



**COPPE/UFRJ**

AVALIAÇÃO DA SENSIBILIDADE DE UM MODELO ELASTOPLÁSTICO EM  
ELEMENTOS FINITOS PARA A ANÁLISE DE ESTABILIDADE EM POÇOS DE  
PETRÓLEO

Janaína Villela

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.

Orientador: José Luis Drummond Alves

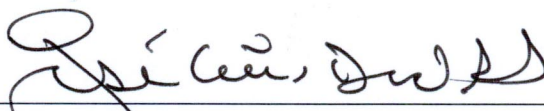
Rio de Janeiro  
Agosto de 2010

AVALIAÇÃO DA SENSIBILIDADE DE UM MODELO ELASTOPLÁSTICO EM  
ELEMENTOS FINITOS PARA A ANÁLISE DE ESTABILIDADE EM POÇOS DE  
PETRÓLEO

Janaína Villela

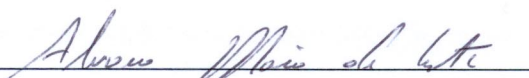
DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO  
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)  
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS  
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM  
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA CIVIL.

Examinada por:



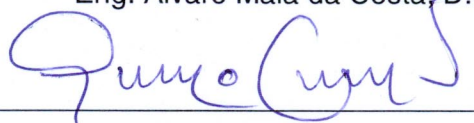
---

Prof. José Luis Drummond Alves, D.Sc.



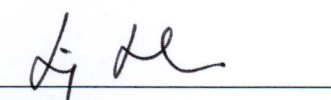
---

Eng. Álvaro Maia da Costa, D.Sc.



---

Prof. Paulo Couto, Dr. Eng.



---

Prof. Luiz Landau, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL  
AGOSTO DE 2010

Villela, Janaína

Avaliação da Sensibilidade de um Modelo Elastoplástico em Elementos Finitos para a Análise de Estabilidade em Poços de Petróleo. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2010.

XXI, 143 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: José Luis Drummond Alves

Dissertação – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Civil, 2010.

Referencias Bibliográficas: p. 137-143.

1. Elastoplasticidade. 2. Elementos Finitos. 3. Estabilidade de Poços de Petróleo. I. Alves, José Luis Drummond. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Civil. III. Título.

“Para os crentes, Deus está no princípio das coisas. Para os cientistas, no final  
de toda reflexão.”

**Max Planck**

*A minha estrela-guia e mãe,*

*Dalva Villela.*

# Agradecimentos

A agitação rotineira freqüentemente nos priva da oportunidade de expressar a gratidão pelos que sempre estão ao nosso lado na jornada. Sendo assim, faço deste o momento para demonstrar meus sinceros agradecimentos aos personagens relevantes deste trabalho:

Primeiramente, ao meu orientador José Luis Alves: profissional competente, de conhecimento inquestionável e visão abrangente, disposto sempre a caminhar em direção a novos horizontes, desafios. Garantiu-me a oportunidade do aprendizado e honrou-me com sua estimada amizade a qual estará comigo eternamente. Neste contexto, reconheço aqui todo o apoio recebido do meu querido amigo Nestor, pela amizade permanente de anos e colaboração técnica imprescindível. Aos dedicados integrantes do LAMCE pelo apoio e companheirismo e pela disponibilização dos recursos necessários ao desenvolvimento deste trabalho.

Faço menção aos mestres que me fizeram trilhar este caminho até aqui: especialmente agradeço os professores do Colégio Santa Catarina que me permitiram descobrir que não há demasiada ousadia quando se trata de sonhos; aos orientadores do NUMEC (Núcleo de Pesquisa em Métodos Computacionais em Engenharia) da Universidade Federal de Juiz de Fora por me revelar a nobreza da engenharia existente nos métodos numéricos.

A quem me deu abrigo em território “estrangeiro” pela simples valorização da amizade: Marina e Sr. Márcio (extensivo a D. Regina). Auxílio primordial no início deste percurso.

Àqueles que constituem o corpo técnico da Petrobras, da qual orgulhosamente faço parte atualmente: D.Sc. Álvaro Maia da Costa , membro desta banca, Professor

Emmanuel Franco Nogueira, mestre que direcionou os primeiros passos, Engenheiro Edson Gomes Rocha Jr. pelo apoio científico.

Agradeço com todo meu carinho à minha família pelo apoio constante, especialmente aos queridos tios Helinho e Amélia por acompanhar tão de perto esse desafio; à dupla mais que necessária de Simones (Dilly e Vieira); à Raquel Araújo pela motivação incondicional; aos amigos do Grupo Escoteiro Alvorada, que trabalham incansavelmente na preparação de cidadãos atuantes e conscientes .

Encerro, pois, estas palavras fazendo referência saudosa à minha amiga Patrícia Rezende Vieira, que embalou comigo tantos sonhos, inclusive este em seus primeiros dias de vida. Sonho tal, que se realiza neste momento tornando concreta e possível esta página que agora lêem.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

AVALIAÇÃO DA SENSIBILIDADE DE UM MODELO ELASTOPLÁSTICO EM  
ELEMENTOS FINITOS PARA A ANÁLISE DE ESTABILIDADE EM POÇOS DE  
PETRÓLEO

Janaína Villela

Agosto/2010

Orientador: José Luis Drummond Alves

Programa: Engenharia Civil

Este trabalho de simulação computacional é uma contribuição aos esforços desenvolvidos para a melhoria dos conhecimentos técnicos de engenharia e projeto de perfuração, especialmente aqueles relacionados à estabilidade de poços.

O código implementado faz uma análise não linear baseada na teoria da plasticidade. A utilização de uma envoltória de fechamento (cap) associada ao modelo de ruptura de Mohr-Coulomb evita pontos de singularidade tornando o modelo mais eficiente. A implementação das forças de escavação simula a perfuração de um modo mais realista possibilitando a análise de estabilidade nas formações vizinhas

Apresenta-se uma análise de sensibilidade deste código, denominado PoroNL, com casos publicados na literatura em análise de estabilidade de poços equivalentes ao modelo implementado para sua validação, incluindo critérios sugeridos de estabilidade como a área plastificada e o fechamento do poço devido a deformação plástica. São realizados experimentos numéricos em um poço direcional tridimensional perfurado no calcarenito Quissamã, localizado na Bacia de Campos.

Inserido no contexto das recentes descobertas de megacampos em rochas carbonáticas (porosas e pouco consolidadas) são realizadas simulações relacionadas ao porocolapso, fenômeno típico deste tipo de rocha. Os resultados mostram que este tipo de falha provoca o aparecimento de regiões plastificadas diferentes daquelas causadas por falha ao cisalhamento.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

SENSIBILITY AVALIATION OF FINIT ELEMENT ELASTICPLASTIC MODEL FOR  
STABILITY ANALYSIS IN WELLS

Janaína Villela

August/2010

Advisor: José Luis Drummond Alves

Department: Civil Engineering

This work about computer simulation is a contribution to efforts to improve the expertise of engineering and drilling project, especially those related to the stability of wells.

The implemented code does a nonlinear analysis based on the theory of plasticity. The use of an envelope closure (cap) associated with Mohr-Coulomb yield surface. This smooth cap avoids singularity points, making the model more efficient. The implementation of the digging forces simulating the drilling represents more realistically the drilling and the analysis of stability in the surrounding formations.

It presents a sensibility analysis of this code, called PoroNL, with cases reported in the literature on stability analysis of wells that are equivalent to the model implemented for its validation, including suggested criteria for stability as the plastic area and well closure because of plastic deformation. Numerical experiments are conducted in a three-dimensional directional well drilled in calcarenite Quissamã, located in the Campos Basin.

Placed in the context of recent discoveries in carbonate rocks (porous and poorly consolidated) simulations in these kind of rocks are performed. Results show that this type of failure causes compactive deformation areas different from those caused by shear failure.

