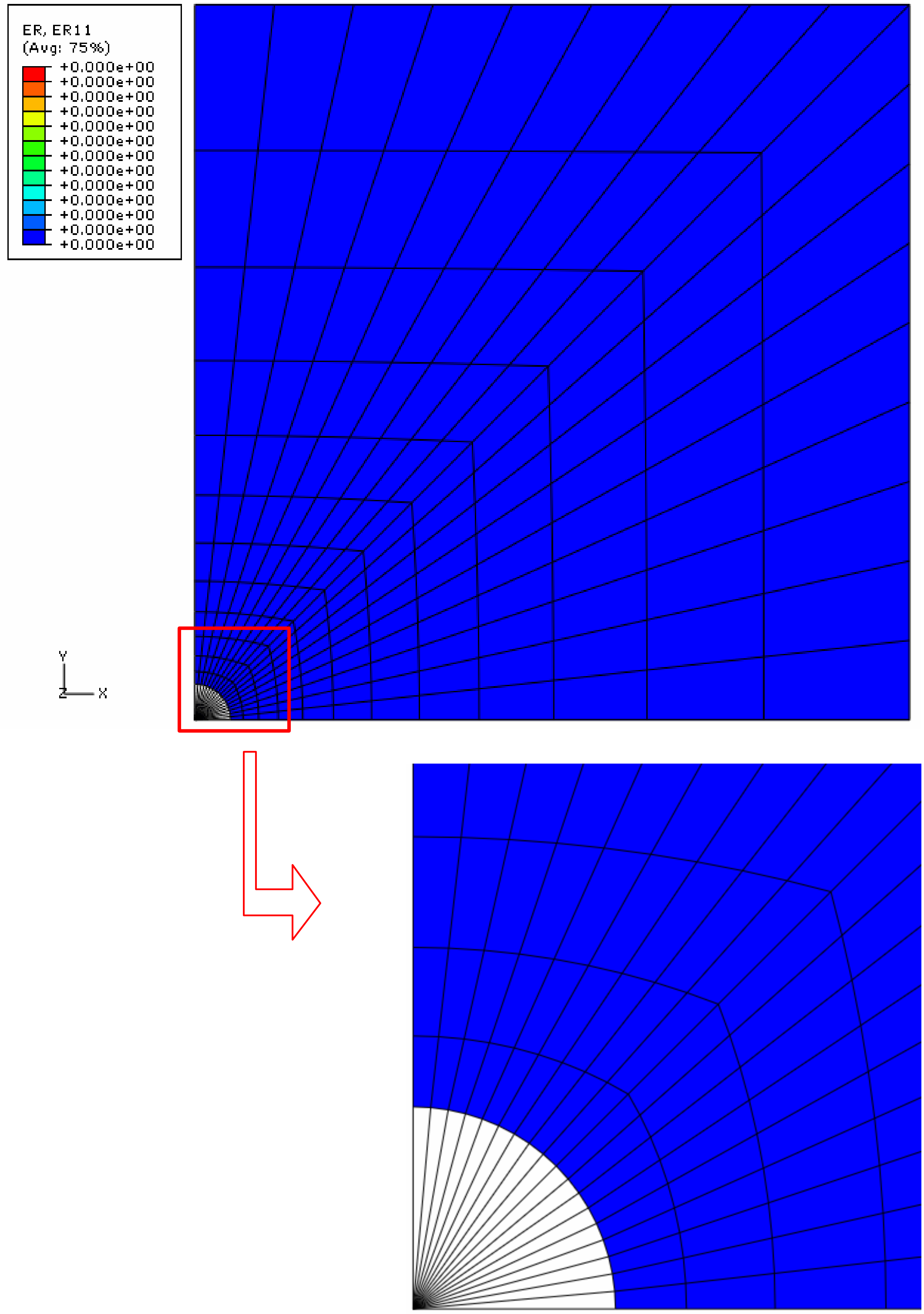


Figura B-19: Taxas de deformações (sentido 1) na etapa 2 (1° parte), que corresponde a desativação dos elementos triangulares que compõem o poço para simular justamente a perfuração do poço, representados em branco.

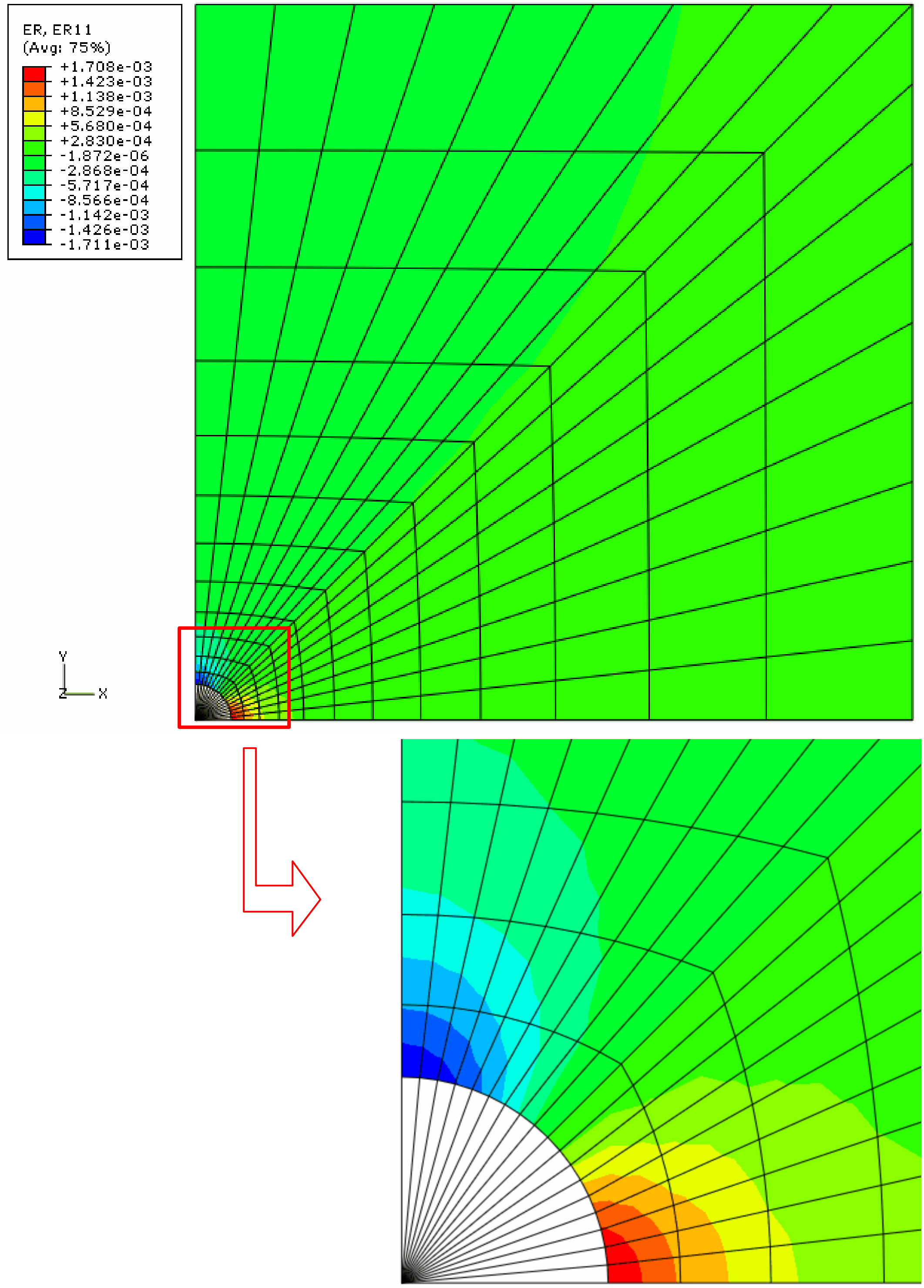


Figura B-20: Na etapa 2 (2° parte) são simuladas a resposta elástica e a introdução das pressões provocadas pelo peso do fluido de perfuração de 11ppg na parede do poço.

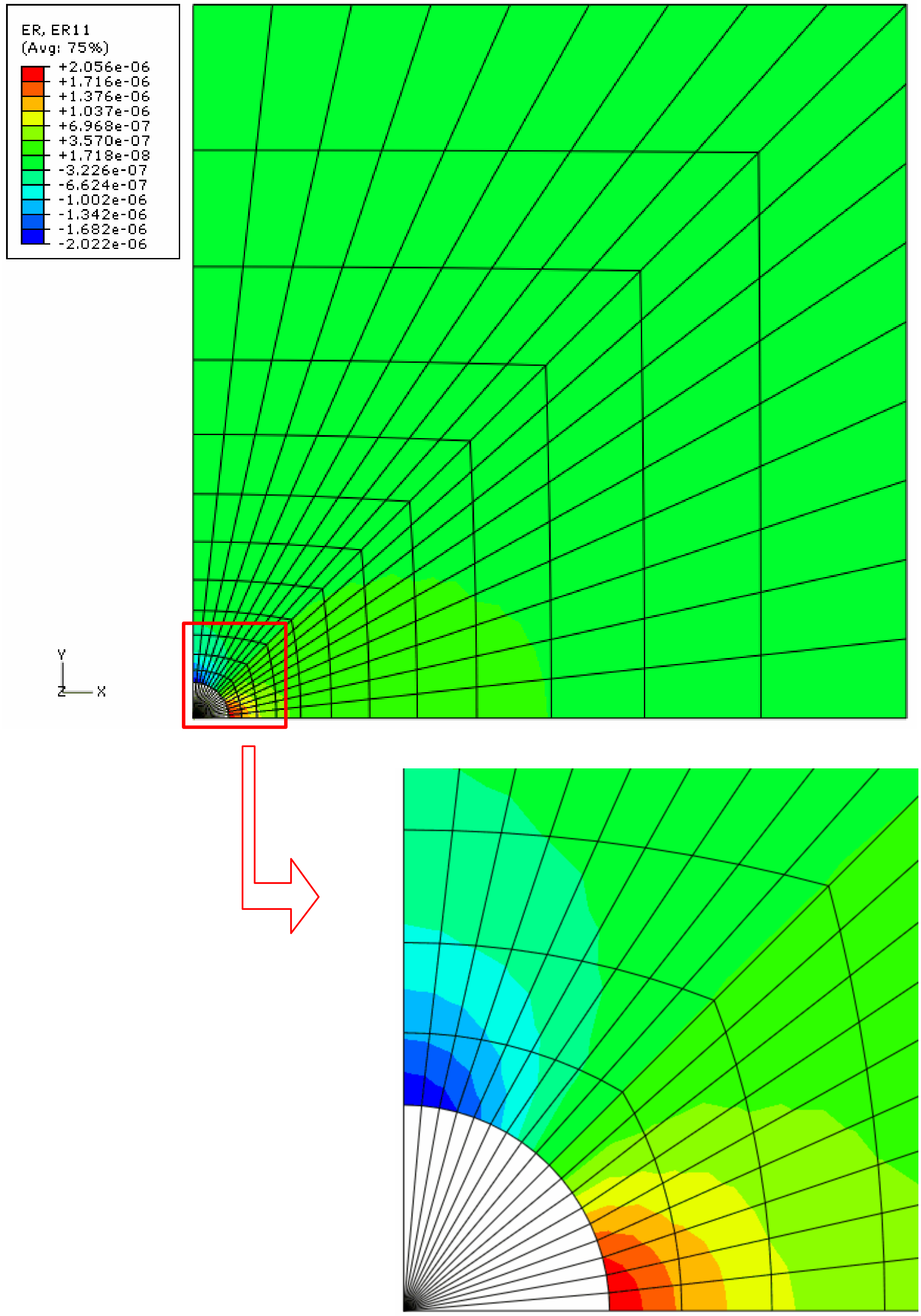


Figura B-21: Taxas de deformações (sentido 1) na etapa 3 devido a fluência em um período de 900 segundos.

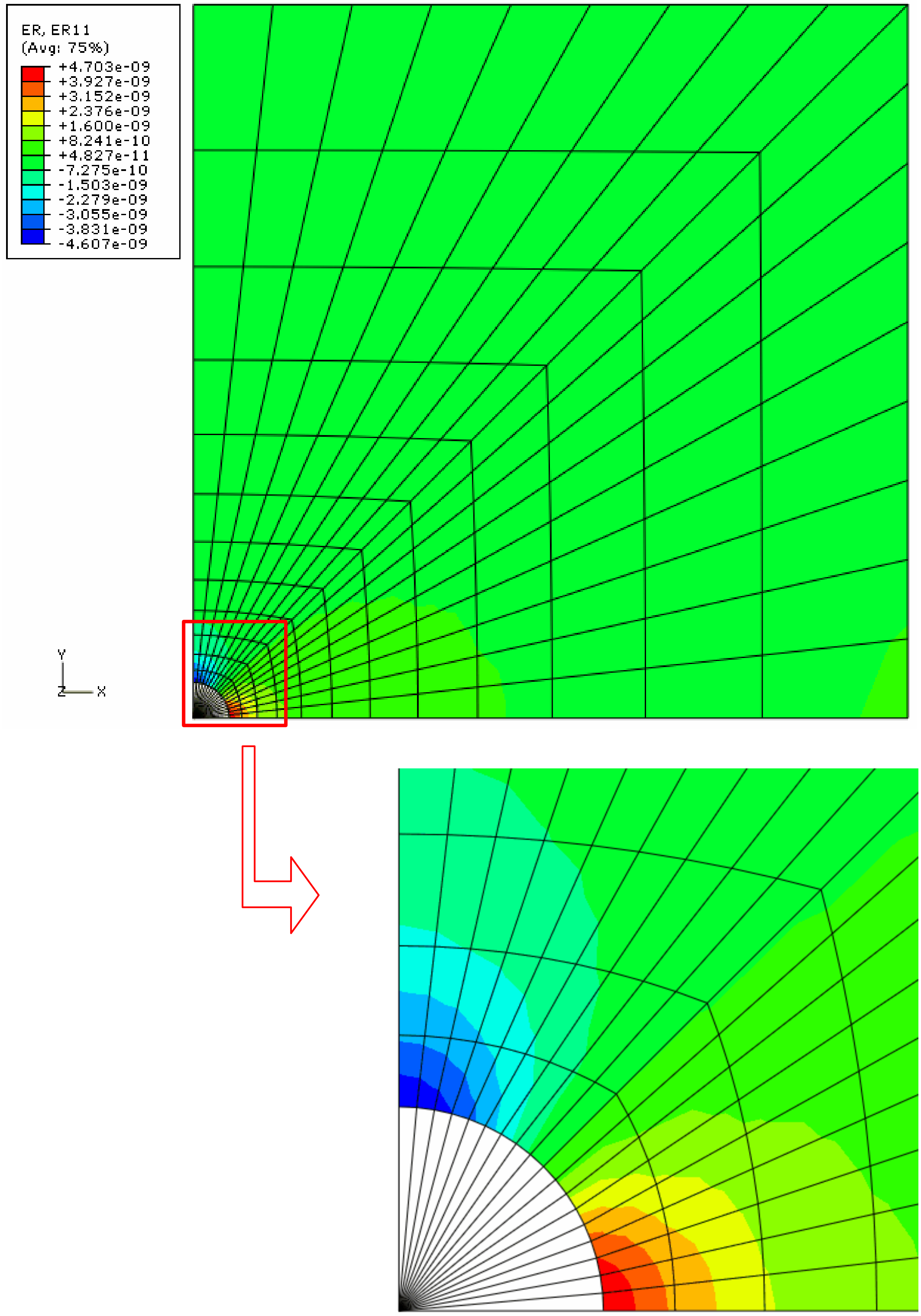


Figura B-22: Taxas de deformações (sentido 1) na etapa 3 devido a fluência em um período de 30 dias.

B.6.
Taxas de Deformações Máximas

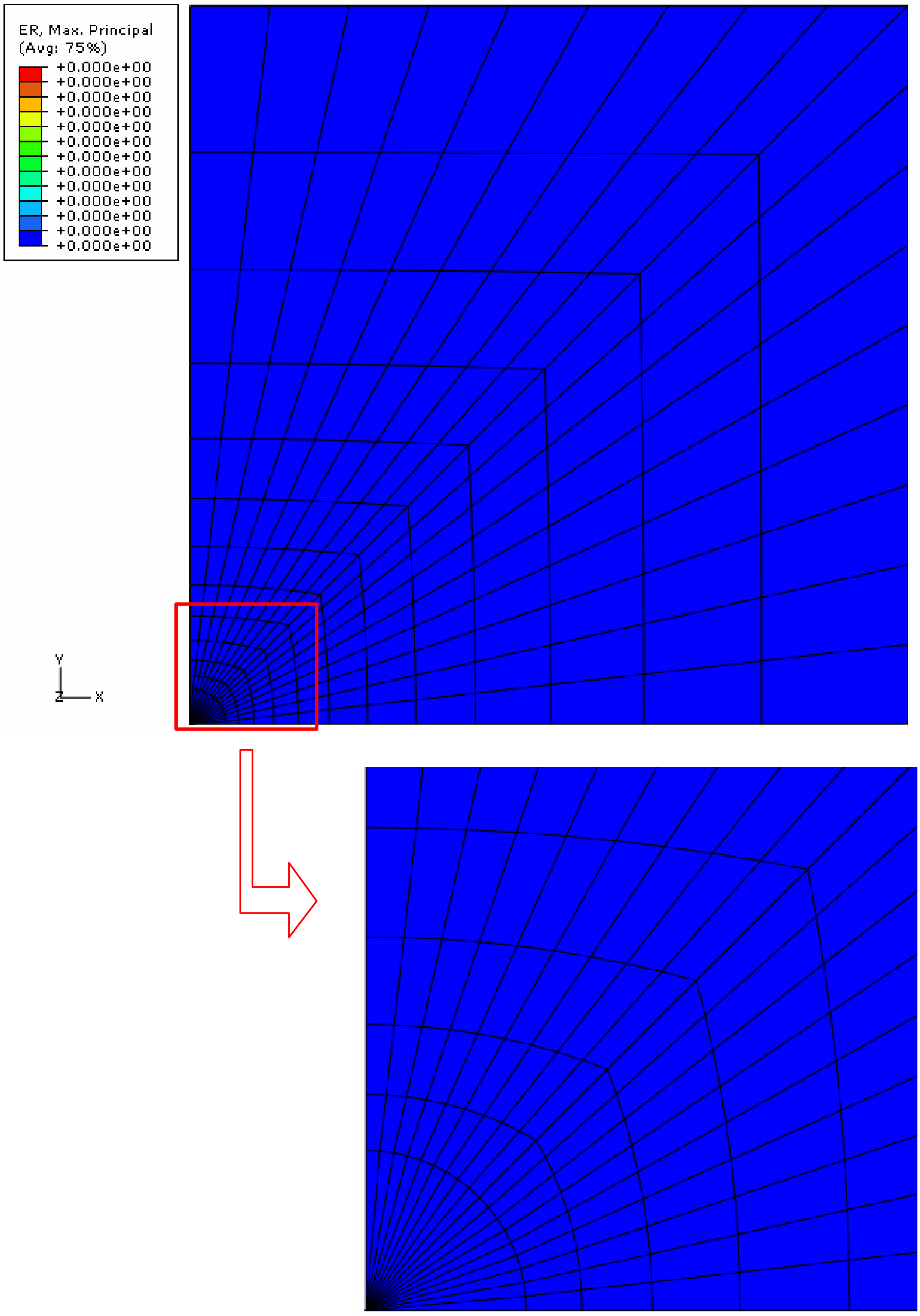


Figura B-23: Taxas de deformações máximas na etapa 1, que corresponde ao equilíbrio do estado de tensão com a força externa (Figura 4-4).

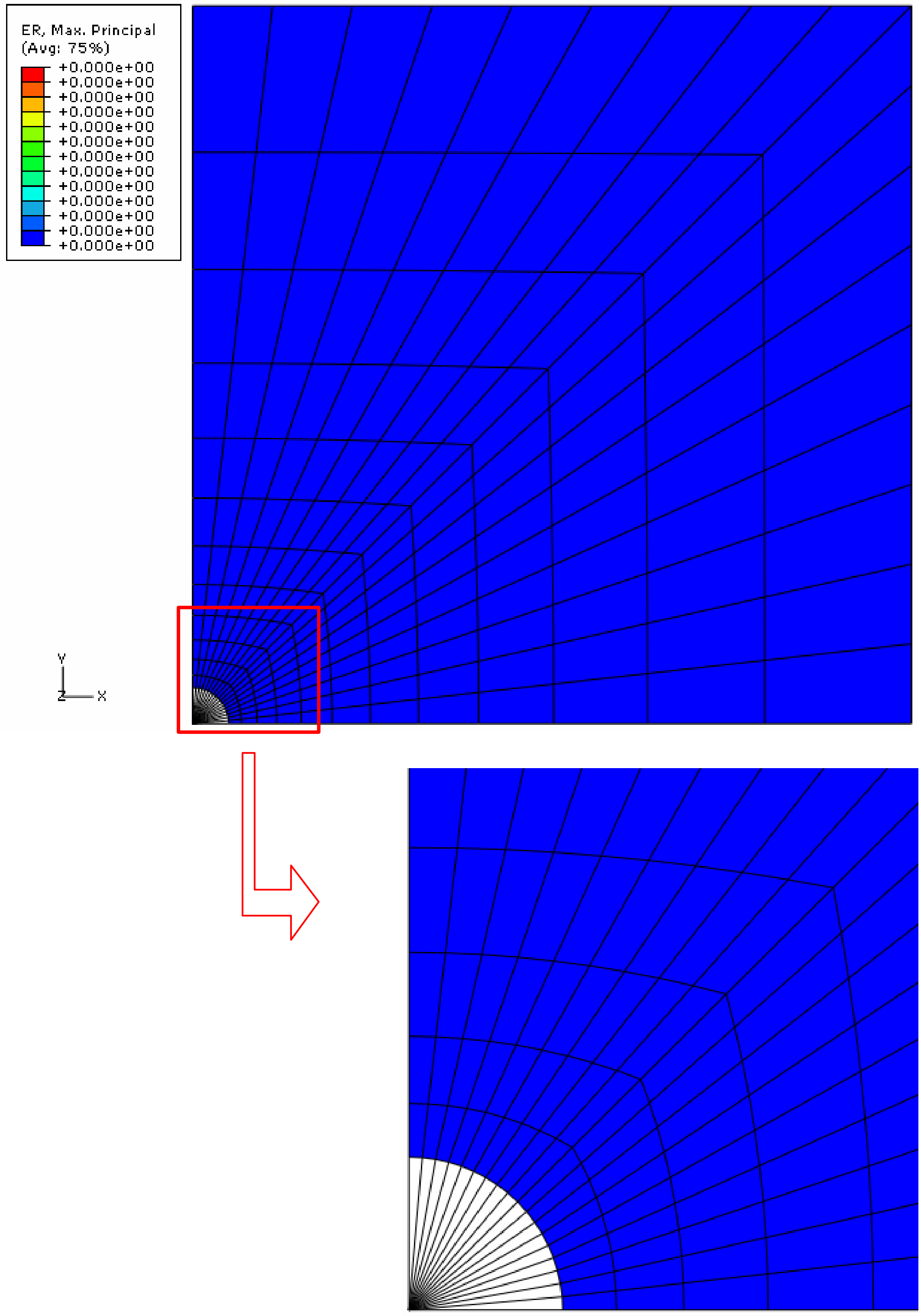


Figura B-24: Taxas de deformações máximas na etapa 2 (1° parte), que corresponde a desativação dos elementos triangulares que compõem o poço para simular justamente a perfuração do poço, representados em branco.

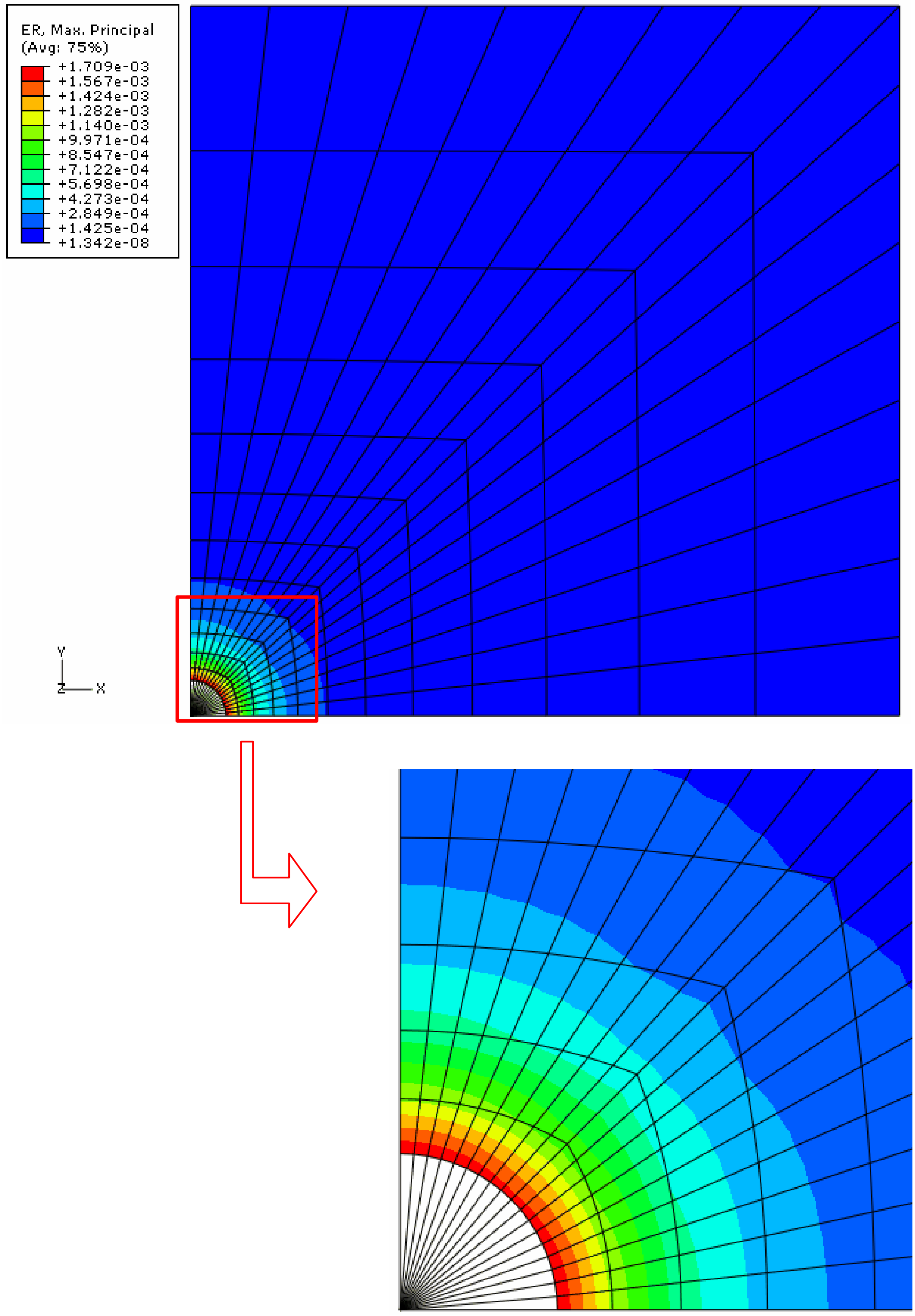


Figura B-25: Na etapa2 (2° parte) são simuladas a resposta elástica e a introdução das pressões provocadas pelo peso do fluido de perfuração de 11ppg na parede do poço.

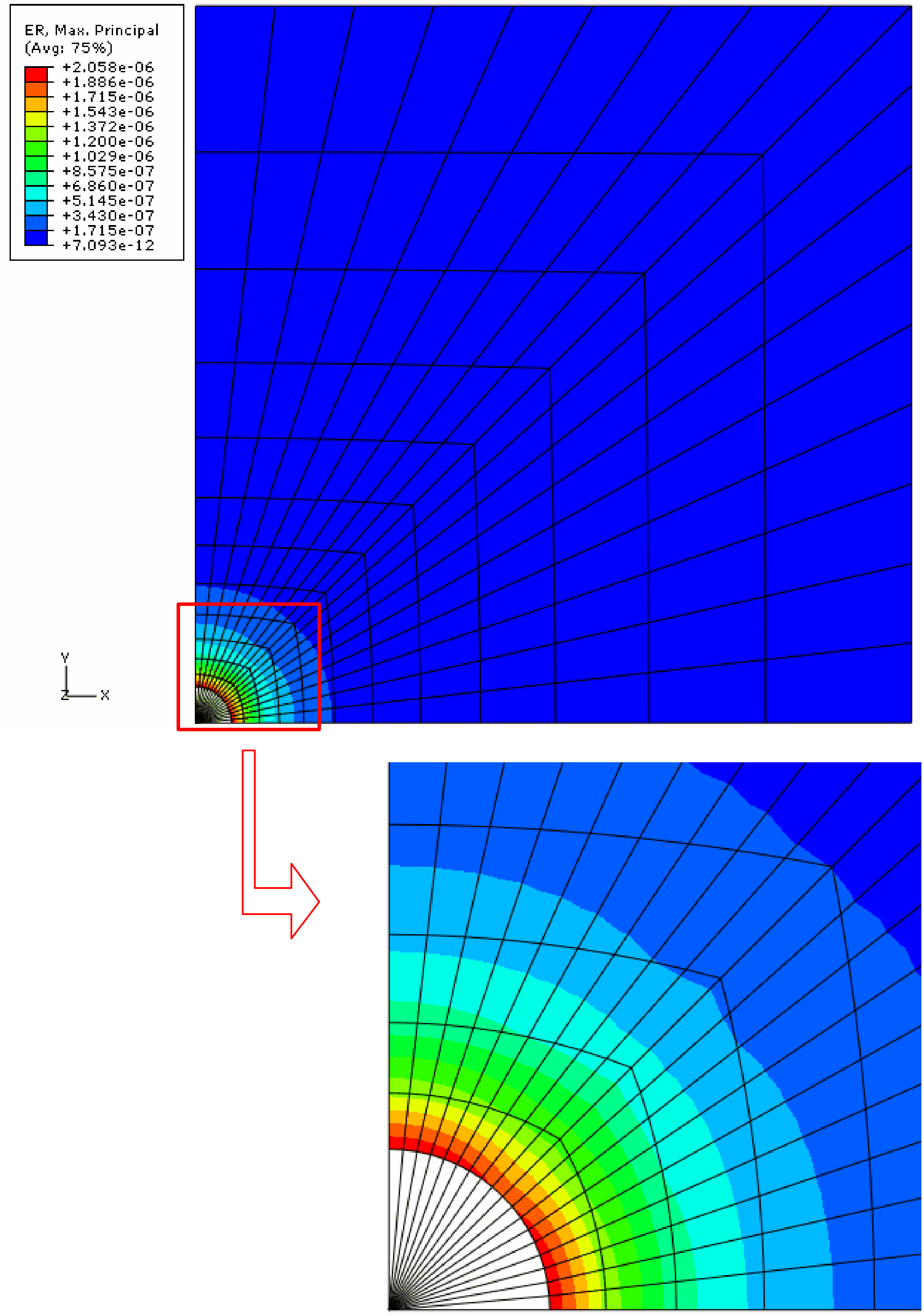


Figura B-26: Taxas de deformações máximas na etapa 3 devido a fluência em um período de 900 segundos.

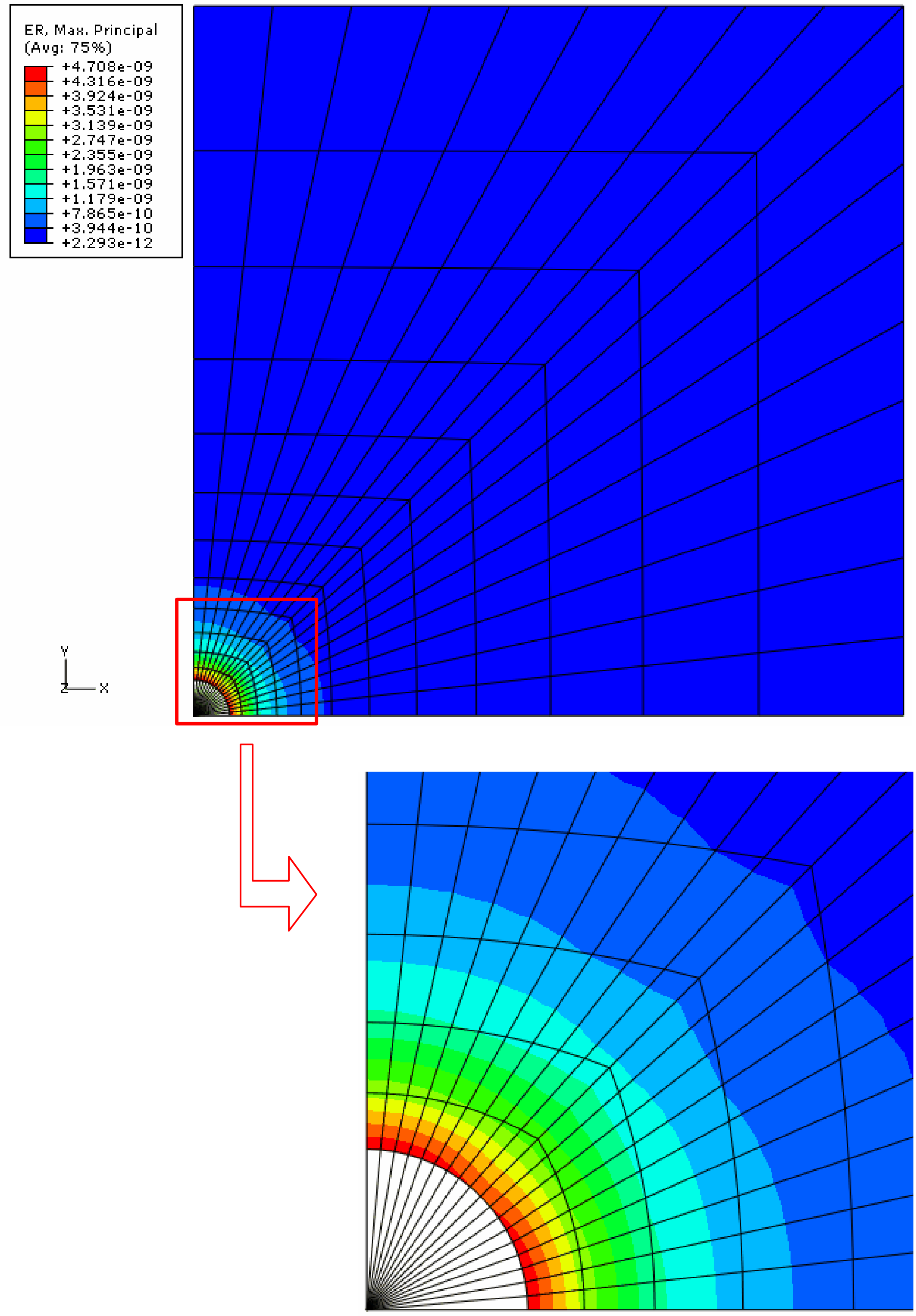


Figura B-27: Taxas de deformações máximas na etapa 3 devido a fluência em um período de 30 dias.