# Índice

<b>CAPÍTULO 1</b> .....	<b>1</b>
<b>Introdução</b> .....	<b>1</b>
1.1. Motivação.....	2
1.2. Objetivo.....	5
1.3. Estado da Arte da Análise Numérica da Estabilidade de Poços.....	6
1.4. Organização do Texto.....	15
<b>CAPÍTULO 2</b> .....	<b>17</b>
<b>Aspectos Geomecânicos para Projetos de Poços de Petróleo</b> .....	<b>17</b>
2.1. Prospecção do Petróleo.....	17
Métodos Geológicos .....	18
Métodos Potenciais ou Indiretos.....	18
Perfilagem .....	19
2.2. Classificação de Anderson.....	23
2.3. Estimativa de Parâmetros para o Projeto de Poço .....	26
Gradiente de Sobrecarga ou <i>Overburden</i> .....	26
Gradiente de Pressão de Poros.....	27
Propriedades Mecânicas das Rochas.....	31
Tensões <i>in situ</i> .....	34
2.4. Estimativa dos Gradientes de Colapso e Fratura .....	40
Gradiente de Colapso .....	40
Gradiente de Fratura.....	41
2.5. Projeto de Poço.....	44
Projeto Geométrico .....	45

<b>CAPÍTULO 3</b> .....	<b>52</b>
<b>Aspectos Teóricos em Plasticidade e Mecânica do Contínuo Aplicada às Rochas</b> .....	<b>52</b>
3.1. Geomecânica sob a ótica da Mecânica do Contínuo .....	52
3.2. O Problema Não linear e o Modelo Constitutivo Elastoplástico .....	53
Critérios de Escoamento .....	58
3.3. Formulação Forte do Problema Elastoplástico Aplicado à Perfuração de um Poço em um Maciço Rochoso. ....	60
3.4. Formulação Fraca do Problema Elastoplástico: Discretização em Elementos Finitos. ....	62
3.5. Forças de Escavação .....	63
Método da Rigidez Inicial .....	66
3.6. Descrição do Código PoroNL.....	67
 <b>CAPÍTULO 4</b> .....	 <b>71</b>
<b>Validação do Código PoroNL</b> .....	<b>71</b>
4.1. Experimento Numérico I.....	71
Material 1 – Arenito Berea – Poço Vertical.....	75
Material 2 – Arenito – Poço Vertical.....	77
Material 6 – Calcário – Poço Vertical .....	79
Material 7 – Folhelho – Poço Vertical.....	80
Material 2 – Arenito – Poço Horizontal.....	82
4.2. Experimento Numérico II.....	98
Análise Qualitativa .....	102
Análise Quantitativa .....	110
4.3. Experimento Numérico III.....	115
4.4. Experimento Numérico IV .....	121
Poço Vertical .....	123
Poço Horizontal .....	124
4.5. Experimento Numérico V .....	125
Reservatório depletado: $P_e=7,84\text{MPa}$ .....	127
Reservatório pressurizado: $P_e=17,65\text{MPa}$ .....	129

<b>CAPÍTULO 5</b> .....	<b>132</b>
<b>Conclusões</b> .....	<b>132</b>
5.1. Resumo .....	132
5.2. Conclusões e Contribuições.....	133
5.3. Trabalhos futuros.....	135
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>137</b>

# Lista de Figuras

Figura 1.1 - Percentual de poços direcionais e horizontais marítimos com relação ao total de poços perfurados no mar. Adaptado de ROCHA (2006)..	3
Figura 1.2 - Potencial de exploração e produção mundial. Adaptado de OGX (2010).	3
Figura 2.1 - Perfil cáliber e respectiva ferramenta. Adaptado de www.dot.ca.gov.	21
Figura 2.2 - Resposta dos perfis para os diferentes tipos de litologia e fluidos. Adaptado de Rocha <i>et al.</i> (2009).	23
Figura 2.3 - Classificação de Anderson. Adaptado de ZOBACK (2007).	25
Figura 2.4 - Exemplo genérico de pressão anormalmente alta.	29
Figura 2.5 - Representação do leak-off estendido.	36
Figura 2.6 - Resistência à tração da rocha a partir do gráfico de dois ciclos de teste. Adaptado de GONÇALVES (1996).	37
Figura 2.7 - Ultrassônico identificando <i>breakout</i> . Adaptado de ZOBACK (2007).	38
Figura 2.8 - (A) Tensões na parede do poço; (B) tensões devido a deformações; (C) desmoronamento. Reproduzido de ROCHA <i>et al.</i> (2009).	41
Figura 2.9 - Direção de fraturas: (a) tensão horizontal menor que a vertical e sem cisalhamento; (b) tensão horizontal maior que a vertical e sem cisalhamento; (c) tensões cisalhantes não-nulas. Adaptado de BRADLEY (1979).	42
Figura 2.10 - Posicionamento das sapatas de revestimento. Adaptado de ZOBACK (2007).	46
Figura 2.11 - Terminologia usada em poços direcionais. Adaptado de ROCHA <i>et al.</i> (2006).	47

Figura 2.12 - Poço de trajetória Tipo I. Adaptado de ROCHA <i>et al.</i> (2006).....	48
Figura 2.13 - Trajetória Tipo II. Adaptado de ROCHA <i>et al.</i> (2006).....	49
Figura 2.14 - Poço tipo III com KOP profundo. (ROCHA <i>et al.</i> , 2006).....	50
Figura 3.1 - Relação tensão e deformação. Adaptado de CHEN (1975).....	54
Figura 3.2 - Diversas formas de endurecimento. Adaptado de SIMO <i>et al.</i> , (1998).....	58
Figura 3.3 - Critério de Mohr-Coulomb (2D). Adaptado de SOUZA NETO <i>et al.</i> (2008).....	59
Figura 3.4 - Superfície de Mohr-Coulomb no espaço das tensões principais. Adaptado de SOUZA NETO <i>et al.</i> (2008).....	60
Figura 3.5 - Forças de Escavação implementadas por Costa (1984). Reproduzido de POLILLO FILHO (1987). ....	64
Figura 3.6 - Superfície implementada no espaço das tensões principais. Reproduzido de GUEVARA JUNIOR (2006).....	69
Figura 3.7 - Superfície da função de escoamento do cap suave. Reproduzido de GUEVARA JUNIOR (2006).....	70
Figura 4.1 - Malha gerada em ANSYS utilizada no código PoroNL para análise comparativa. ....	72
Figura 4.2 – Malha radial para poços verticais. ....	73
Figura 4.3 - Malha retangular para poços horizontais.....	74
Figura 4.4 - Esquemático de um projeto de poço horizontal em relação ao reservatório. Reproduzido de POLILLO FILHO (1987).....	83
Figura 4.5 - Superfície de ruptura de Mohr Coulomb com cap para $\Delta P=69,75$ $\text{kgf/cm}^2$ .....	90
Figura 4.6 - Áreas plastificadas: .....	91
Figura 4.7 - Áreas plastificadas com $\Delta P=250 \text{ kgf/cm}^2$ : (A) Referência e (B) PoroNL. ....	92

Figura 4.8 - Áreas plastificadas com $\Delta P=400 \text{ kgf/cm}^2$ : (A) Referência e (B) PoroNL. ....	93
Figura 4.9 - Áreas plastificadas com $\Delta P=500 \text{ kgf/cm}^2$ : (A) Referência e (B) PoroNL. ....	94
Figura 4.10 - Superfície de Mohr Coulomb com cap.....	103
Figura 4.11 - Áreas Plastificadas:(A) Referência $\Delta P=50\text{kgf/cm}^2$ ; e $\Delta P=69,75 \text{ kgf/cm}^2$ (B) PoroNL: $X_0=150\text{MPa}$ ; (C) PoroNL: $X_0=45\text{MPa}$ ;	103
Figura 4.12 - Superfície de Mohr Coulomb com cap $\Delta P=250 \text{ kgf/cm}^2$ . (A) $X_0=150\text{MPa}$ e (B) $X_0=25\text{MPa}$ .	104
Figura 4.13 - Áreas Plastificadas $\Delta P=250\text{kgf/cm}^2$ :	105
Figura 4.14 - Superfície de Mohr Coulomb com cap $\Delta P=400 \text{ kgf/cm}^2$ . (A) $X_0=-150\text{MPa}$ e (B) $X_0=30\text{MPa}$ .	106
Figura 4.15 - Áreas Plastificadas $\Delta P=400\text{kgf/cm}^2$ : (A) Referência; (B) PoroNL: $X_0=150\text{MPa}$ ; (C) PoroNL: $X_0=30\text{MPa}$ .	107
Figura 4.16 - Superfície de Mohr-Coulomb com cap $\Delta P=500 \text{ kgf/cm}^2$ : (A) $X_0=150\text{MPa}$ e (B) $X_0=35\text{MPa}$ .	108
Figura 4.17 - Áreas Plastificadas $\Delta P=500\text{kgf/cm}^2$ : (A) Referência; (B) PoroNL: $X_0=150\text{MPa}$ ; (C) PoroNL: $X_0=35\text{MPa}$ .	109
Figura 4.18 - Envelopes de ruptura em rochas carbonáticas e suas porosidades iniciais. (Reproduzido de BAUD <i>et al.</i> , 2009).	110
Figura 4.19 - Malha de elementos finitos. Reproduzido de MULLER (2008)..	116
Figura 4.20 - Área plastificada para diferentes valores de PI.....	118
Figura 4.21 - Resultado qualitativo da região plastificada obtido pelo código PoroNL. ....	120
Figura 4.22 - Representação parcial de um modelo tridimensional em elementos finitos para poços direcionais. Reproduzido de EWIS (1993).....	122