B.7.
Tensão Sentido 1

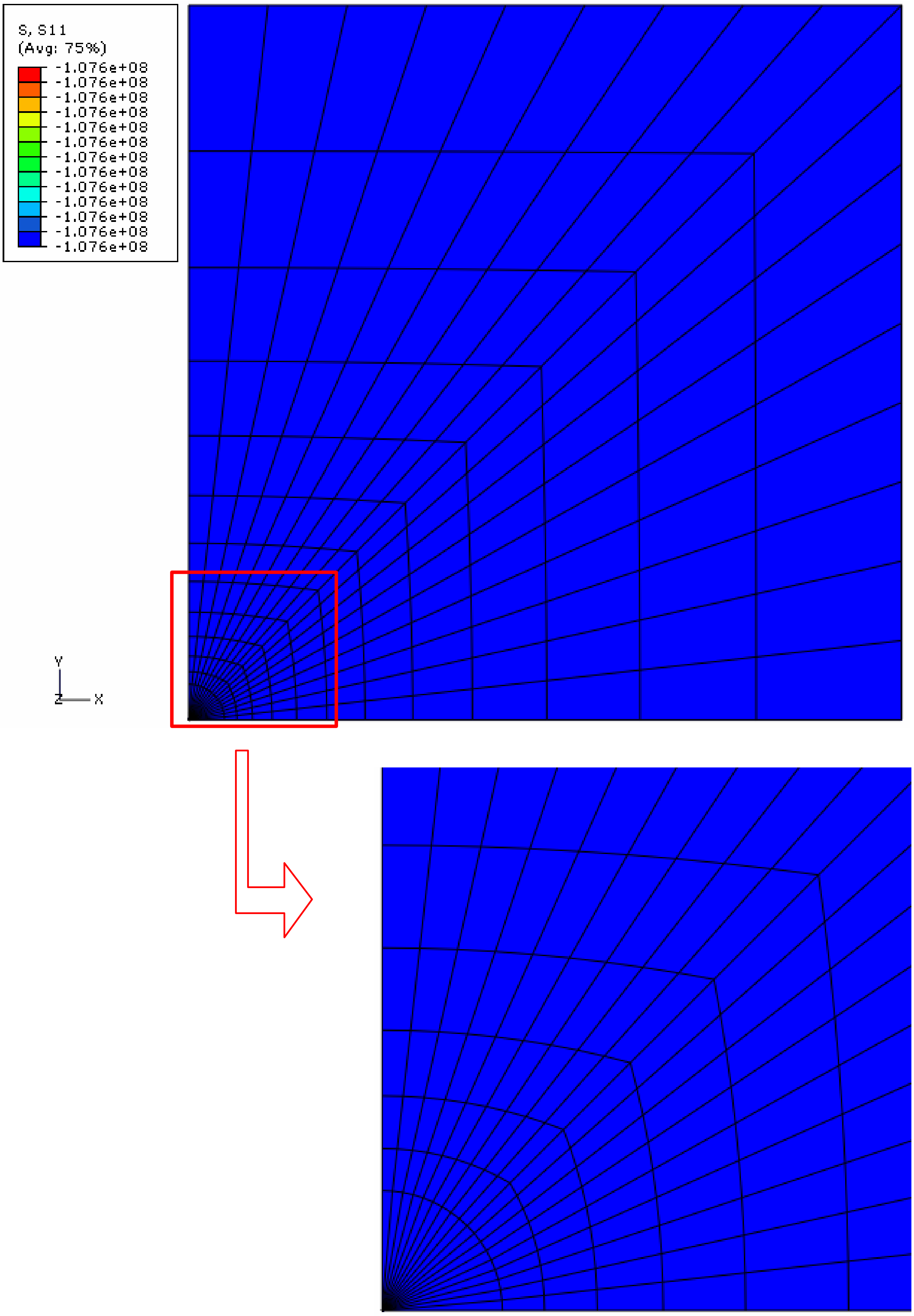


Figura B-28: Tensão (sentido1) na etapa 1, que corresponde ao equilíbrio do estado de tensão com a força externa (Figura 4-4).

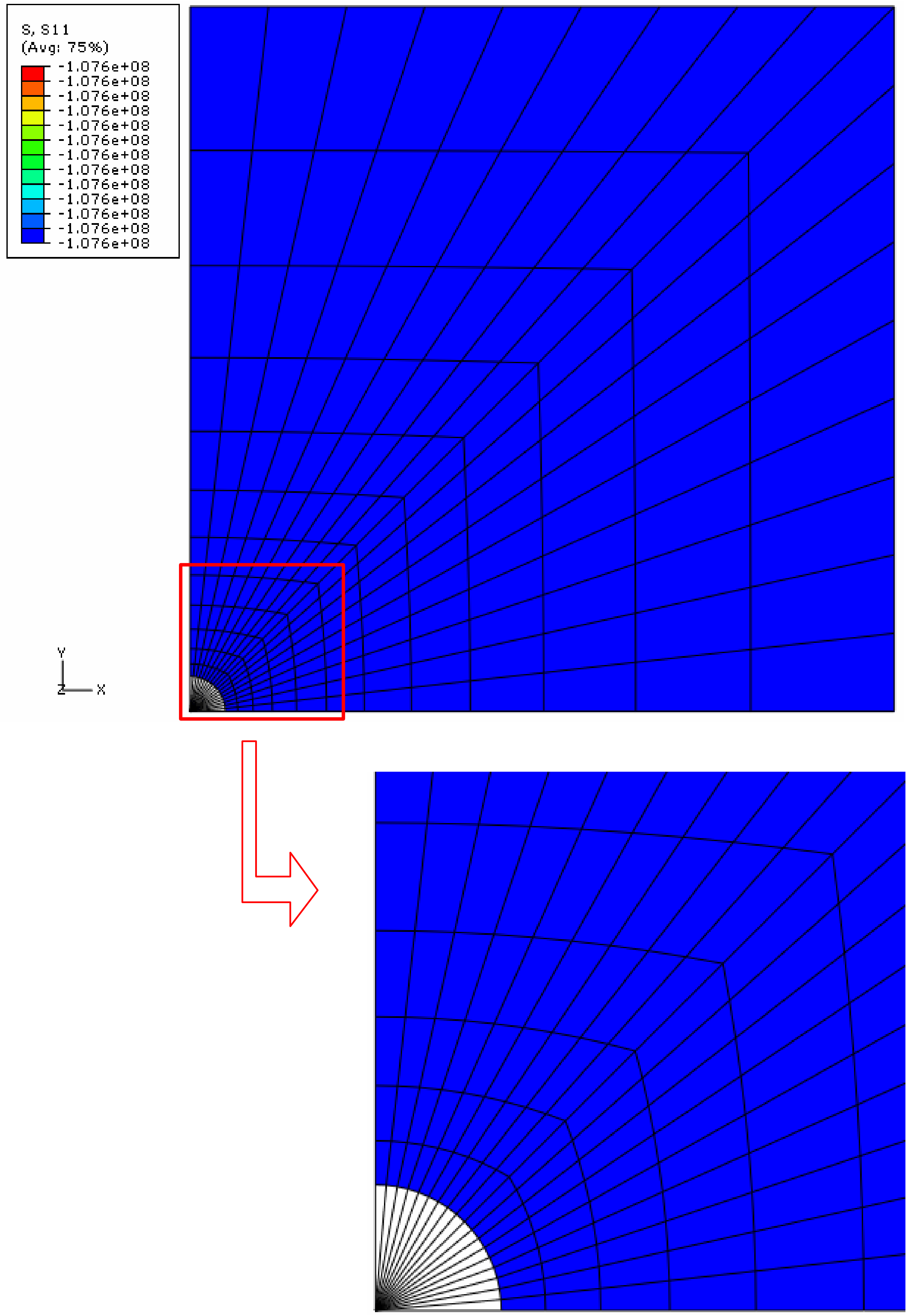


Figura B-29: Tensão (sentido 1) na etapa 2 (1° parte), que corresponde a desativação dos elementos triangulares que compõem o poço para simular justamente a perfuração do poço, representados em branco.

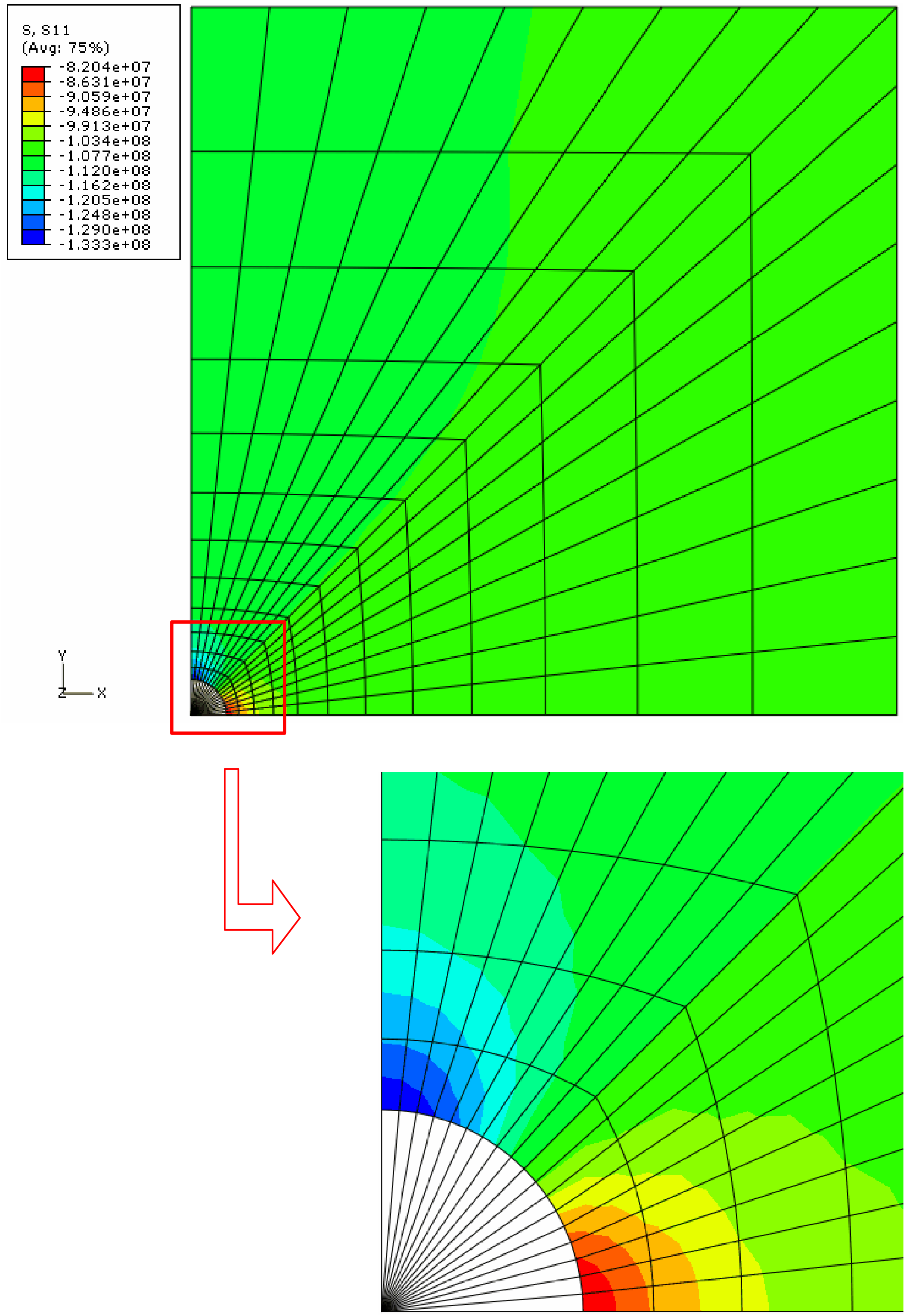


Figura B-30: Na etapa 2 (2° parte) são simuladas a resposta elástica e a introdução das pressões provocadas pelo peso do fluido de perfuração de 11ppg na parede do poço.

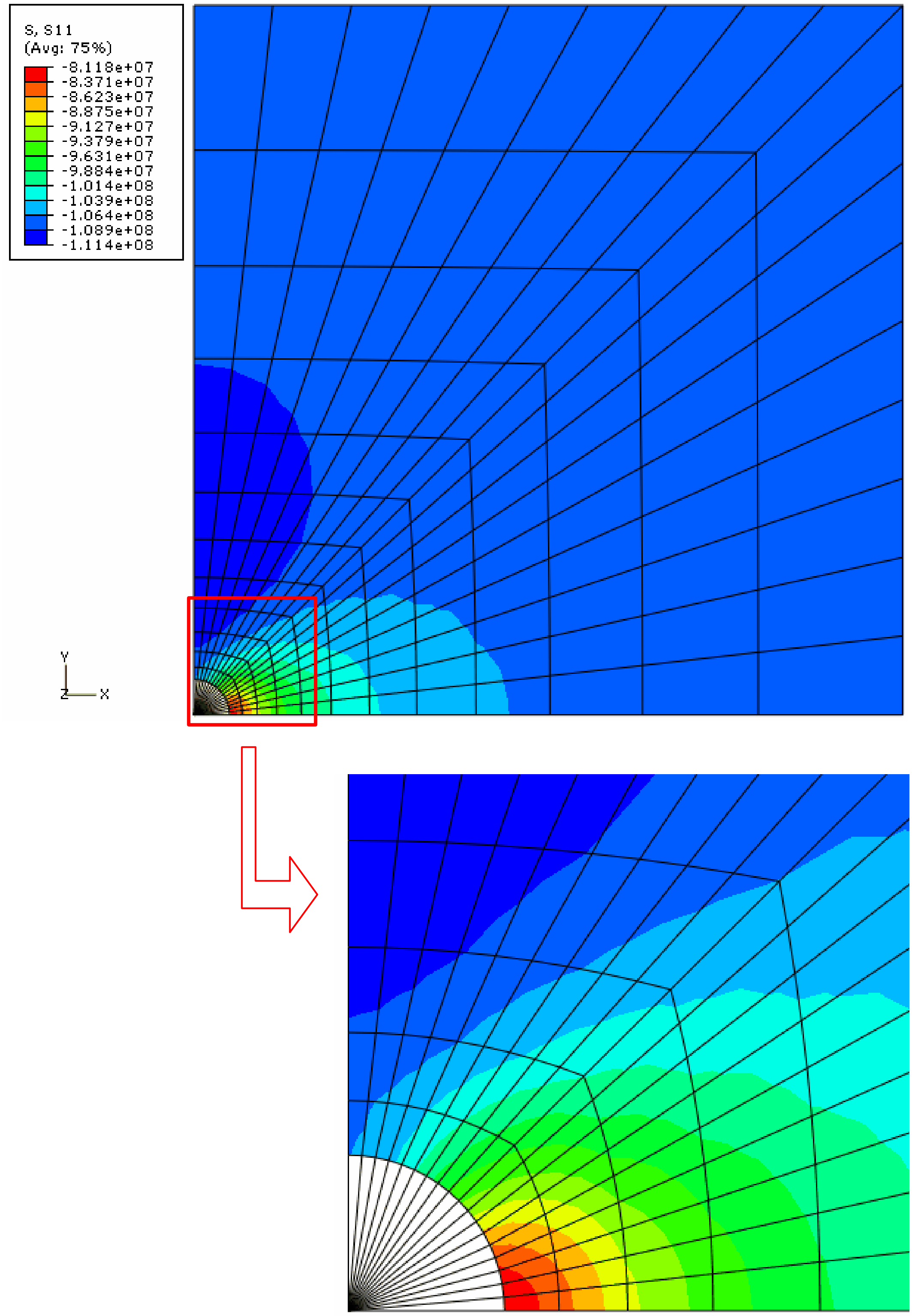


Figura B-31: Tensão (sentido 1) na etapa 3 devido a fluência em um período de 900 segundos.

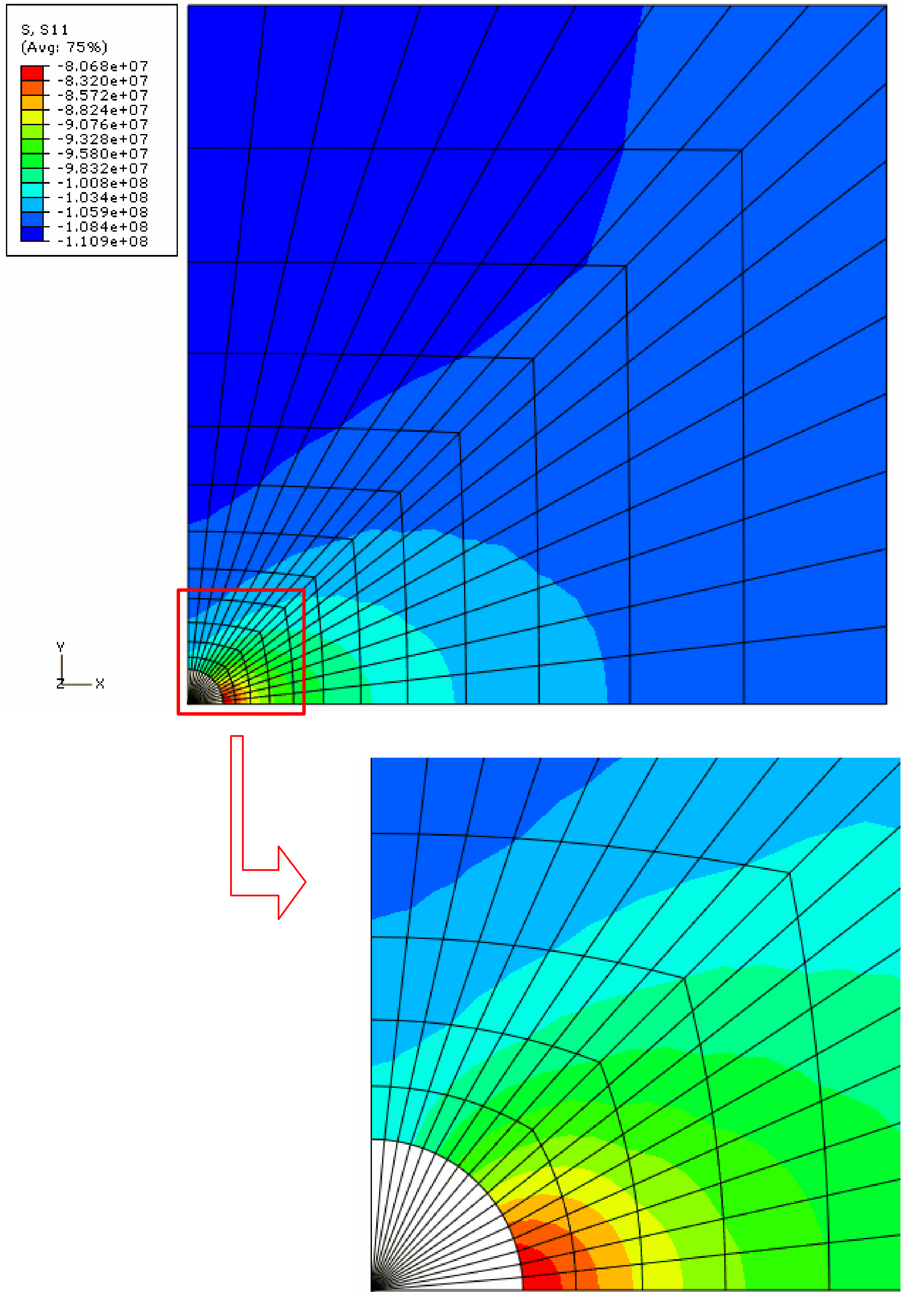


Figura B-32: Tensão (sentido 1) na etapa 3 devido a fluência em um período de 30 dias.