Figura 4.23 - Comparativo das regiões plastificadas para diferentes pesos de fluido.....	124
Figura 4.24 - Malha tridimensional com simetria em relação ao eixo Z.....	126
Figura 4.25 - Região plastificada em reservatório depletado com peso de fluido de 7,84MPa. ....	128
Figura 4.26 - Deslocamento máximo na parede de um poço em reservatório depletado com peso de fluido de 7,84MPa. ....	129
Figura 4.27 - Região plastificada em reservatório pressurizado com peso de fluido de 21,81 MPa. ....	130
Figura 4.28 - Deslocamento máximo na parede de um poço em reservatório pressurizado com peso de fluido de 21,81MPa.....	131

# Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Relação entre os parâmetros medidos pelos perfis e suas propriedades derivadas. Adaptado de ROCHA (2006) <i>et al.</i> .....	20
Tabela 2.2 - Módulos relativos entre as tensões e regimes de falhas.....	24
Tabela 2.3 - Tempo de trânsito da matriz das rochas.....	27
Tabela 2.4 - Classificação da pressão de poros e gradiente. ....	28
Tabela 2.5 - Principais métodos para a estimativa da pressão de poros. ....	30
Tabela 2.6 - Principais métodos de estimativa de gradiente de fratura. Adaptada de PEREIRA (2007).....	43
Tabela 4.1 - Parâmetros característicos das formações. (POLILLO FILHO, 1987). ....	75
Tabela 4.2 - Região plastificada (material 2). Comparação entre referência e PoroNL. ....	78
Tabela 4.3 - Região plastificada (material 6). Comparação entre Polillo e poroLN.....	79
Tabela 4.4 - Região plastificada (material 7). Comparação entre Referência e poroLN.....	82
Tabela 4.5 - Análise de sensibilidade através da variação de $X_0$ .....	101
Tabela 4.6 - Parâmetros utilizados na Análise. Adaptado de MULLER (2008). ....	116
Tabela 4.7 - Resultados quantitativos da região plastificada. ....	120
Tabela 4.8 - Propriedades da rocha e condições <i>in situ</i> . Adaptado de EWIS (1993). ....	123
Tabela 4.9 - Parâmetros do modelo de poço perfurado no Mb. Quissamã. ...	126

# Lista de Gráficos

Gráfico 3.1 - Tensão-deformação: (a) tensão inicial dada por $\sigma_y$ . (b) Processo iterativo até a solução em B.....	67
Gráfico 4.1 - Tensão radial com afastamento do poço segundo código PoroNL.....	76
Gráfico 4.2 – Detalhe próximo à parede do poço da tensão radial com afastamento segundo código PoroNL.....	76
Gráfico 4.3 - Comparação entre as regiões plastificadas (material 2): referência e PoroNL.....	78
Gráfico 4.4 - Comparação entre as regiões plastificadas (material 6): Referência e PoroNL.....	80
Gráfico 4.5 - Comparação entre as regiões plastificadas (material 7): Referência e PoroNL.....	82
Gráfico 4.6 - Poço horizontal - tensão radial: visão geral.....	86
Gráfico 4.7 - Poço horizontal - tensão radial: detalhe próximo à parede do poço.....	86
Gráfico 4.8 - Poço horizontal - tensão longitudinal: visão geral.....	87
Gráfico 4.9 - Poço horizontal - tensão longitudinal: detalhe próximo à parede do poço.....	87
Gráfico 4.10 - Poço horizontal - tensão circunferencial: visão geral.....	88
Gráfico 4.11 - Poço horizontal - tensão circunferencial: detalhe próximo à parede do poço.....	88
Gráfico 4.12 - Poço horizontal – tensão radial: visão geral.....	95
Gráfico 4.13 - Poço horizontal – tensão radial: detalhe próximo à parede do poço.....	95

Gráfico 4.14 - Poço horizontal – tensão longitudinal: visão geral.....	96
Gráfico 4.15 - Poço horizontal – tensão longitudinal: detalhe próximo à parede do poço.....	96
Gráfico 4.16 - Poço horizontal – tensão circunferencial: visão geral.....	97
Gráfico 4.17 - Poço horizontal – tensão circunferencial: detalhe próximo à parede do poço.....	97
Gráfico 4.18 - Poço horizontal – tensão radial: visão geral.....	112
Gráfico 4.19 - Poço horizontal - tensão radial: detalhe próximo à parede do poço.....	112
Gráfico 4.20 - Poço horizontal – tensão longitudinal: visão geral.....	113
Gráfico 4.21 - Poço horizontal – tensão longitudinal: detalhe próximo à parede do poço.....	113
Gráfico 4.22 - Poço horizontal - tensão circunferencial: visão geral.....	114
Gráfico 4.23 - Poço horizontal - tensão circunferencial: detalhe próximo à parede do poço.....	114
Gráfico 4.24 - Evolução das respostas durante o processo de busca. Reproduzido de MULLER (2008). .....	119
Gráfico 4.25 - Comparativo de áreas plastificadas: Referência e PoroNL.....	121
Gráfico 4.26 - Pesos de fluido exigido em relação a inclinação de um poço por diferentes critérios. Adaptado de EWIS (1993). .....	123

# Nomenclatura

**Acidificação:** técnica de estimulação de formações na qual injeta-se uma solução ácida na formação, a fim de aumentar ou recuperar a permeabilidade da formação ao redor do poço.

**Blowout:** fluxo descontrolado de um poço devido a alguma falha no seu sistema de controle de pressão. Pode ser de hidrocarbonetos e/ou água.

**Breakouts:** zonas de desmoronamento e ruptura por cisalhamento, em lados opostos do poço, ovalização da seção transversal de um poço, com o eixo maior paralelo a menor tensão horizontal.

**Dogleg Severity (DLS):** é o ângulo dividido pelo comprimento perfurado. Dado em  $^{\circ}/30\text{m}$  ou  $^{\circ}/100\text{pés}$ .

**Dogleg:** é o ângulo no espaço formado por dois vetores tangentes à trajetória do poço em dois pontos considerados.

**Extended Leak-off Test (ELOT):** ou teste de absorção estendido é uma versão prolongada do LOT que além de estimar o gradiente de fratura da formação, estima sua tensão mínima horizontal e a resistência à tração da rocha.

**Frac-pack:** combinação entre as técnicas de fraturamento hidráulico e gravel pack, com a vantagem de controlar a produção de areia sem introduzir a perda de carga adicional imposta pelos gravel packs.

**Fraturamento:** técnica de estimulação de formações a partir da injeção de um fluido (fraturante) na formação, sob uma pressão suficientemente alta para fraturar a formação. Associado ao fluido, é introduzido na rocha um material granulante para manter a abertura da fratura, formando desta forma, um canal permanente, de alta permeabilidade, para o escoamento de hidrocarboneto entre a formação e o poço.

**Gamma Ray:** ou perfil gamma ray mede a radioatividade da formação. Sendo assim, reflete o conteúdo de seqüências argilosas de uma formação.

**Gravel pack:** introdução de material granulante na formação no intuito de controlar a produção de areia.

**Janela Operacional:** define o peso do fluido de perfuração a ser utilizado na execução do projeto, cujos limites são os parâmetros gradientes de fratura e colapso, respectivamente, o superior e inferior.

**Kick:** fluxo de fluido indesejável oriundo da formação que se não controlado, torna-se um *blowout*.

**Leak-off test (LOT)** ou teste de absorção clássico: teste executado sobre a formação para a estimativa de sua tensão de fratura.