B.8. Tensão Máxima Principal

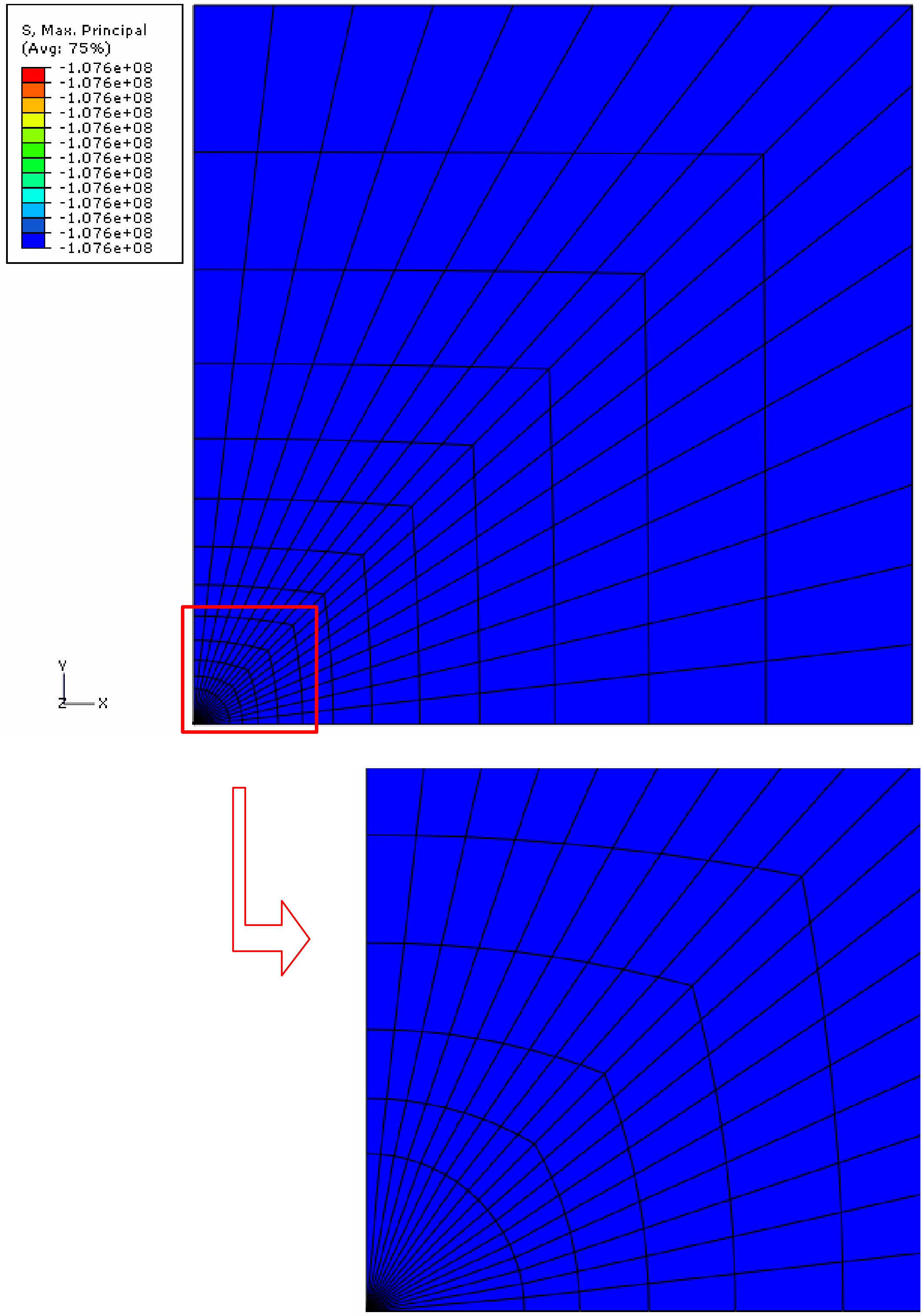


Figura B-33: Tensão máxima principal no Abaqus, ou tensão radial, na etapa 1, que corresponde ao equilíbrio do estado de tensão com a força externa (Figura 4-4).

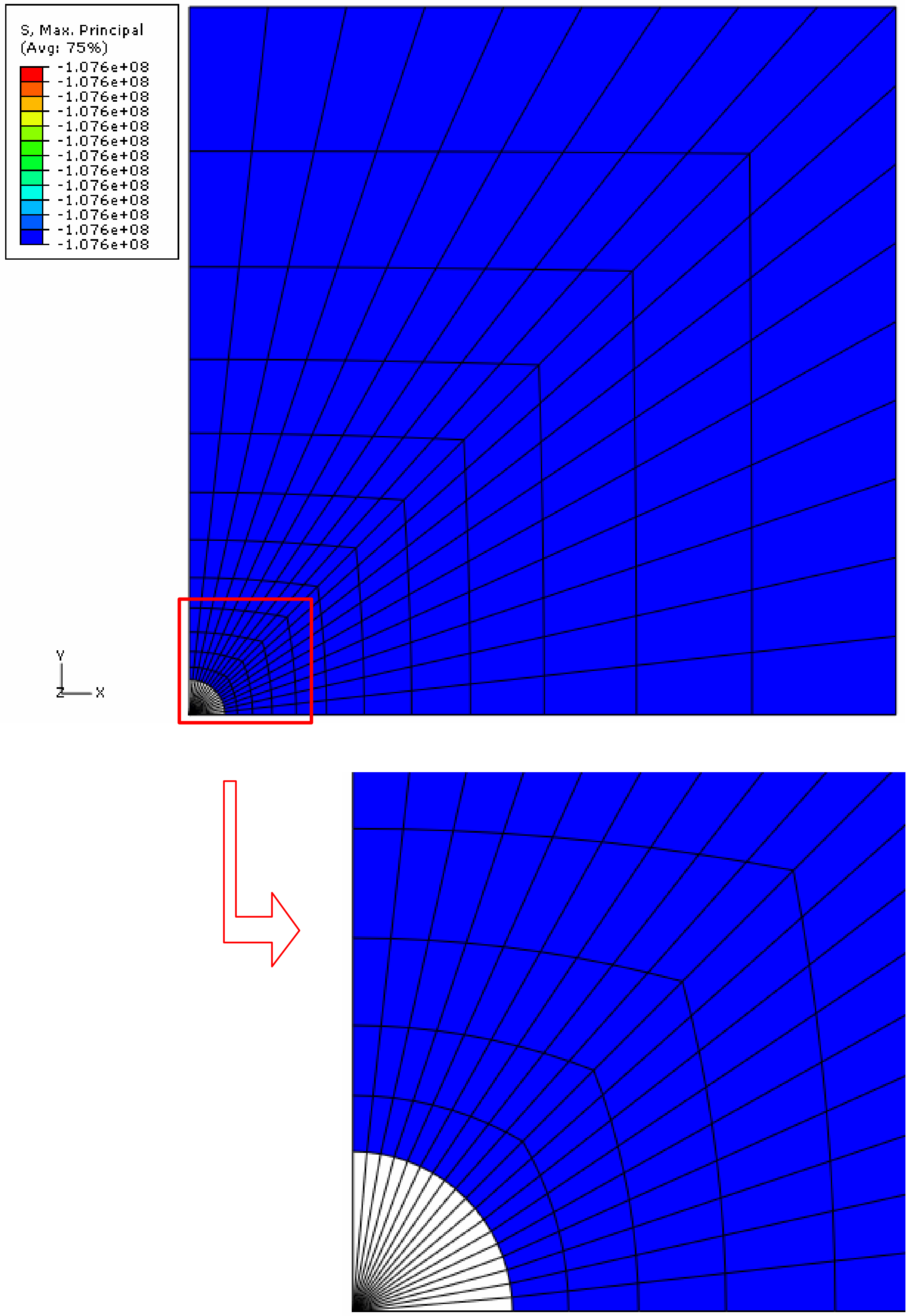


Figura B-34: Tensão máxima principal, ou tensão radial, na etapa 2 (1° parte), que corresponde a desativação dos elementos triangulares que compõem o poço para simular justamente a perfuração do poço, representados em branco.

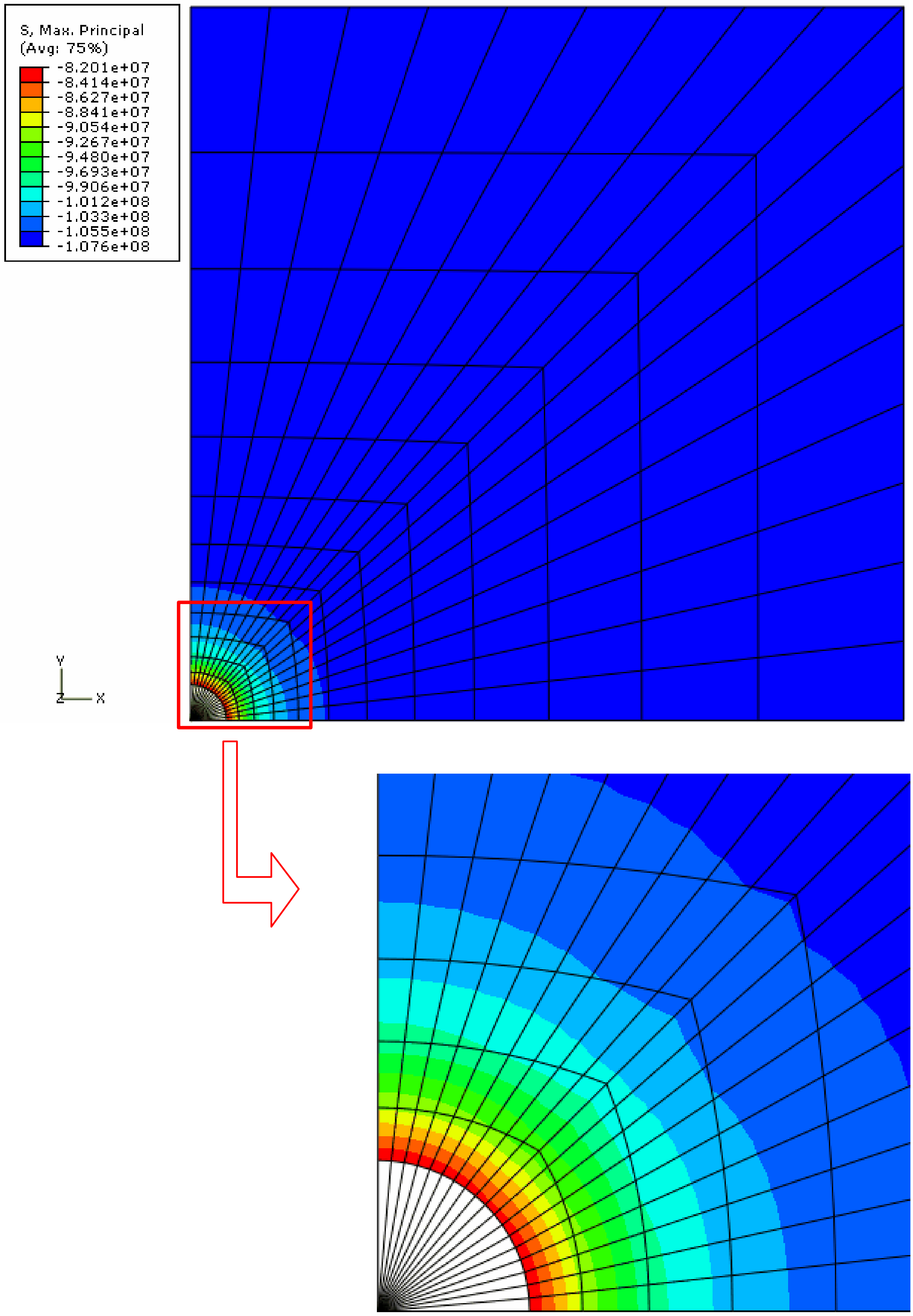


Figura B-35: Na etapa 2 (2° parte) são simuladas a resposta elástica e a introdução das pressões provocadas pelo peso do fluido de perfuração de 11ppg na parede do poço.

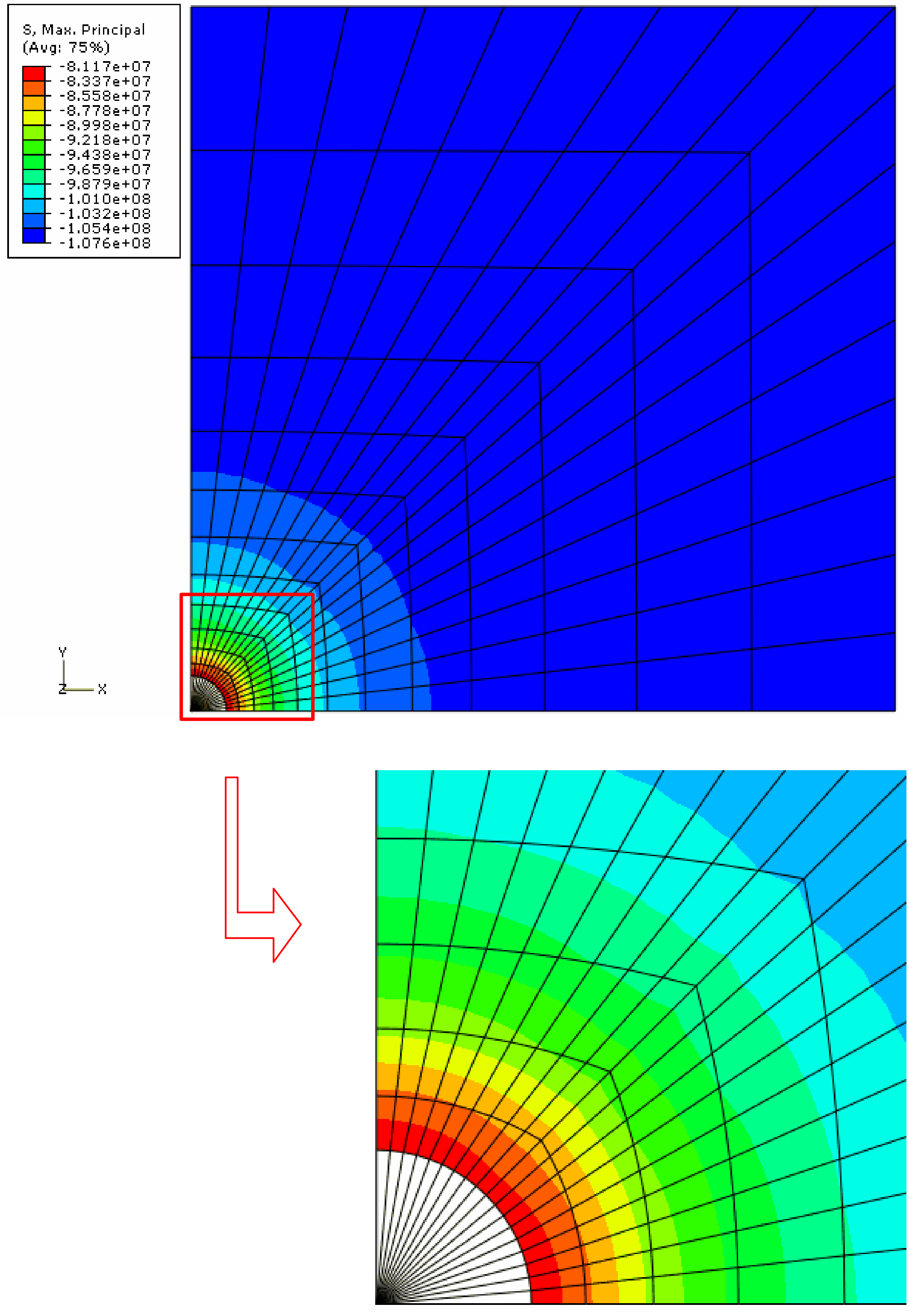


Figura B-36: Tensão máxima principal, ou tensão radial, (sentido 1) na etapa 3 devido a fluência em um período de 900 segundos.

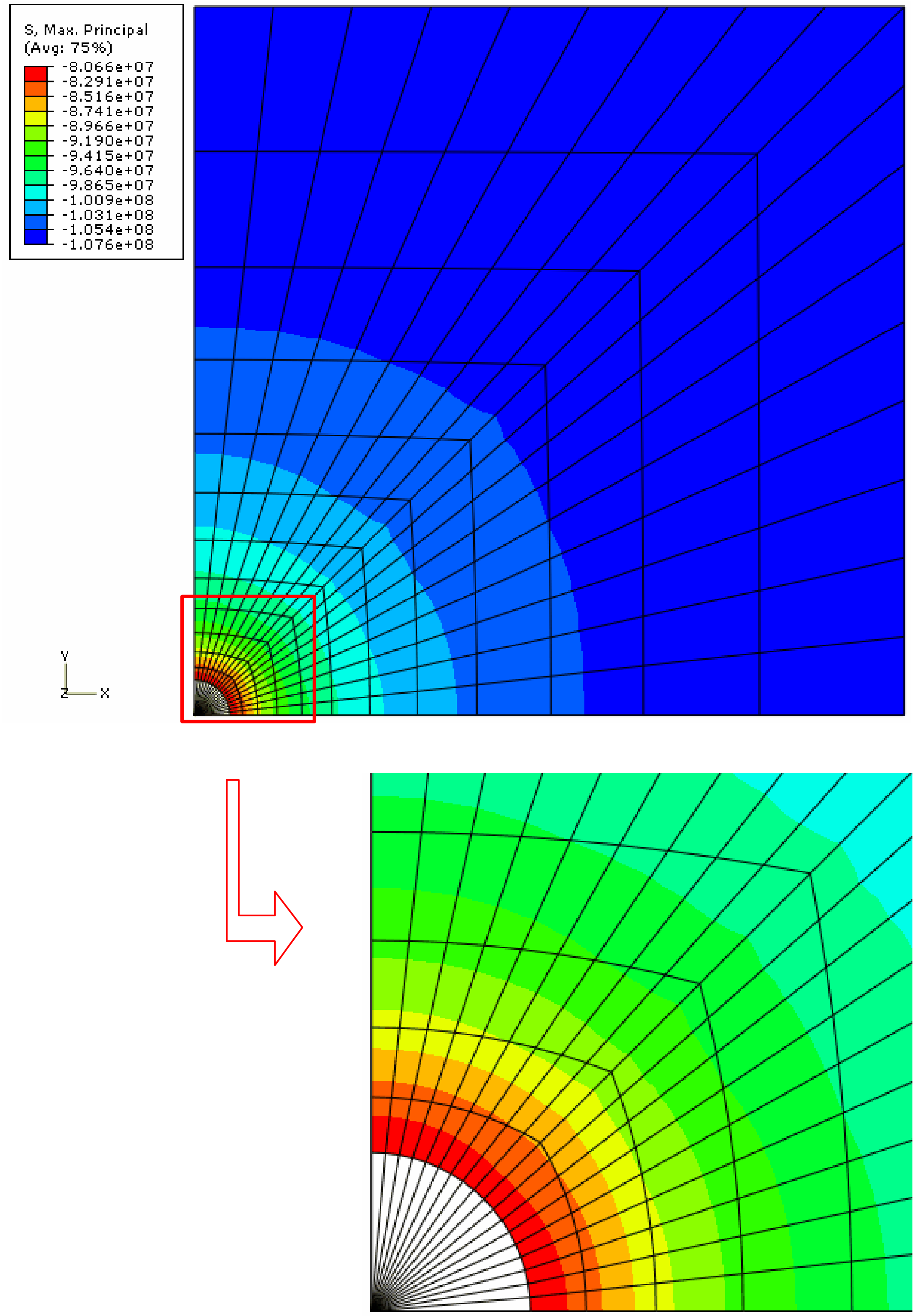
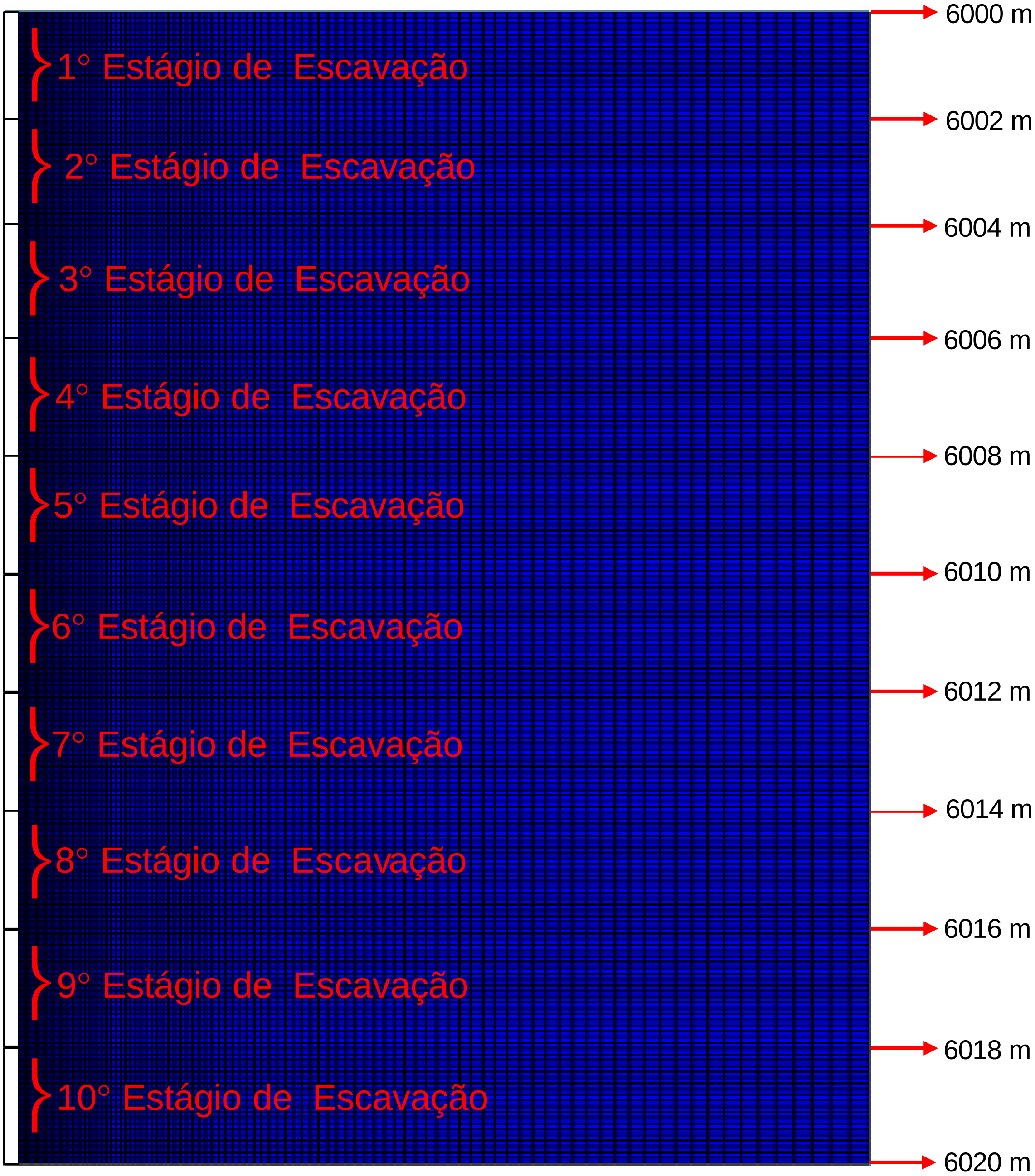
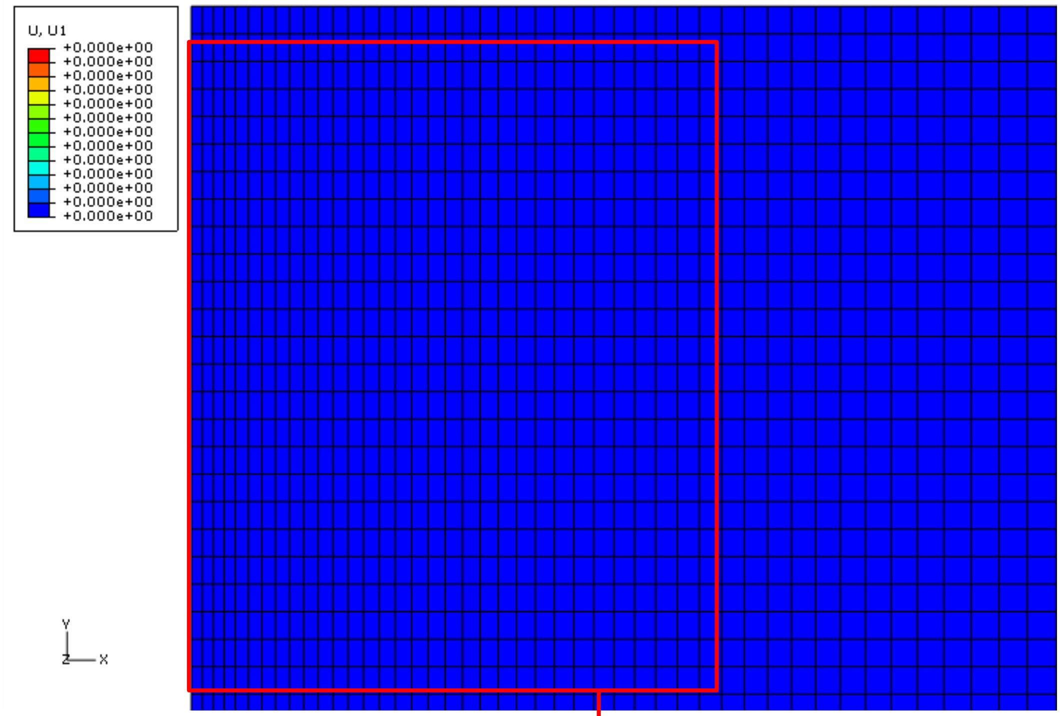


Figura B-37: Tensão máxima principal,ou tensão radial, na etapa 3 devido a fluência em um período de 30 dias.

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



C.1.
Deslocamentos Radiais



(a)

Figura C-38: Deslocamentos Radiais. Etapa1, que se refere ao equilíbrio do estado de tensão com a força externa (Figura 5-3).

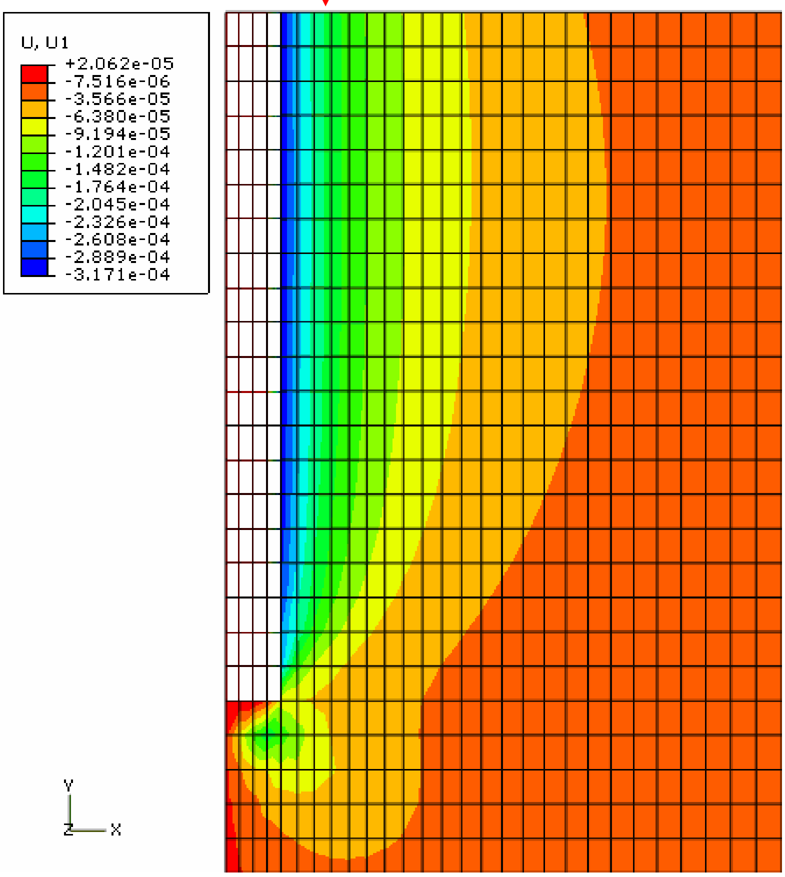


Figura C-39: Simulação da resposta elástica e a introdução das pressões provocadas pelo peso do fluido de perfuração na parede do poço.

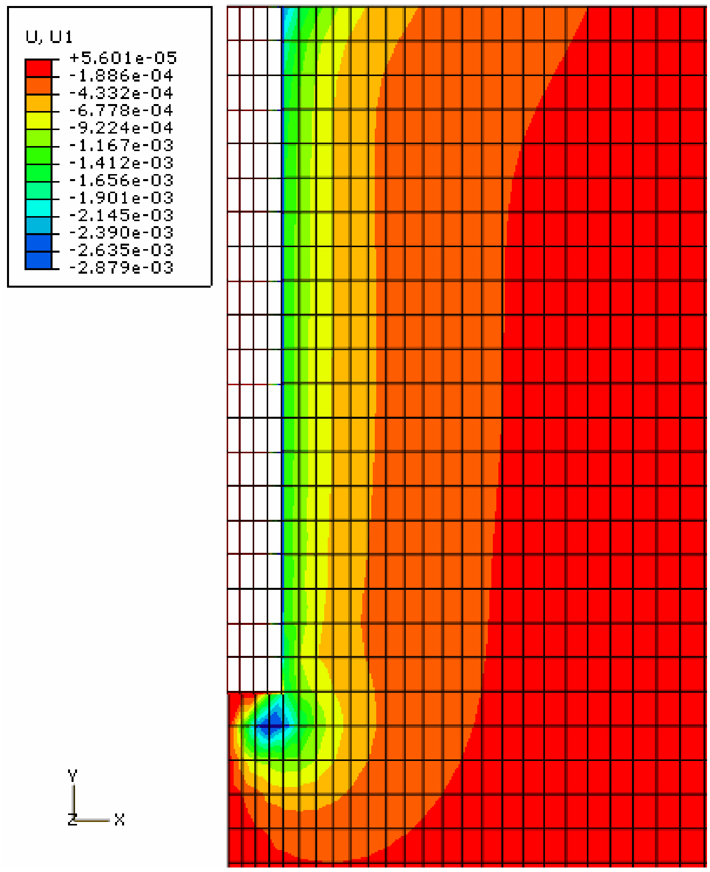
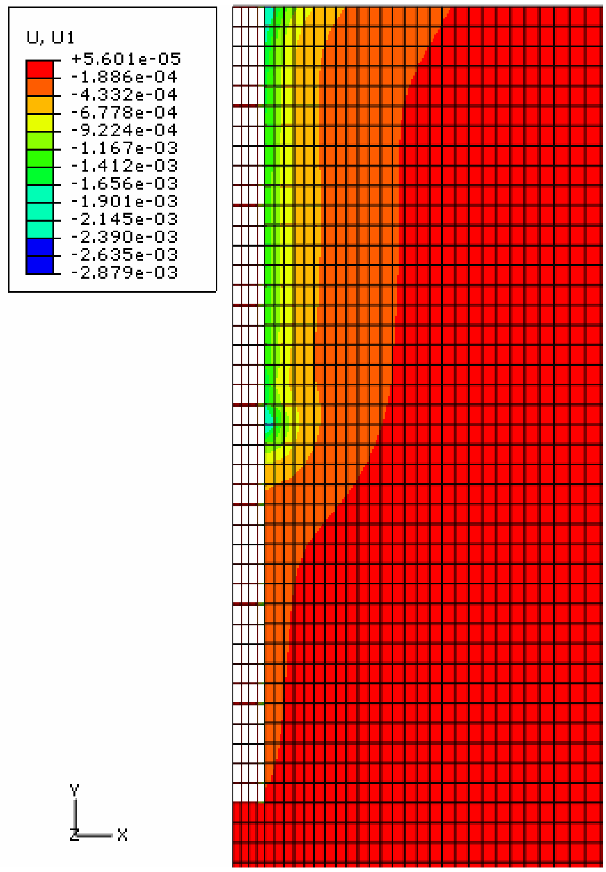


Figura C-40: Deslocamentos radiais, em metros referente a etapa 3. Ativação da fase do "*creep*" da primeira escavação. Nesta etapa, foi considerando um tempo de 900s.



1° estágio de escavação

2° estágio de escavação

Figura C-41: Etapa 4, que se refere a fase elástica da segunda escavação.

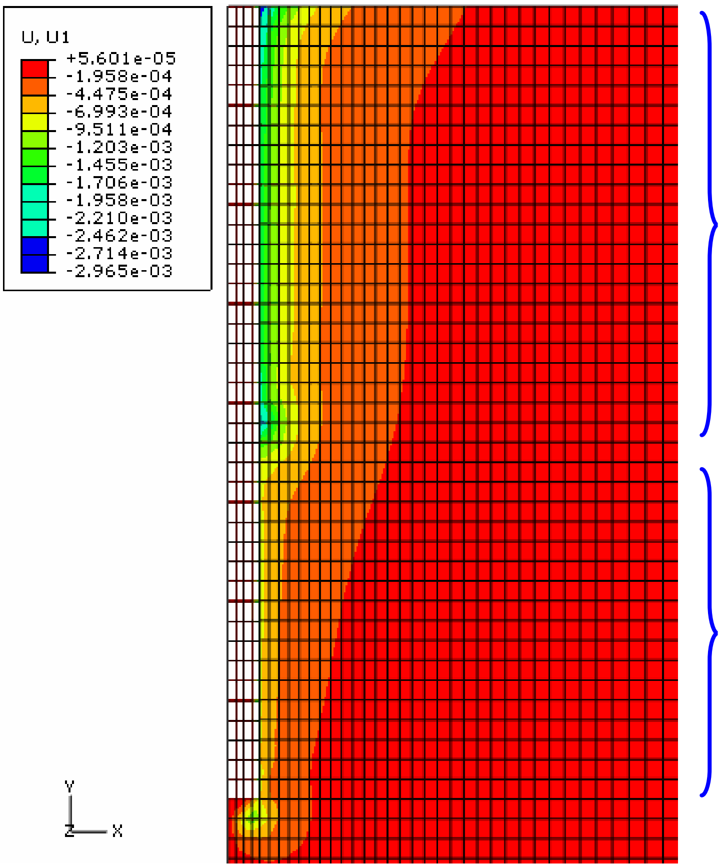


Figura C-42: Etapa 5, fluência por mais 900 segundos.

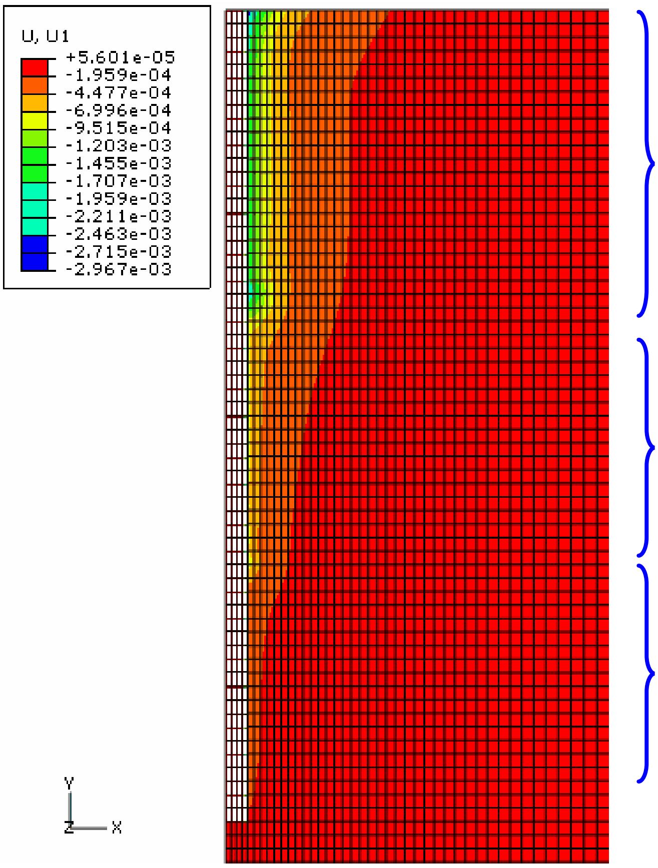


Figura C-43: Etapa 6, que se refere a fase elástica da terceira escavação.