**Logging While Drilling (LWD):** ou perfilagem em tempo real mede as propriedades da formação durante a perfuração antes que o fluido invada a formação profundamente tais como *gamma ray*, resistividade, sônico, cáliper, neutrão, densidade, ressonância magnética

**Measured While Drilling (MWD):** medição de parâmetros relativos à perfuração e à formação tais como *gamma ray*, direção, inclinação, direção de broca, pressão, temperatura, vibração das ferramentas, choque, torque durante a perfuração

**MEF:** Método dos Elementos Finitos

**Minifrac:** teste de fraturamento em menor escala realizado anteriormente a operação de fraturamento hidráulico propriamente dito com o objetivo de confirmar os parâmetros estimados e a resposta da formação ao tratamento.

**Mudlogging:** banco de dados detalhado de um poço pro traduz informações sobre a litologia da formação e fluidos contidos nela

**Nearbalanced:** perfuração realizada quando a pressão do fluido de perfuração é equivalente a pressão de poros da formação sendo perfurada.

**Offshore** – atividades realizadas no mar.

**Overbalanced:** perfuração realizada quando a pressão do fluido de perfuração é superior a pressão de poros da formação sendo perfurada.

**Overburden:** é o peso das camadas sobrepostas a um elemento de rocha. É calculado a partir da densidade das formações.

**Pack-offs:** acúmulo de cascalhos no anular do poço, com empacotamento dos sedimentos. São possíveis causas: desabamento das paredes, limpeza ineficiente do fluido de perfuração, fluido com interação demasiada com a formação. Aumentam o risco de prisão de coluna.

**Sidetrack:** técnica típica de perfuração direcional em que um desvio realizado a partir de um poço já perfurado.

**Step Rate Test (SRT):** teste executado anteriormente a operação de fraturamento para identificação da vazão e pressão ótimas de injeção e pressão.

**Underbalanced:** perfuração realizada quando a pressão do fluido de perfuração é inferior a pressão de poros da formação sendo perfurada.

**Wireline:** ou perfilagem a cabo mede as propriedades da formação após a perfuração do poço para caracterização e avaliação econômica do reservatório. Ideal para poços verticais ou de baixa inclinação (até 50°).

# Capítulo 1

## Introdução

A estabilidade é um conceito-chave na elaboração de projetos de poços de petróleo principalmente pelo crescente desenvolvimento de poços de alta inclinação, horizontais e de grande extensão. Os problemas causados por instabilidade (perda de tempo de perfuração, prisão de coluna, baixa qualidade de perfis, dificuldade na descida de revestimentos) implicam em custos altíssimos, acarretando, nos casos mais graves, a perda da locação.

O Plano Estratégico da Petrobras 2010-2014 (2010) prevê investimentos de US\$ 118,8 bilhões em exploração e produção, demonstrando a relevância de estudos em poços, sobretudo em estabilidade. Tal estudo se apresenta com uma dificuldade imediata: a medição direta de parâmetros necessários para uma análise de estabilidade é bastante onerosa e em alguns casos extremamente difícil. A utilização de poços de correlação possui um vasto range de variação dos dados. Trata-se de um obstáculo para uma análise de estabilidade eficiente.

Neste contexto, a utilização de simuladores numéricos se apresenta como uma importante ferramenta para o planejamento e execução de um poço. Os avanços tecnológicos na área da computação têm permitido o uso de modelos cada vez mais

complexos e refinados os quais possibilitam simulações cada vez mais realistas, culminando na otimização dos projetos e redução dos custos.

Este trabalho se propõe a realizar uma análise de sensibilidade de um código em elementos finitos com implementação elastoplástica (PoroNL), a partir de resultados reconhecidos da literatura e aplicados à engenharia de perfuração moderna.

## **1.1. Motivação**

A exploração e produção de petróleo nos campos brasileiros têm crescido significativamente. Segundo a PETROBRAS (2010), considerando-se apenas os campos no Brasil, a produção média de petróleo e gás alcançou 2.315.117 boed (barril de óleo equivalente por dia) em junho de 2010. Esse volume representa um aumento de 2,7% em relação ao mesmo mês de 2009.

A produção exclusiva de petróleo dos campos nacionais chegou a 1.977.793 barris diários. Esse resultado reflete um crescimento de 2,6% em relação ao mesmo mês de 2009. A produção de gás natural dos campos nacionais atingiu 53 milhões 630 mil metros cúbicos diários em junho, mantendo-se nos mesmos níveis em relação ao mês anterior e ao mesmo mês de 2009.

O desenvolvimento de campos já maduros e os desafios advindos das recentes descobertas, denominados pré-sal têm imposto a adoção de projetos ousados de exploração em cenários complexos para uma maior varredura dos reservatórios, como poços de grande inclinação, longo alcance, horizontais e multilaterais, alguns perfurados em formações submetidas à elevada temperatura e pressão. A Figura 1.1 exemplifica o aumento no número desses poços nos últimos anos.

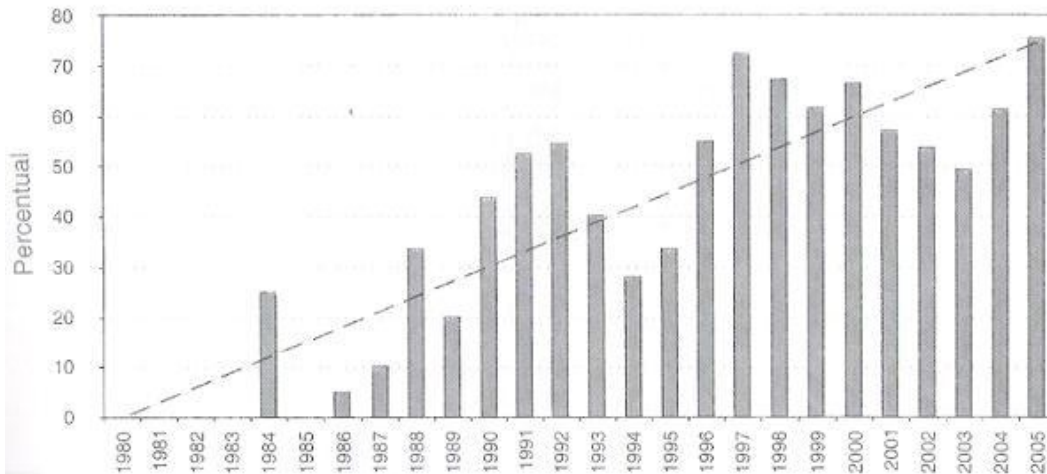


Figura 1.1 - Percentual de poços direcionais e horizontais marítimos com relação ao total de poços perfurados no mar. Adaptado de ROCHA (2006).