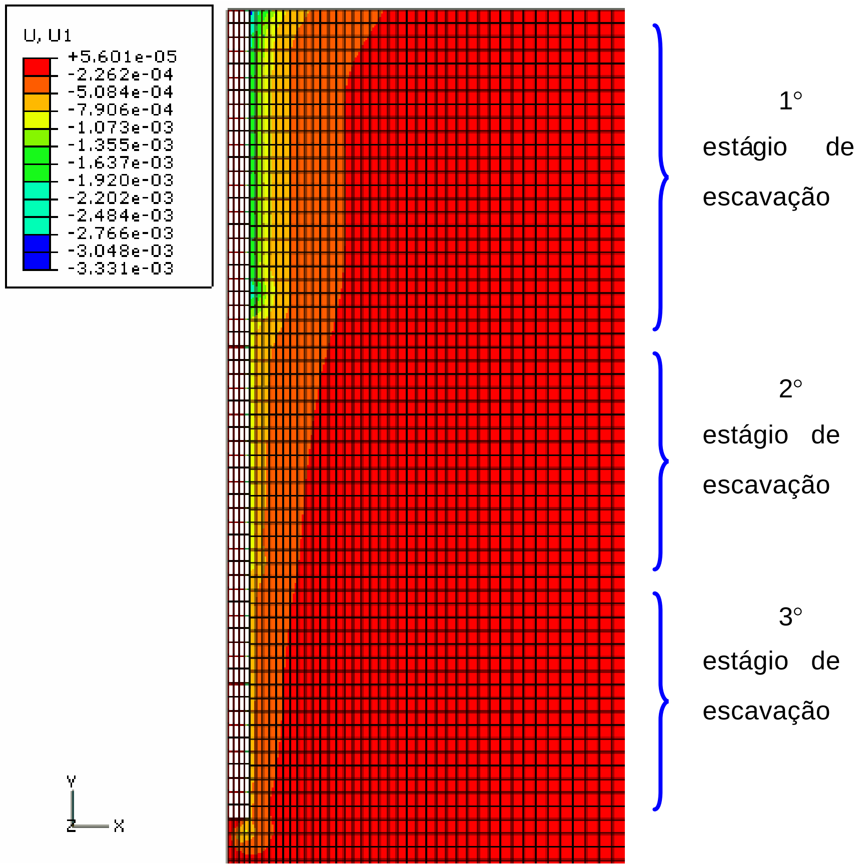


Figura C-44: Etapa 7, fluência por mais 900 segundos.

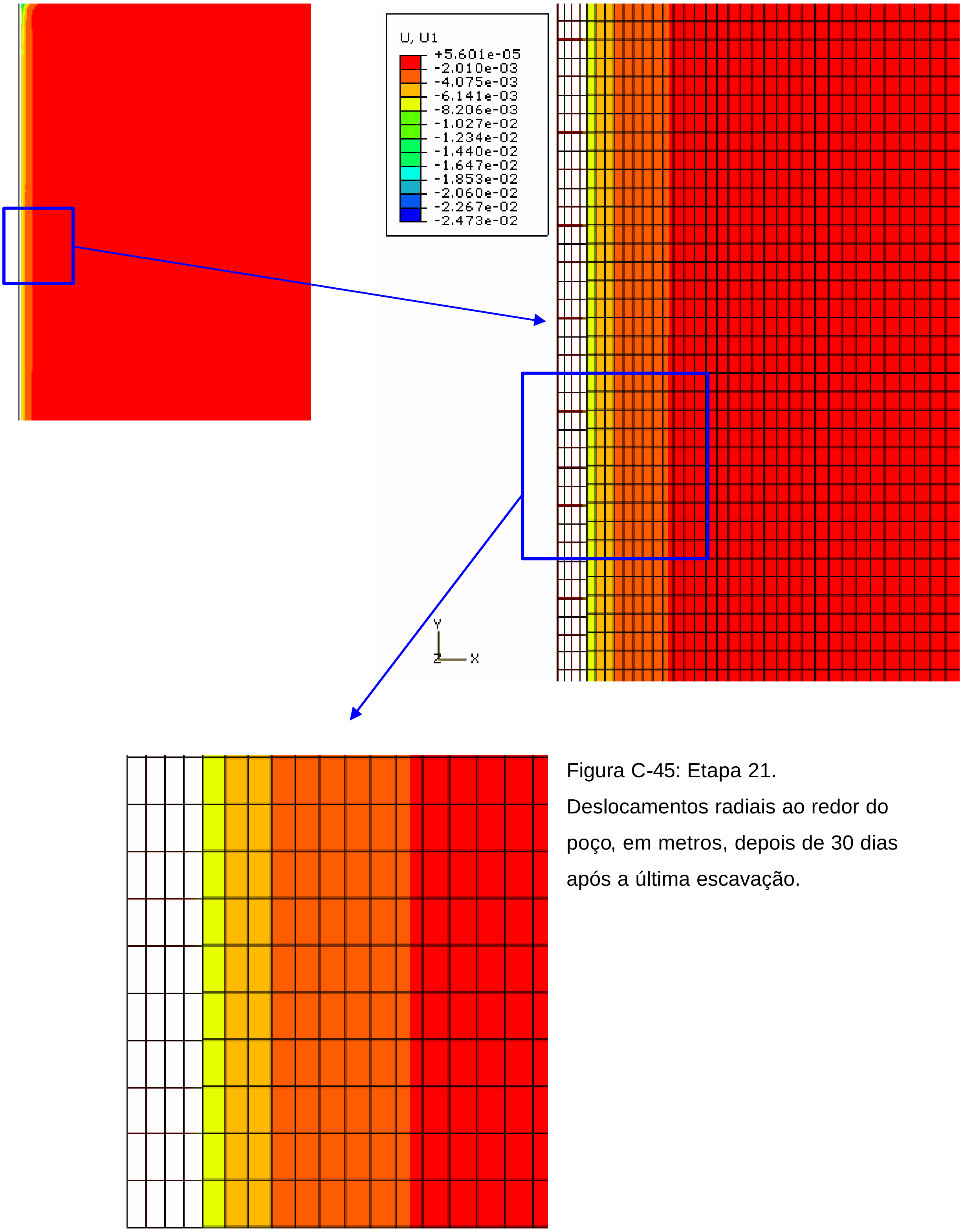
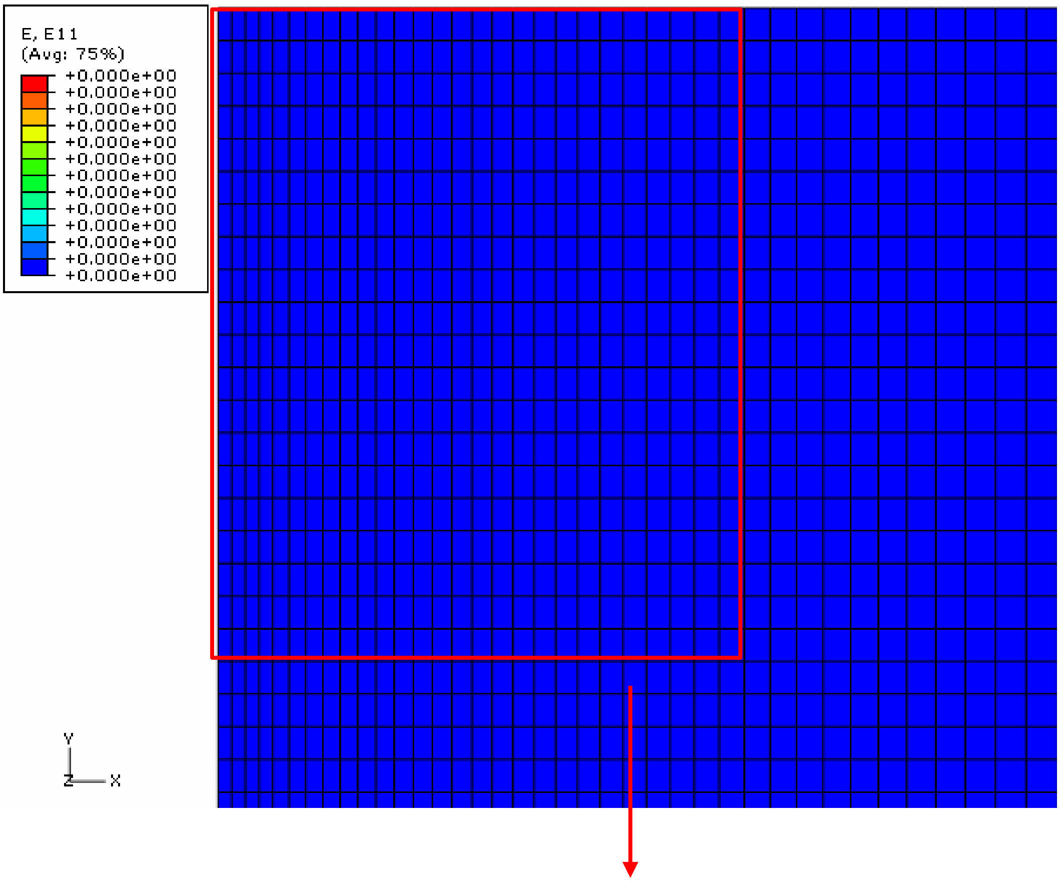


Figura C-45: Etapa 21. Deslocamentos radiais ao redor do poço, em metros, depois de 30 dias após a última escavação.

C.2. Deformações Radiais



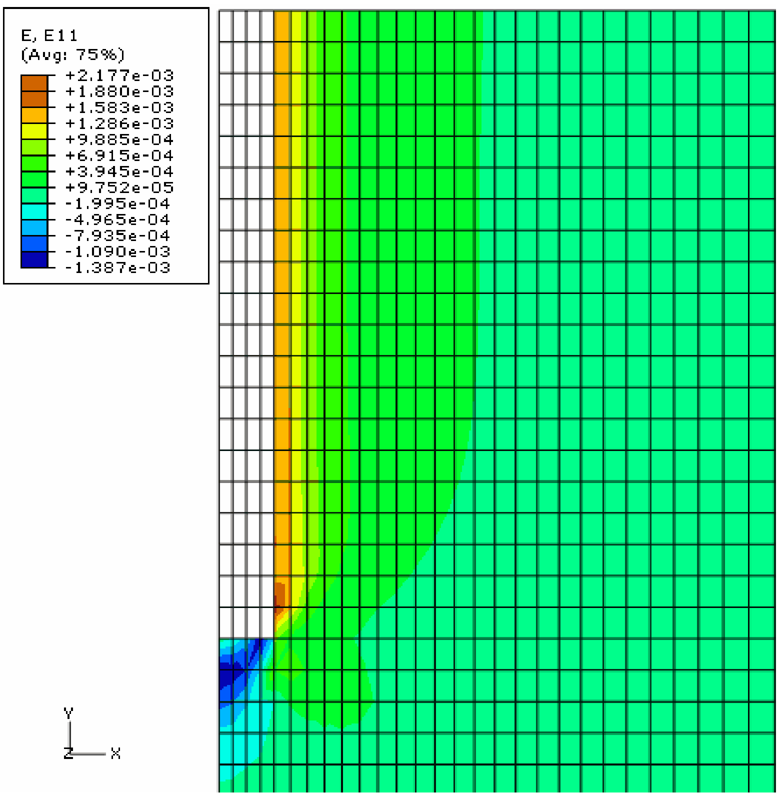


Figura C-46: Deformação no sentido 1 ou em ‘x’. Etapa1, que se refere ao equilíbrio do estado de tensão com a força externa (Figura 5-3).

Figura C-47: Simulação da resposta elástica e a introdução das pressões provocadas pelo peso do fluido de perfuração na parede do poço

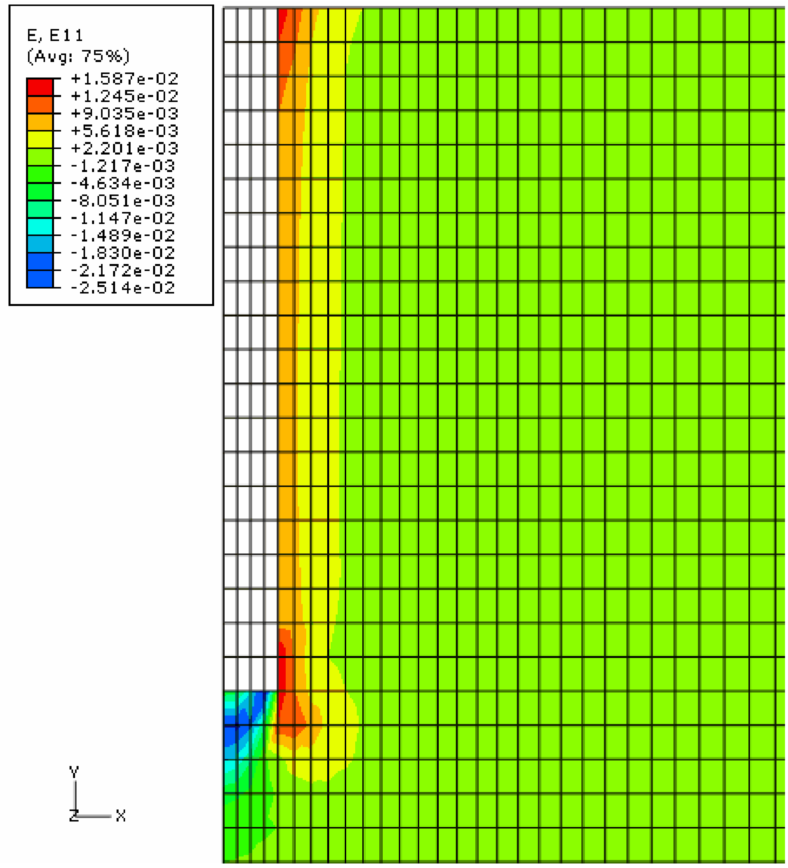
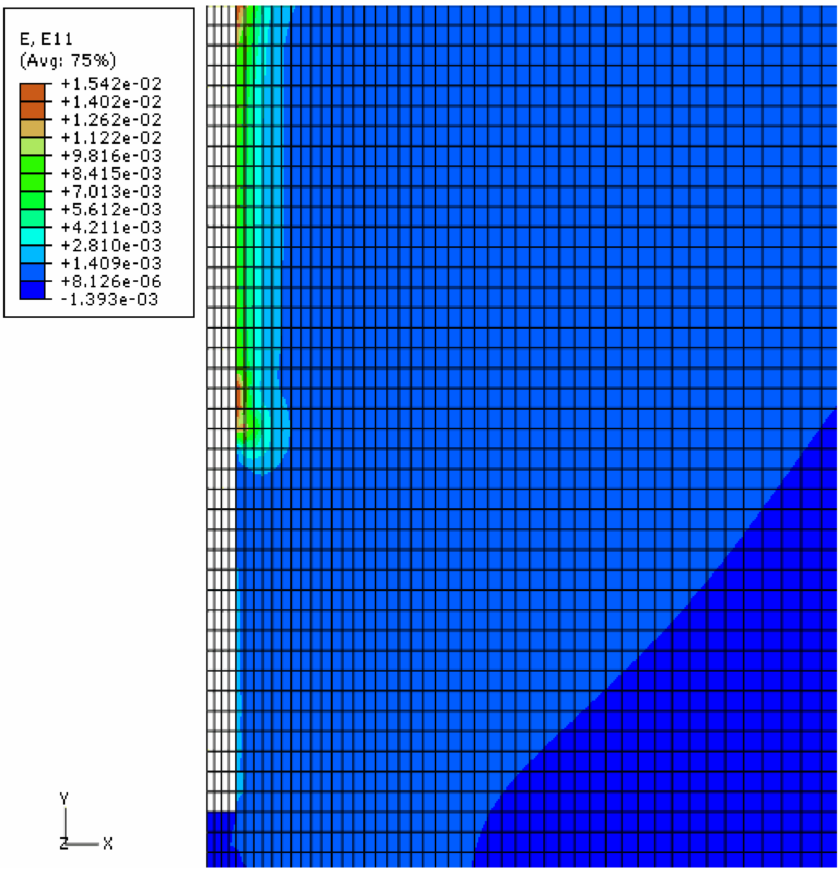


Figura C-48: Deformação no sentido 1 ou em ‘x’. Etapa 3. Ativação da fase do “*creep*” da primeira escavação. Nesta etapa, foi considerando um tempo de 900s



1° estágio de escavação

2° estágio de escavação

Figura C-49: Etapa 4, que se refere a fase elástica da segunda escavação.

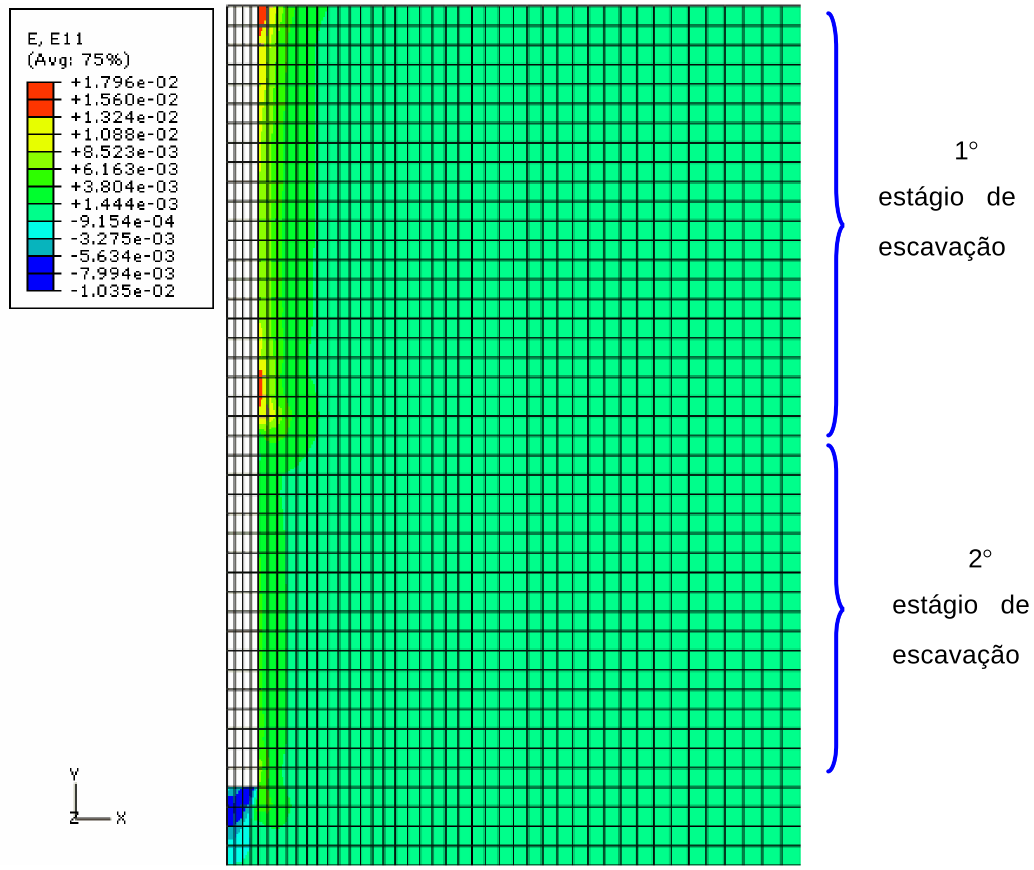


Figura C-50: Etapa 5, fluência por mais 900 segundos.

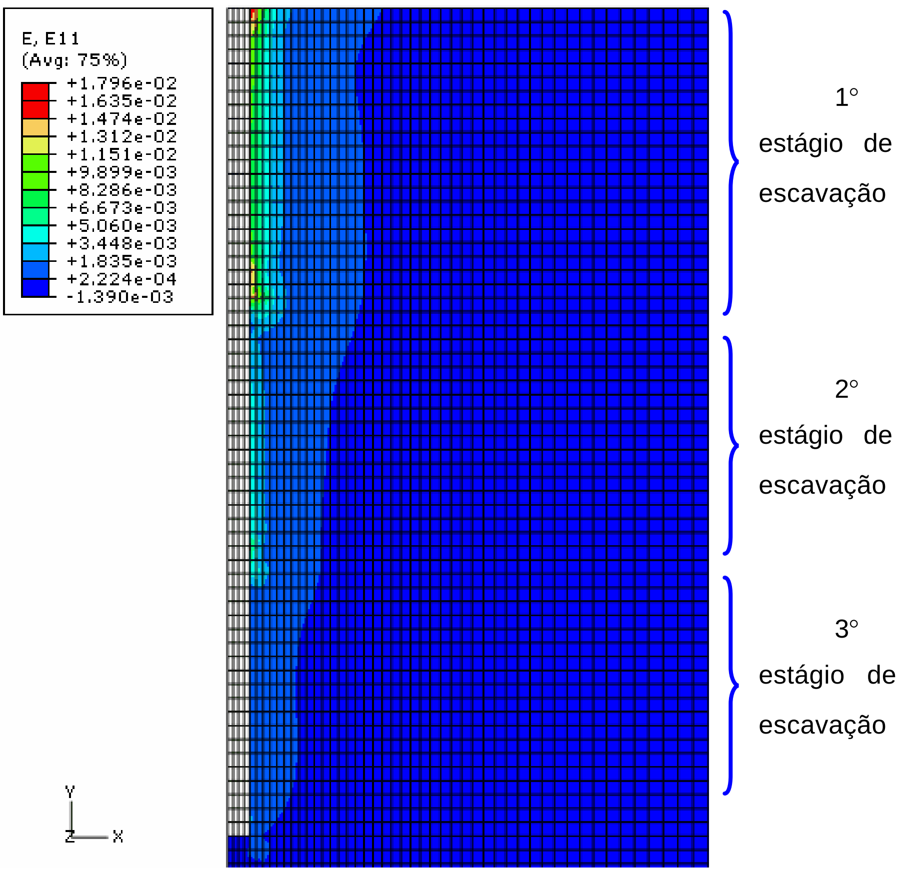
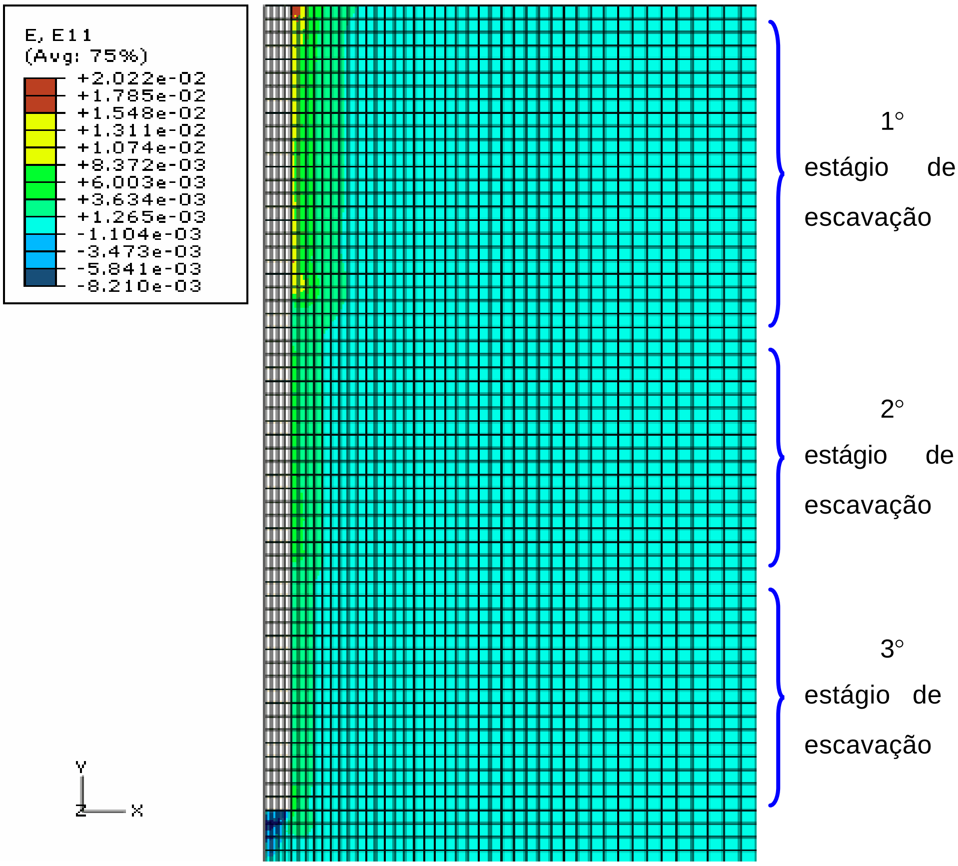


Figura C-51: Etapa 6, que se refere a fase elástica da terceira escavação

Figura C-52: Etapa 7, fluência por mais 900 segundos



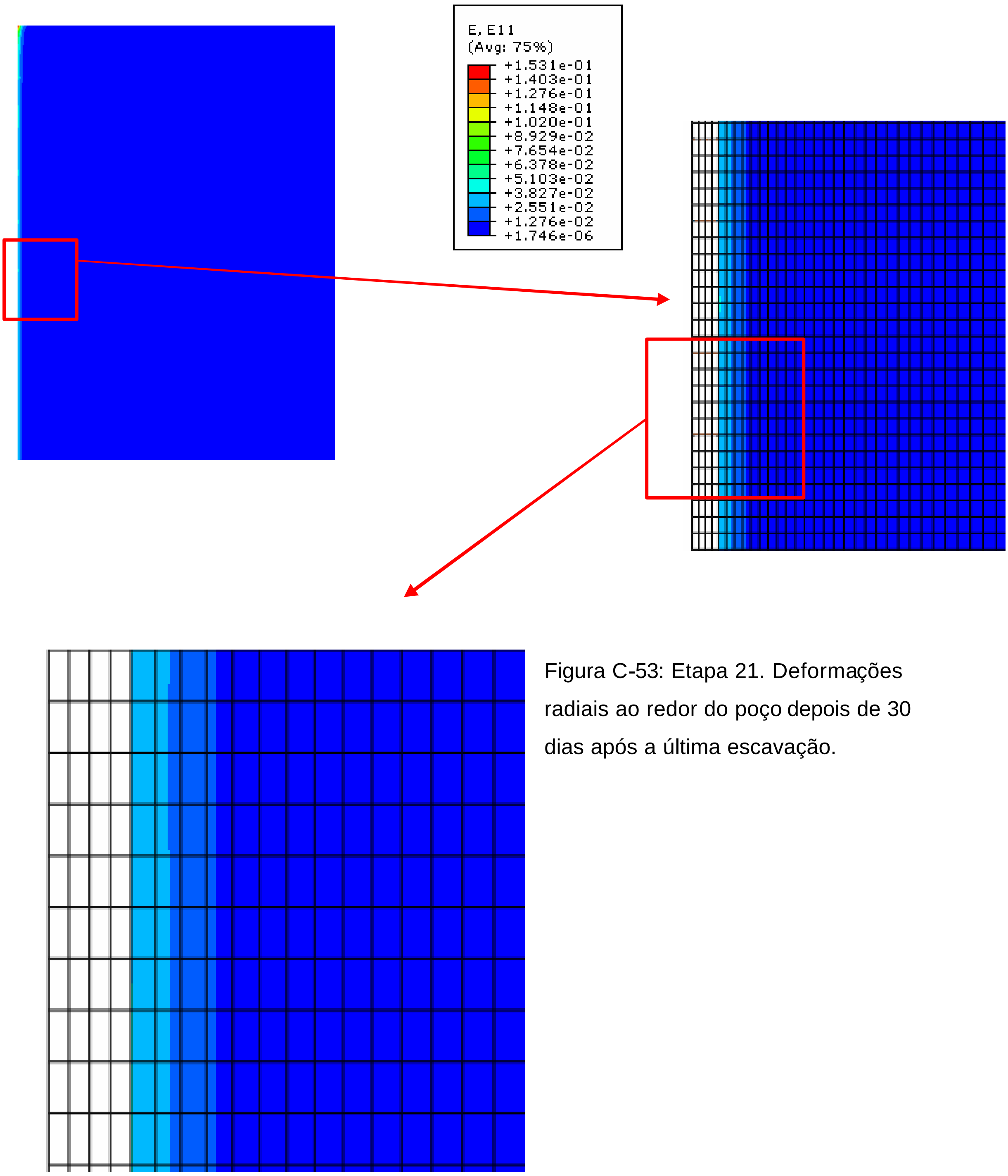
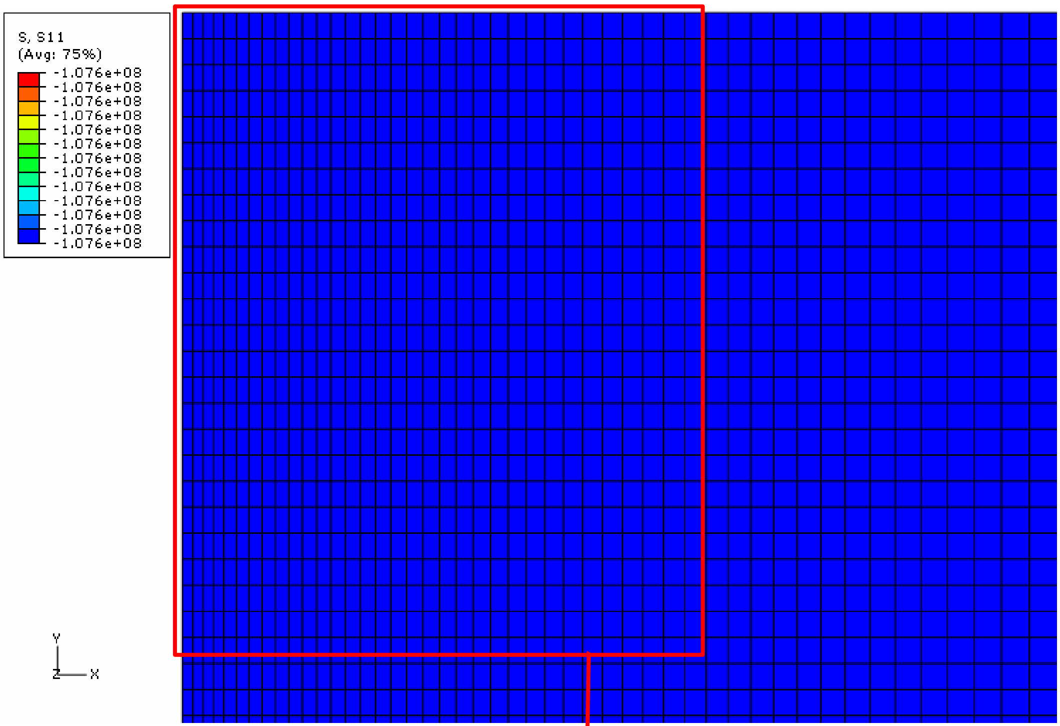
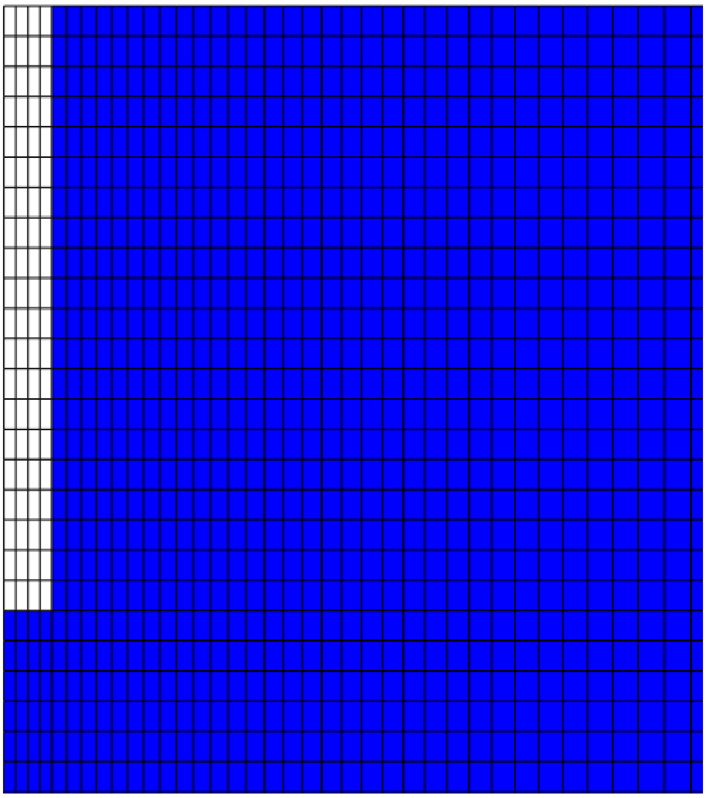


Figura C-53: Etapa 21. Deformações radiais ao redor do poço depois de 30 dias após a última escavação.

C.3.
Tensões Radiais



(a)



(b)

Figura C-54: Tensões radiais

(a) Etapa1, que se refere ao equilíbrio do estado de tensão com a força externa (Figura 5-3), em que foi utilizado o valor de 107,58MP

(b) Etapa 2 (1º parte), desativação dos elementos que compõem a primeira escavação para simular a perfuração do poço,

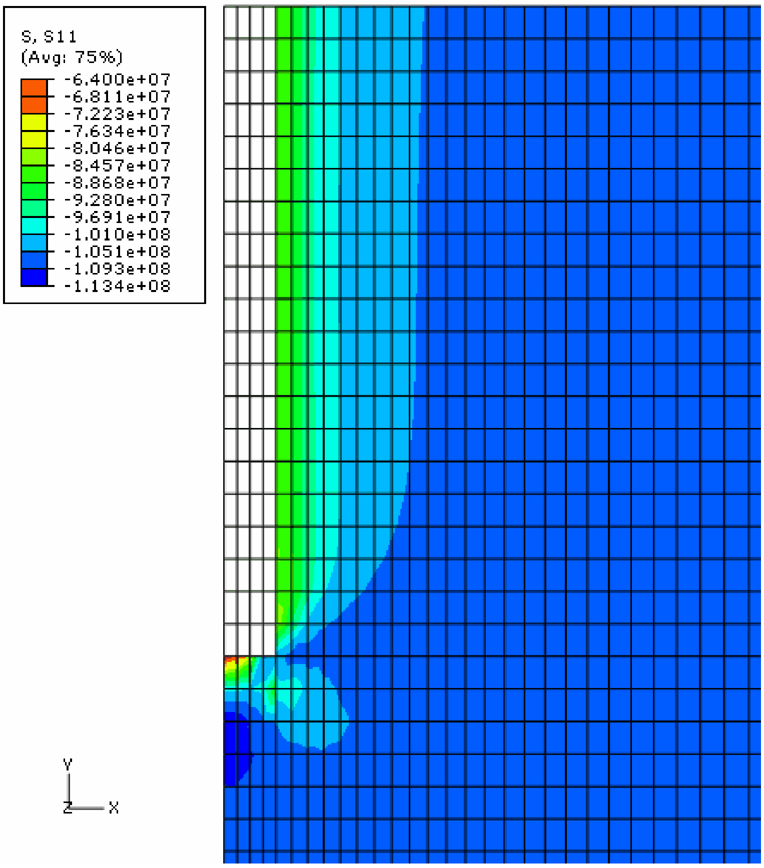


Figura C-55: Etapa 2 (2º parte): simulação da resposta elástica e a introdução das pressões provocadas pelo peso do fluido de perfuração na parede do poço.