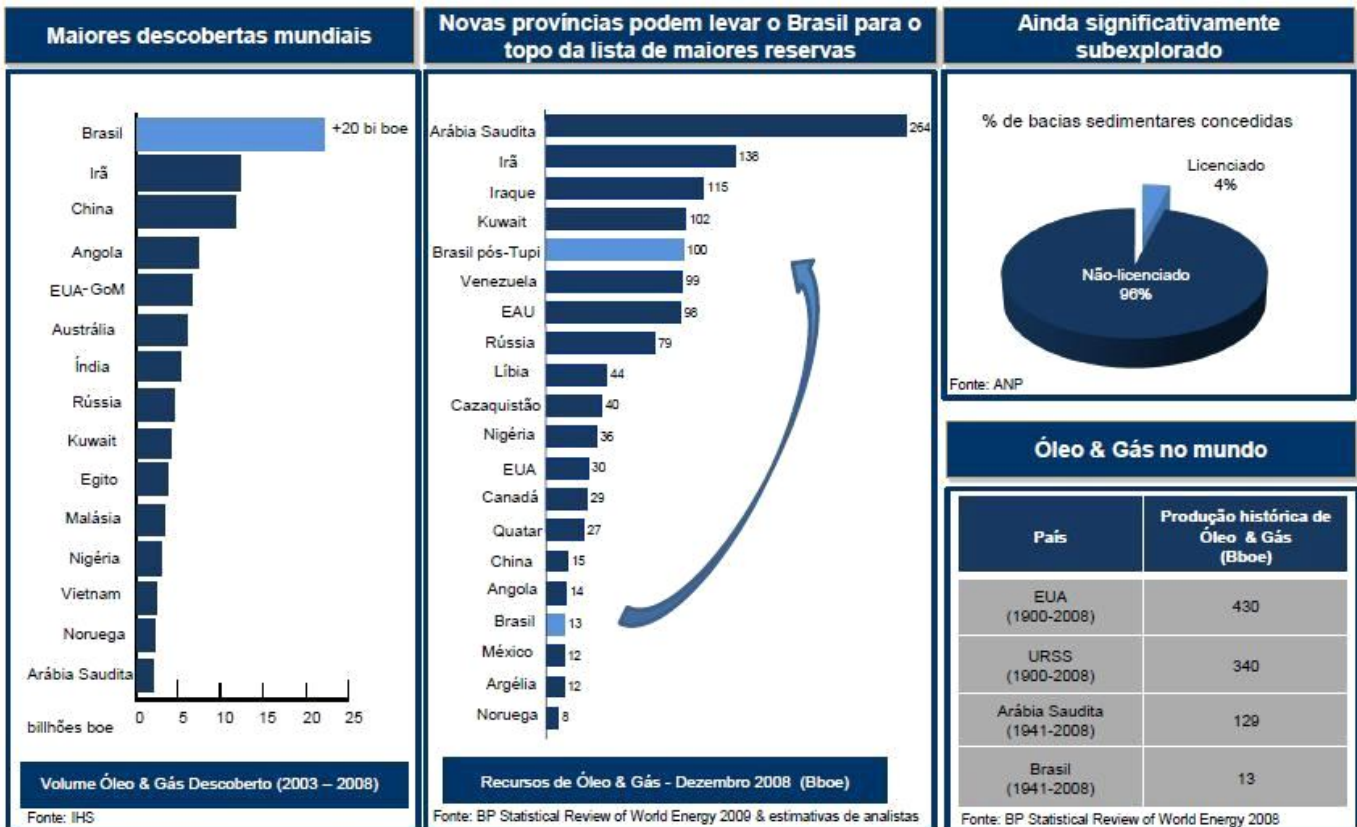


Figura 1.2 - Potencial de exploração e produção mundial. Adaptado de OGX (2010).

Segundo VIANA (2008), a Petrobras confirmou, em novembro de 2008, a descoberta de um patrimônio de US\$ 800 bilhões nas profundezas do litoral brasileiro. Maior jazida de petróleo e gás natural até hoje encontrada no Brasil o megacampo de Tupi teve um impacto extraordinário nos quatro cantos do globo: com um volume estimado de 5 a 8 bilhões de barris (metade das atuais reservas nacionais), o Brasil passaria a ter o equivalente a países como Nigéria e Venezuela, entrando facilmente para o grupo dos dez maiores produtores mundiais, conforme pode ser visto na Figura 1.1.

VILLARROEL *et al.* (2004) ressalta que prever e evitar instabilidades é fundamental para minimizar os custos de desenvolvimento de um campo de petróleo. Aproximadamente 10 a 15% do tempo de perfuração de um poço estão relacionados à estabilidade. MOHIUDDIN *et al.* (2007) menciona que 33% dos poços horizontais contemplados em seu estudo apresentaram instabilidades. De um total de 60 poços analisados em seu trabalho, mais de 50% apresentou *breakouts* sendo que prisão de coluna e *pack-offs* foram problemas freqüentemente detectados em perfuração. Em virtude dos custos de uma sonda em atividade *offshore* bem como demais equipamentos e mão de obra especializada é um fator de grande destaque em um projeto de poço, ficando evidente o interesse da indústria em minimizar e/ou evitar tais problemas.

O exposto acima reforça a necessidade do desenvolvimento de ferramentas que possibilitem a análise da estabilidade e forneçam mais informações para a elaboração do projeto de poço eficiente e seguro. E a análise numérica, em virtude do número elevado de variáveis envolvidas neste problema, desponta como uma atraente alternativa principalmente devido aos baixos custos envolvidos (quando comparado aos custos de uma análise direta). Adicionalmente, a análise numérica permite o desenvolvimento de modelos que simulem a variabilidade de parâmetros existentes na formação, a geometria complexa dos poços atuais, análises tanto plásticas quanto

elásticas em meio contínuo ou poroso. Criam-se assim novas possibilidades para que os projetos de perfuração não se baseiem exclusivamente na experiência advinda do corpo técnico de engenheiros das companhias e de dados obtidos em poços já perfurados (poços de correlação), fato ainda comum segundo SATO (1992).

## 1.2. Objetivo

Essa dissertação, na área de simulação computacional, é uma contribuição aos esforços realizados para o aprimoramento do conhecimento tecnológico na engenharia de perfuração e projeto, especificamente na avaliação da estabilidade de poços de petróleo.

O modelo desenvolvido por GUEVARA JUNIOR (2006) trata o problema do colapso de poros (redução drástica e irreversível na porosidade do meio) em rochas reservatórios de petróleo se baseando na teoria da plasticidade. A superfície de escoamento suave, *capmodel*, (associação da envoltória de Mohr-Coulomb com cap para ruptura por porocolapso) evita pontos de singularidade (descontinuidade da derivada da função que define a superfície de escoamento) tornando o modelo mais eficiente. Trata-se da continuidade da linha de pesquisa desenvolvida por COELHO (2001) e TISSER (2004).

Este trabalho apresenta uma análise de sensibilidade do código em elementos finitos (PoroNL), com comportamento elastoplástico, endurecimento isotrópico e plasticidade perfeita. Trata-se de um comparativo com o estado da arte em análise de estabilidade para validação da implementação. Simulações para avaliação de formações suscetíveis ao porocolapso também foram realizadas. Por fim, foram obtidos resultados para um poço inclinado perfurado no Membro Quissamã, calcarenito cujos parâmetros são representativos de materiais encontrados nos poços desenvolvidos atualmente na exploração de petróleo.

### **1.3. Estado da Arte da Análise Numérica da Estabilidade de Poços**

São muitas as variáveis contempladas em estudos recentes sobre a estabilidade de poços como os efeitos térmicos, interação físico-química entre fluido e rocha, orientação e inclinação do poço, critérios de falha utilizados e modelos constitutivos, resposta transiente, entre outras (MULLER *et al.*, 2009). A integração de todas elas, somada aos dados obtidos através de testes laboratoriais em amostras e perfis de reconhecimento a relevância da análise numérica.

Há diferentes abordagens para a avaliação da estabilidade através do estado de tensões no entorno do poço, ressaltando-se análises elásticas (HUBBERT *et al.*, 1957) e poroelásticas (CUI *et al.*, 1995), analíticas (CUI *et al.*, 1997) e numéricas (GUEVARA JUNIOR, 2006), estáticas (BRADLEY, 1979) e transientes (COPPE/UFRJ, 2001).

DUMANS *et al.* (1995) propõe uma análise de incertezas relacionadas ao projeto do poço usando lógica fuzzy e Método de Monte Carlo utilizando um modelo elástico linear. No seu trabalho, a análise se restringe a variação do ângulo de atrito e gradiente de poropressão. Os resultados mostraram que uma pequena variação em um dos parâmetros pode mudar sensivelmente a janela operacional. A lógica fuzzy leva a resultados mais conservadores que o Método de Monte Carlo.

GONÇALVES *et al.* (1996) apresenta uma análise de estabilidade em calcários na Bacia de Santos com o objetivo de identificar a causa de alargamentos nos poços lá perfurados. O colapso da formação pode ser analisado segundo dois aspectos principais: o primeiro corresponde ao colapso induzido somente pela parcela desviatória do tensor de tensões onde se adota o critério de Mohr-Coulomb; o segundo induzido pela parcela desviatória esférica adotando-se o critério de Mohr-Coulomb com cap. Na análise com o foco no efeito junto à parede do poço durante a vida útil do campo, considera-se a redução da pressão estática do reservatório e

aplica-se a depleção medida em relação à pressão do fundo do poço na mesma data. A distribuição da poropressão é calculada pela solução de Laplace, sendo acoplada a solução mecânica. Utiliza-se para o modelo deste estudo o MEF elastoplástico. É adotado nas análises o critério de plastificação de Mohr-Coulomb tradicional, sem a implementação do modelo de fechamento.

FERREIRA *et al.* (1997) apresenta um simulador com o objetivo de determinar um peso de fluido para estabilidade de poço no que se refere a colapso (tensões de compressão) e *breakdown* (tração).

O campo de tensões foi obtido através de ensaios em laboratórios e dados de campo. A propagação da fratura e decaimento de pressão foi feito através de SRT (*Step Rate Test*). Com relação às propriedades geomecânicas, estas foram estimadas através de ensaios em laboratório. O critério de falha adotado foi o de Mohr-Coulomb. As constantes elásticas foram determinadas pelas velocidades compressoriais e cisalhantes e perfis densidades

O programa utilizado para estabilidade mecânica utiliza o MEF considerando o estado plano de deformação. A lei constitutiva do material é elastoplástica e a solução foi acoplada mecânica-hidraulicamente através da solução da equação de Laplace para a difusão da poropressão.

BLOCH *et al.* (1998) apresenta uma análise de sensibilidade de diferentes abordagens e parâmetros importantes para o estudo de instabilidade de poços utilizando para isso um simulador analítico desenvolvido pelo Instituto de Mecânica das Rochas da Universidade de Oklahoma que calcula o peso de fluido necessário para manter a estabilidade do poço em função das tensões *in situ* e das propriedades mecânicas da rocha com formulação poro-elástica acoplada.

Uma nova metodologia utilizando dados de perfis *Gamma Ray* e testes estáticos em laboratórios são sugeridos como alternativa as correlações utilizadas provenientes de perfis acústicos. A interação entre as argilas e o fluido de perfuração

foi inferida com a utilização do *Nuclear Magnetic Resonance* (NMR). (Estudos complementares utilizando Raio-X e tomografia computadorizada estão descritos em SANTOS (2004). A integração destes métodos com os resultados provenientes do LWD possibilitam a previsão de problemas de instabilidade de poço em tempo real.

A solução poro-elástica é considerada pela aplicação da solução de Laplace para fluxo monofásico permanente. A poropressão é aplicada ao maciço, provocando uma variação no estado de tensões efetivas ao longo do mesmo com a conseqüente variação volumétrica devido ao processo. Essa solução é acoplada ao comportamento mecânico da parte sólida através de analogia com um modelo termo-elastoplástico. Para a simulação do comportamento mecânico foi utilizada a técnica de remoção de elementos, de modo a simular a escavação do maciço rochoso. Nesta fase foram aplicadas ao longo das paredes do poço, forças nodais equivalentes iguais, mas de sentido oposto às tensões originais da formação. Adicionalmente foi aplicado um diferencial de pressão equivalente à diferença entre a pressão estática do reservatório e o gradiente do fluido de perfuração. Nesta situação pode-se considerar ou não o estabelecimento de fluxo pela formação. A formação foi discretizada em elementos finitos isoparamétricos de 8 nós, totalizando 600 elementos e 1551 nós. As simulações foram feitas considerando-se o fluido como penetrante e não penetrante e as formações eram competentes para nível de tensões analisado. Conclui-se do estudo que o alargamento ocorreu em virtude da falha por cisalhamento. E que outros ensaios devem ser feitos para obter-se o valor mais realista das tensões *in situ* além da repetição da análise com simuladores tridimensionais com melhor tratamento para o caso de líquido penetrante. O autor destaca como diferencial no trabalho a abordagem da variação da permeabilidade com a mudança dos estados de tensões e deformações que são impostas ao reservatório no decorrer da vida produtiva dos campos.

FUNG *et al.* (1999) realiza uma avaliação das tensões em um poço horizontal aberto. Em falhas por compressão (quando o campo de tensões desviatórias é superior a resistência ao cisalhamento), materiais frágeis provocam alargamento do poço. Já em materiais plásticos, pode ocorrer estreitamento do diâmetro e prisão de coluna. Quando não há formação do reboco efetivo (condição de fluido penetrante) uma redução significativa na tensão efetiva pode ocorrer, acarretando na diminuição de sua resistência. O simulador desenvolvido no trabalho de FUNG *et al.* (1999), específico para formações inconsolidadas (com pouca ou nenhuma coesão), usa o MEF com algoritmo de retorno implícito (que considera endurecimento e degradação) e plasticidade utilizando campo desviatório de tensões. Neste modelo, um limite de tensão é incluído no envelope de falha enquanto que a superfície de escoamento é descrita por Drucker-Prager generalizada para acomodar curvas no regime das tensões principais mínimas, que são constantemente observadas em teste de baixa tensão em areias inconsolidadas.

FRYDMAN *et al.* (2000) apresenta um modelo acoplado químico-hidro-mecânico para a análise de estabilidade de poços em argilas. Tal modelo bidimensional em elementos finitos objetiva estabelecer limites para a concentração de sal no fluido de perfuração quando em contato com camadas argilosas que interagem, podendo gerar instabilidades. O meio é considerado poroelastoplástico. A solução do problema contempla conservação da massa de fluido e de íons e equações de equilíbrio.

SILVA *et al.* (2001) apresenta um estudo sobre a influência que o estado de tensões atuantes em um campo de petróleo exercem em um poço. Para a determinação das tensões *in situ* utilizou-se: análise de *breakouts* para a determinação das direções principais horizontais e o método da inversão do LOT para o módulo das mesmas. O simulador utilizado adota o estado plano de deformação e um

comportamento elástico linear da rocha. Conclui que a anisotropia das tensões horizontais pode ser crucial para o projeto de poços direcionais.

GIL *et al.* (2002) propõe uma comparação de resultados numéricos considerando modelos plástico e elástico além de variações na inclinação do poço com o intuito de desenvolver uma visão global dos efeitos da variação de tensões em um projeto de poço. O modelo utiliza o MEF considerando os materiais como elastoplásticos (representando melhor comportamento das rochas). São considerados três cenários de tensões: reservatórios rasos, médios e profundos além de diversas inclinações. O método de estimativa das propriedades utilizadas, contudo, não é descrito. Conclui-se que em uma inclinação de 45°, a concentração de tensões se intensifica para todos os tipos de material e cenário. Rochas com comportamento elastoplástico suportam maior condição de carregamento. A inclinação do poço é um parâmetro relevante em sua estabilidade. Em grandes profundidades, o caráter (elástico ou plástico) exerce influência na concentração de tensões.

VILLARROEL *et al.* (2004) apresenta um estudo paramétrico para identificar a influência da orientação do poço, considerando também a condição de fluxo de fluido entre a rocha e o poço para sua estabilidade. Para isso, utilizou um modelo com critério de escoamento de Mohr-Coulomb.

Concluiu-se deste estudo que para fluido não penetrante a pressão de colapso inferior não varia significativamente em relação ao azimute, mesmo quando as tensões são diferentes. Já para fluido penetrante, verificou-se que para inclinações entre 20° e 50° há uma maior abertura na janela de estabilidade (ou operacional) quando as tensões horizontais são diferentes, logo, não se sustenta o fato de que considerar as tensões horizontais iguais é sempre a favor da segurança. O colapso inferior apresenta suaves variações com a inclinação do poço quando a condição é fluido não penetrante, independente da orientação do poço em relação às tensões horizontais e

se estas são iguais ou não. Em relação aos colapsos, conclui-se que a pior situação para se perfurar um poço inclinado é alinhando-o com a tensão horizontal maior.

A única situação em que um poço inclinado apresenta uma janela de estabilidade mais ampla do que a de um poço vertical é para a condição de fluido não penetrante e tensões horizontais iguais. Quando a condição é fluido penetrante, observa-se um acentuado estreitamento da janela de estabilidade, devido à elevação da pressão de poros ao redor do poço.

MORITA (2004) relata experiências de campo demonstrando que quando a tensão vertical é a máxima tensão principal, a direção do poço não influi em sua estabilidade ao contrário de sua inclinação. Neste caso, a pressão de colapso também não se afeta pela orientação. A estabilidade é dominada mais fortemente pela máxima tensão radial atuante na parede após colapsos locais do que pela diferença entre as duas tensões principais horizontais. MORITA (2004) discute a relevância da orientação do poço na estimativa de sua pressão de colapso segundo os seguintes aspectos: utilizando dados de testes laboratoriais e de campo, avaliação da orientação do poço no gradiente de pressão e na não linearidade tensão x deformação. O modelo gerado é não linear e sua calibração foi feita a partir de testes triaxiais e de dados *in situ*. Conclui-se que a orientação do poço não interfere na sua estabilidade quando sua direção varia entre a direção da média e da mínima tensão principal *in situ*. No entanto, a inclinação, no plano de maior tensão, afeta a estabilidade. Um poço permanece estável mesmo após o início de um *breakout* (governados pela máxima tensão tangencial horizontal), podendo não haver instabilidade total. A estabilidade depende significativamente da sua tensão máxima radial a qual é função da sua inclinação considerando-se a tensão vertical a tensão principal maior. O modelo, no entanto, não inclui o comportamento pós-falha.