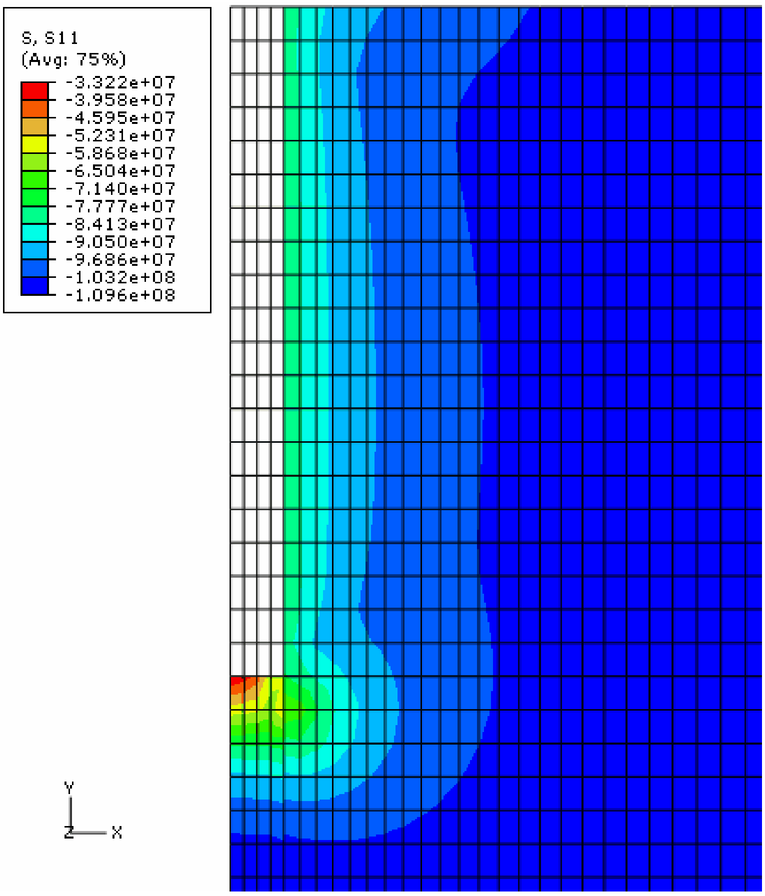


Figura C-56: Etapa 3. Ativação da fase do “creep” da primeira escavação. Nesta etapa, foi considerando um tempo de 900s.

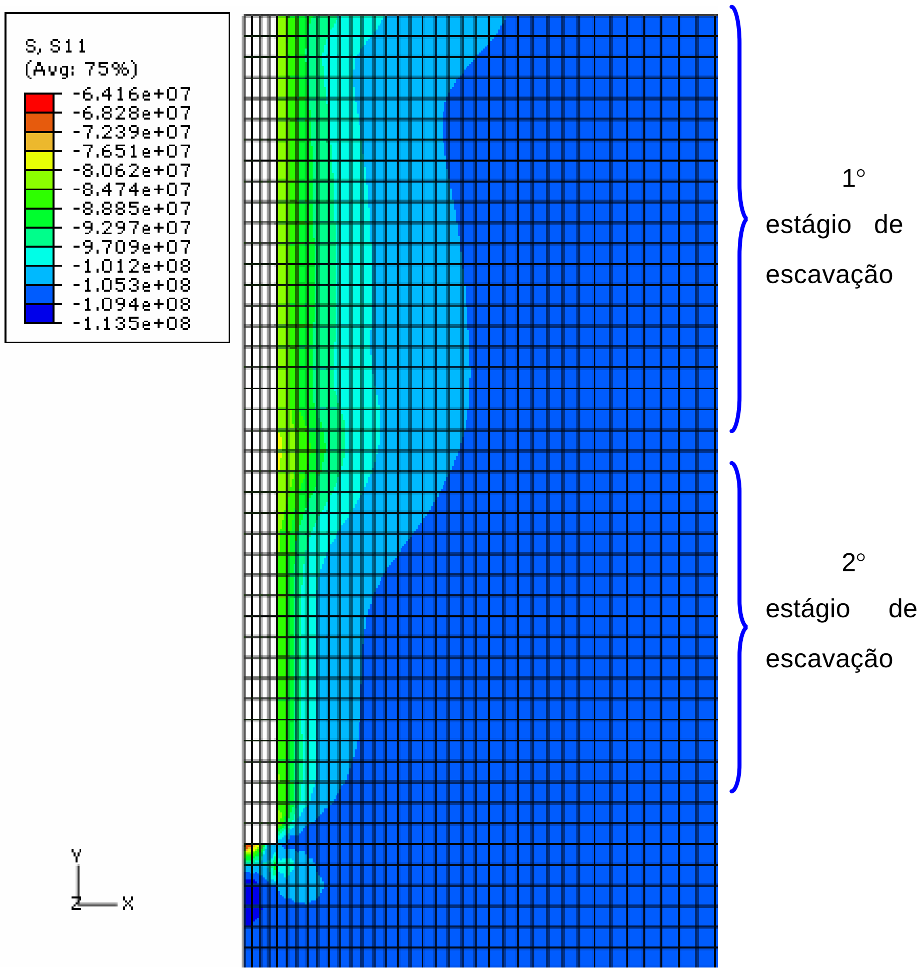


Figura C-57: Etapa 4, que se refere a fase elástica da segunda escavação.

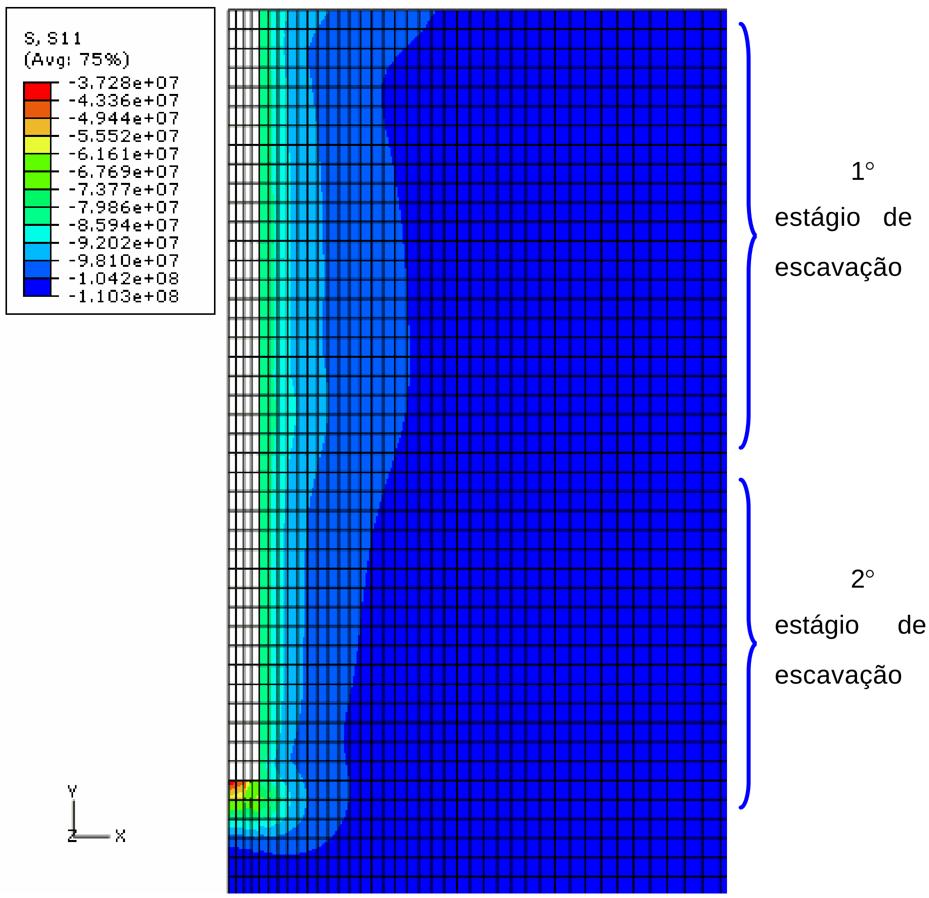


Figura C-58: Etapa 5, fluência por mais 900 segundos.

Figura C-59: Etapa 6, que se refere a fase elástica da terceira escavação.

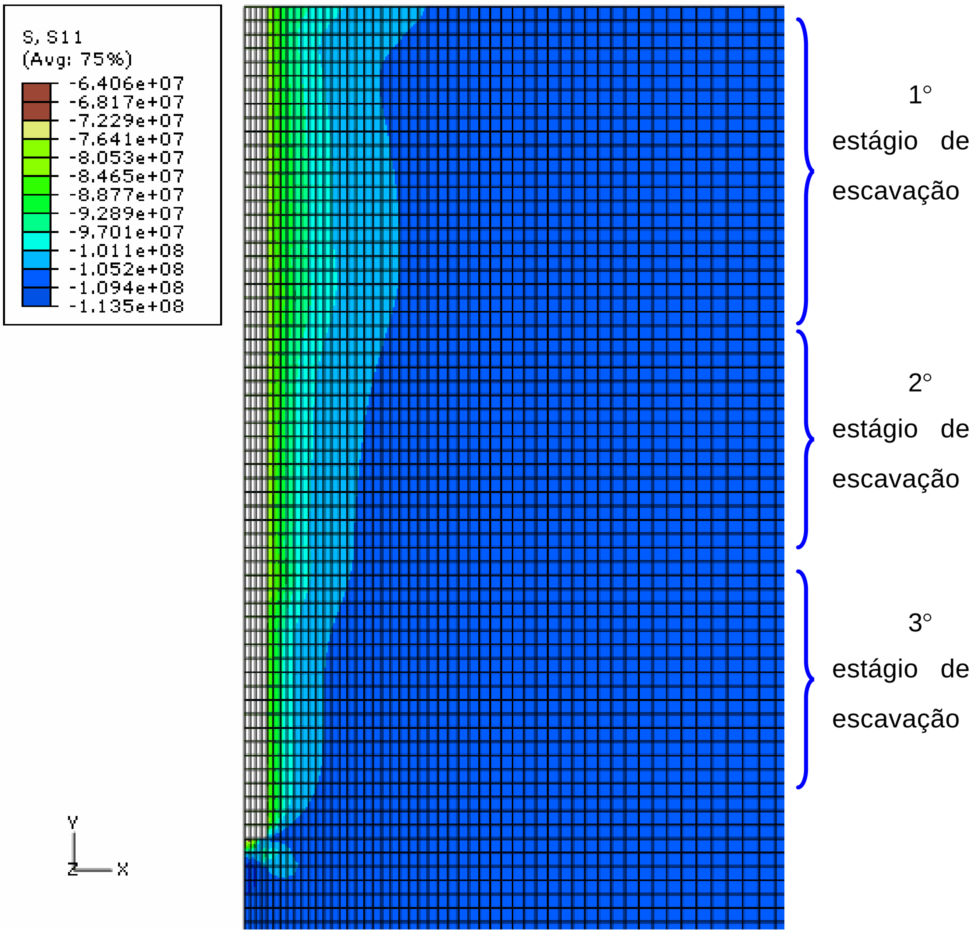
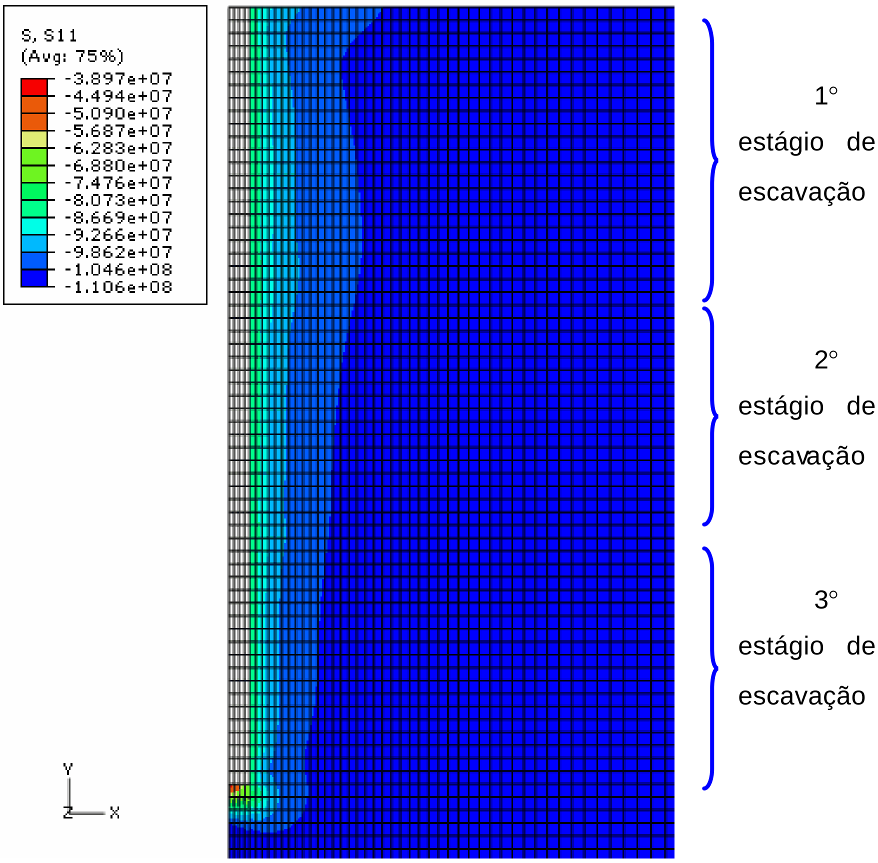


Figura C-60: Etapa 7, fluência por mais 900 segundos.



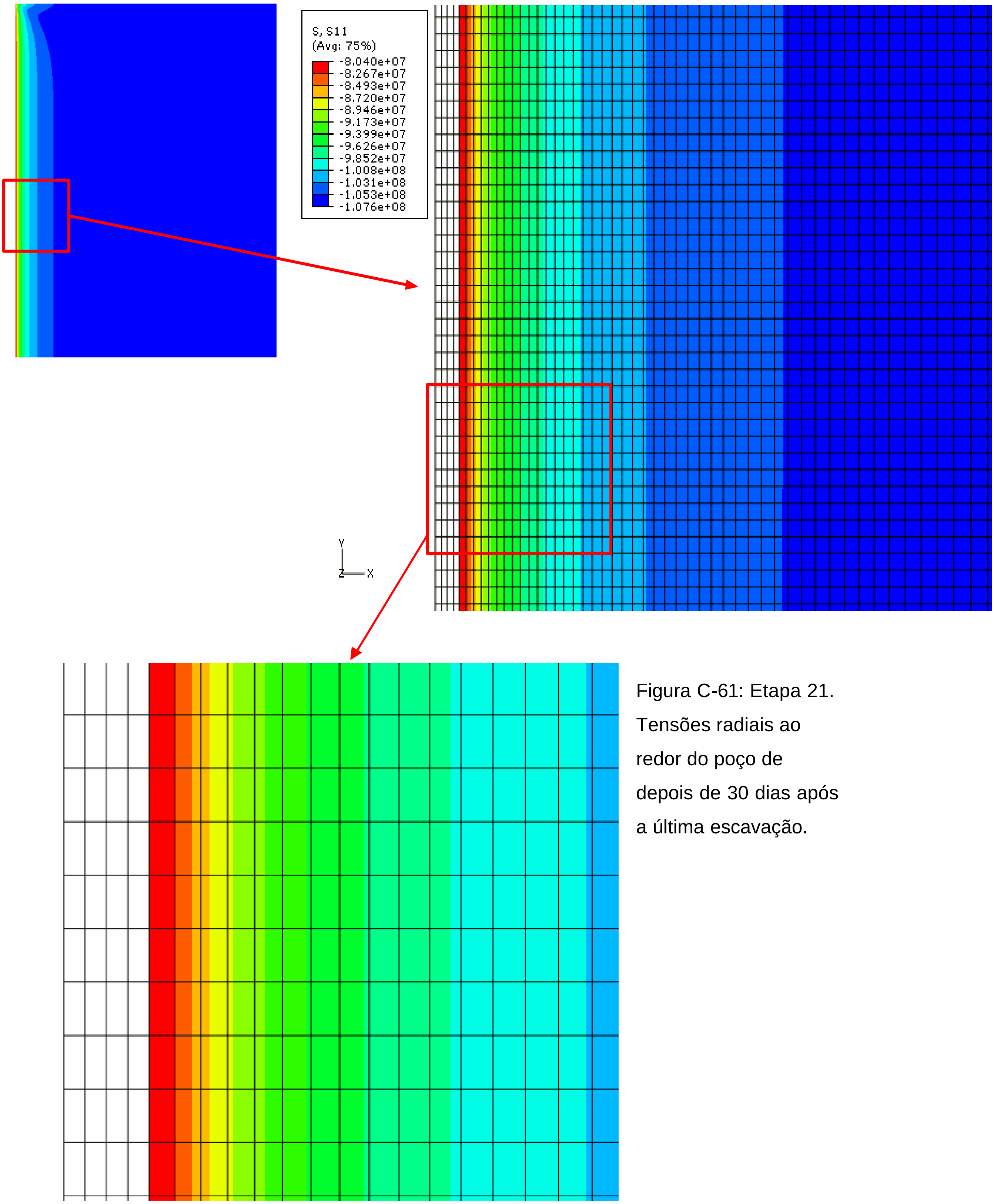


Figura C-61: Etapa 21. Tensões radiais ao redor do poço de depois de 30 dias após a última escavação.

Baixar livros de Literatura
Baixar livros de Literatura de Cordel
Baixar livros de Literatura Infantil
Baixar livros de Matemática
Baixar livros de Medicina
Baixar livros de Medicina Veterinária
Baixar livros de Meio Ambiente
Baixar livros de Meteorologia
Baixar Monografias e TCC
Baixar livros Multidisciplinar
Baixar livros de Música
Baixar livros de Psicologia
Baixar livros de Química
Baixar livros de Saúde Coletiva
Baixar livros de Serviço Social
Baixar livros de Sociologia
Baixar livros de Teologia
Baixar livros de Trabalho
Baixar livros de Turismo