TORRES *et al.* (2005) propõe uma análise de sensibilidade com variação das trajetórias de poços através de zonas fraturadas identificadas por anomalias de

velocidade em perfil sônico. O modelo foi calibrado com imagens e testes triaxiais de amostras. O trabalho sugere o LOT estendido para estimativa das tensões principais horizontais e perfis sônicos para avaliação da direção das tensões e propriedades da rocha. A atualização do modelo foi feita em tempo real através de MWD, dados de perfuração, eventos identificados durante a perfuração, *mudlogs* e ELOT. Para as propriedades físicas da rocha, um modelo geoestatístico é proposto. Foi usado um sismograma sintético para as correlações necessárias. A poropressão é medida pelo perfil velocidade ou resistividade, as tensões horizontais mínimas e máximas foram inferidas respectivamente pelo ELOT e por perfis de imagens identificando falhas por cisalhamento.

YAMAMOTO *et al.* (2006) desenvolve um modelo numérico capaz de simular a instabilidade em argilas onde anisotropia e heterogeneidade são comuns, para otimização do peso de fluido a ser usado na perfuração. A baixa permeabilidade deste material torna o acoplamento fluido-dinâmico importante. O estudo engloba análise estatística de dados de poços de correlação, dados de *wireline* e LWD, testes laboratoriais, análise química e mineralógica da formação e do fluido e estudos numéricos. O modelo elaborado através do método das diferenças finitas é tridimensional com disposição laminar de material heterogêneo e poro-elástico. Apresenta também anisotropia na resistência e permeabilidade. As tensões horizontais foram estimadas pelo *minifrac* e *acidfrac* para a mínima e *breakouts* e fraturas induzidas para a máxima. O sônico forneceu a densidade vertical. Foram analisados 3 poços com diferentes orientações, inclinações e peso de fluido. Apesar da condição de tensão em falhas transcorrentes, a região em colapso é maior em poços inclinados (talvez pela ausência de reboco e penetração de fluido) e se torna maior com o aumento do peso de fluido. Todavia, o peso de fluido maior diminui a área de falha quando há formação do reboco. Ou seja, em regime de falhas normal, o peso de fluido influencia menos embora maiores desvios causem maiores regiões de falhas.

MULLER *et al.* (2008) propõe um procedimento numérico, via MEF, de processos fluido-mecânico acoplados para determinação dos limites superior e inferior de janela operacional que garantam a estabilidade dos poços segundo critérios de falhas estabelecidos.

Outro trabalho apresentado por MULLER (2009) *et al.* propõe avaliar a janela operacional considerando a variabilidade espacial das propriedades mecânicas e hidráulicas da formação e a variação simples da poropressão e tensões *in situ*. Para isso, foi usado o MEF com acoplamento fluido-mecânico e comportamento do material elastoplástico. O Método de Monte Carlo é utilizado para a determinação dos limites inferior e superior da janela operacional. Para descrever o comportamento elastoplástico não linear é utilizado o modelo constitutivo de Mohr-Coulomb. A rocha assume comportamento plástico perfeito. O exemplo numérico é constituído por elementos isoparamétricos de 4 nós, totalizando 4800 elementos e 4960 nós. Utilizando-se da simetria observada no problema, foi modelado  $\frac{1}{4}$  de poço para a análise determinística. A análise estocástica foi realizada com modelo completo. Os valores usados em ambas as análises são representativos de materiais reais e condições encontradas em poços produtores atuais. Deste trabalho, pode-se concluir que a análise estocástica fornece uma janela operacional mais estreita quando comparada a determinística além de apresentar risco de falha menor. Conseqüentemente, a variação espacial das propriedades e das condições iniciais do problema interfere significativamente na estabilidade do poço.

AHMED *et al.* (2009) usa um modelo em MEF tridimensional em formações produtoras arenosas não consolidadas com o objetivo de avaliar o risco de instabilidades nos poços durante a perfuração, propondo um peso de fluido compatível bem como o azimute (direção) segundo o qual o poço deve ser perfurado. A análise verifica a sensibilidade do modelo com relação a variações nos pesos de fluido. Para a análise geomecânica, propõe uma total integração entre os dados disponíveis de

resistência da rocha, deformabilidade, tensões *in situ* e poropressão para calibração do modelo.

AHMED (2009) adota o critério de escoamento de Drucker-Prager e parâmetros de endurecimento de um modelo hiperbólico. A formação arenosa é considerada um material elastoplástico caracterizado pelo módulo de Young e coeficiente de Poisson. A resistência da rocha e seu ângulo de atrito foram definidos por ensaios de laboratório. O gradiente de pressão de poros foi obtido em perfis. A direção da tensão horizontal máxima foi determinada por imagem ou calíper orientado ou pela anisotropia nas ferramentas sônicas. Seu módulo, no entanto, não podendo ser medido diretamente, foi inferido a partir de perfis, imagens e calípers de regiões com falhas. Já a tensão horizontal mínima foi estimada pelo leakoff test, (LOT). O *overburden* foi determinado pelo perfil densidade. Este trabalho conclui, entre outros aspectos, que a região estudada tem um cenário de falhas normal, sendo o *overburden* a máxima tensão principal e que poços horizontais podem ser perfurados em qualquer direção devido à insignificante anisotropia entre as tensões principais horizontais. Por fim, indica o peso de fluido necessário para a operação.

MOHIUDDIN *et al.* (2009) apresenta um trabalho cujo objetivo é identificar as causas de instabilidade em poços num campo *offshore* arábico. Um programa foi desenvolvido usando elasticidade linear para o comportamento do material e o critério de Mohr-Coulomb e três modos de Drucker-Prager (inferior, médio e superior) para comparação. Dados de poços de correlação são usados para identificar os parâmetros relativos a tensões e propriedades geomecânicas.

Para as análises, foram considerados poços verticais, direcionais e horizontais. Da amostragem do campo, os maiores problemas com instabilidade estão em poços horizontais (média de 7 problemas por poço). Quanto à inclinação, é maior a incidência de repasse com o aumento desta, chegando a 100% de comprimento repassado (o cálculo é explicado no trabalho) em poços com 75° perfurados com fluido

sintético. Já com relação ao azimute, no conjunto de poços analisados, identificou-se que poços perfurados paralelamente a tensão máxima horizontal apresentaram maiores problemas com instabilidade.

Comparando-se os critérios utilizados, observou-se que o critério de Drucker-Prager superior foi o mais otimista. Os outros três critérios (Mohr-Coulomb, Drucker-Prager médio e inferior) tiveram resultados semelhantes. Para poços verticais, exceto Drucker-Prager superior, bons resultados para o peso de fluido foram obtidos. No entanto, para poços horizontais e direcionais as estimativas de peso de fluido para estabilizar o poço foram extremamente altas. Este trabalho ressalta desta maneira, como diferentes critérios de ruptura podem intervir nos resultados finais de uma análise, evidenciando a complexidade do estudo de estabilidade de poços de petróleo.

#### **1.4. Organização do Texto**

Após este capítulo de introdução, serão descritos os aspectos geomecânicos mais relevantes para o desenvolvimento de um projeto de poço e análise de sua estabilidade: métodos de prospecção e parâmetros utilizados.

No capítulo três serão abordados conceitos relacionados à teoria do contínuo e da plasticidade, ambos utilizados neste trabalho, bem como a implementação numérica adotada. São descritos resumidamente os critérios de escoamento e as particularidades do código implementado.

No capítulo quatro são apresentados os experimentos numéricos realizados e seus respectivos resultados para avaliação da sensibilidade da implementação do código do programa, designado PoroNL, além das comparações estabelecidas com resultados consolidados da literatura. Por fim, faz-se uma análise de estabilidade em um poço direcional, perfurado em uma formação com parâmetros condizentes aos encontrados nos campos atualmente explorados no Brasil.

As conclusões e as indicações para futuras linhas de pesquisa são apresentadas no capítulo cinco.

# Capítulo 2

## Aspectos Geomecânicos para Projetos de Poços de Petróleo

### 2.1. Prospecção do Petróleo.

Prospecção significa a análise profunda de dados com o objetivo de localizar, dentro de uma bacia sedimentar, as situações geológicas que tenham condições para acumulação de petróleo e, dentre essas situações, verificar quais delas têm a maior probabilidade de conter acumulações de petróleo. O projeto de um poço inicia-se com sua locação, sendo por isso, este o primeiro passo nos estudos relativos ao desenvolvimento de um campo.

Thomas (2001), explica que os métodos geofísicos (os mais utilizados em prospecção) são subdivididos em geológicos e potenciais. Tais métodos serão resumidamente descritos como se segue:

## **Métodos Geológicos**

Os métodos geológicos têm como objetivo reconstituir as condições de formação e acumulação de hidrocarbonetos e fornecer informações de caráter geológico, paleontológico e geoquímico.

A geologia de superfície fornece mapas que são constantemente atualizados tais como a aerofotogrametria e fotogeologia. Faz parte do escopo desta ciência fornecer dados geológicos oriundos de um poço exploratório através de amostras de rochas recolhidas durante a fase de perfuração do poço.

## **Métodos Potenciais ou Indiretos**

A gravimetria mede a variação no módulo do campo gravitacional indicando alterações de densidade na subsuperfície. Já a magnetometria detecta pequenas variações no campo magnético identificando rochas magnetizadas em subsuperfície. É conveniente que sejam utilizados em associação a outros métodos.

Segundo ROCHA *et al.* (2006), os métodos sísmicos baseiam-se na medição do tempo de trânsito e da amplitude de ondas refratadas ou refletidas nas interfaces das formações de subsuperfície, geradas por fontes controladas (método sísmico propriamente dito) ou abalos sísmicos (método sismológico). Estas medidas estão relacionadas com as propriedades acústicas e elásticas da rocha que constituem o meio de propagação das ondas. Um estudo elaborado sobre a metodologia sísmica pode ser encontrado em LIMA (2005).

Em áreas pioneiras, os dados sísmicos são de fundamental importância, fornecendo estimativas de velocidades intervalares, previsão da litologia a ser perfurada, presença de falhas e arenitos inclinados, topo de zonas anormalmente pressurizadas e gás raso. Apesar dos avanços na metodologia sísmica, somente a

perfuração de um poço é capaz de comprovar os dados obtidos na fase de prospecção.

## **Perfilagem**

Define-se perfilagem como “uma imagem visual, em relação à profundidade, de uma ou mais características da rocha” (ROCHA *et al.*, 2006). Os perfis mais adotados atualmente para inferir as propriedades da formação existente na trajetória do poço, com seus respectivos parâmetros medidos e propriedades inferidas estão relacionados na Tabela 2.1. Detalhadamente, estudos sobre perfilagem foram desenvolvidos no trabalho de LIMA (2005).

**Tabela 2.1 - Relação entre os parâmetros medidos pelos perfis e suas propriedades derivadas. Adaptado de ROCHA (2006) et al.**

<b>Perfil</b>	<b>Parâmetro Medido</b>	<b>Propriedade Derivada</b>
Potencial Espontâneo	Potencial elétrico natural gerado dentro dos poços	Salinidade da água de formação, litologia, argilosidade, permeabilidade
Raios Gama	Conteúdo total de U, Th e K das formações	Litologia, argilosidade, geração de hidrocarbonetos
Elétrico Indução Lateroperfil Múltipla Resistividade	Resistividade das regiões mais afastadas da parede do poço	Resistividade de grandes volumes de rochas
Microresistividade	Resistividade das regiões mais próximas da parede do poço	Resistividade de pequenos volumes de rochas
Densidade	Quantidade de elétron por unidade de volume de rocha	Porosidade, densidade das rochas
Litodensidade	Efeito fotoelétrico das rochas	Litologia, porosidade
Sônico	Tempo que uma onda leva para percorrer um pé da parede do poço	Porosidade, velocidade, constantes elásticas da rocha
Neutrônico	Quantidade de H por unidade de volume de rocha	Porosidade, presença de hidrocarbonetos leves
Caliper	Diâmetro do poço	Resistência das rochas, tensões in situ
Dipmeter	Resistividade em vários pontos localizados em um plano horizontal da ferramenta	Mergulho e direção das camadas, estratigrafia e estruturação das camadas.

Sucintamente, são descritos os perfis mais relevantes para o escopo deste trabalho.

- ***Cáliper***

É um perfil auxiliar que registra as variações para mais (desabamento) ou para menos (reboco ou estrangulamento) do diâmetro do poço e fornece, de forma indireta, as condições de estabilidade do mesmo. Fornece razoáveis indícios sobre a litologia como nos casos de formações salinas, que, devido a sua fluência, tornam o diâmetro do poço menor sendo, portanto, identificadas pelo cáliper.

Ressalta-se que se o diâmetro perfurado for maior que a abertura dos braços da ferramenta, não haverá sinais detectados neste ponto conforme se pode ver na Figura 2.1.

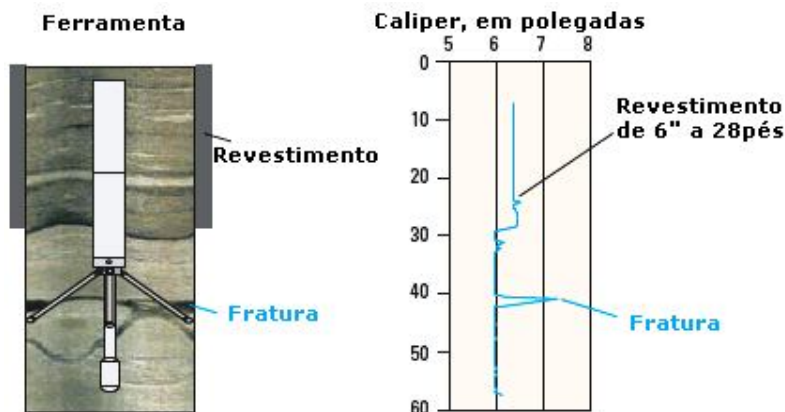


Figura 2.1 - Perfil cáliper e respectiva ferramenta. Adaptado de [www.dot.ca.gov](http://www.dot.ca.gov).

- ***Sônico***

Segundo LIMA (2005), a ferramenta sônica consiste no registro do tempo decorrido entre o momento em que um pulso sonoro compressional é emitido por um transmissor até sua chegada a dois receptores distintos sobre o mesmo mandril. A diferença entre os dois tempos de chegada (transmissor - receptor próximo e transmissor - receptor afastado) é chamada de tempo de trânsito,  $\Delta t$ . O tempo de

trânsito está diretamente relacionado à porosidade da rocha, podendo ser calculada pela equação abaixo segundo ROCHA *et al.* (2006).

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} \quad 2.1$$

Onde  $\Delta t$  é o tempo de trânsito medido;  $\Delta t_{fl}$  é o tempo de trânsito no fluido;  $\Delta t_{ma}$  é o tempo de trânsito na matriz rochosa,  $\phi$  é a porosidade.

- **Densidade**

Consiste em um registro contínuo das variações das massas específicas (densidade) das formações atravessadas por um poço (LIMA, 2005). É afetado pela presença de hidrocarbonetos, principalmente gás. ROCHA *et al.* (2006) destaca que a profundidades rasas, os registros tornam-se mais sensíveis ao estado da parede do poço.

Para o cálculo da porosidade, é utilizado o módulo de compressibilidade volumétrica segundo a equação:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_b - \rho_{fl}} \quad 2.2$$

Onde  $\rho_{fl}$  é a densidade do fluido,  $\rho_{ma}$  é a densidade da matriz rochosa e  $\rho_b$  é o módulo de compressibilidade volumétrica.

- **PWD (*Pressure While Drilling*)**

O perfil PWD identifica as variações de pressão existente no poço possibilitando a identificação de problemas durante a perfuração (ROCHA *et al.*, 2006), tais como: *pack-offs* (acúmulo de cascalhos no fundo do poço indicando provável desabamento ou limpeza ineficiente do fluido de perfuração); fechamento do

poço devido à instabilidade mecânica ou fluência de formações salinas; perda de circulação; perfuração de zonas com pressão de poros anormalmente alta.

Por fim, a análise conjunta de todos os perfis possibilita a identificação do campo em estudo como mostra a Figura 2.2.

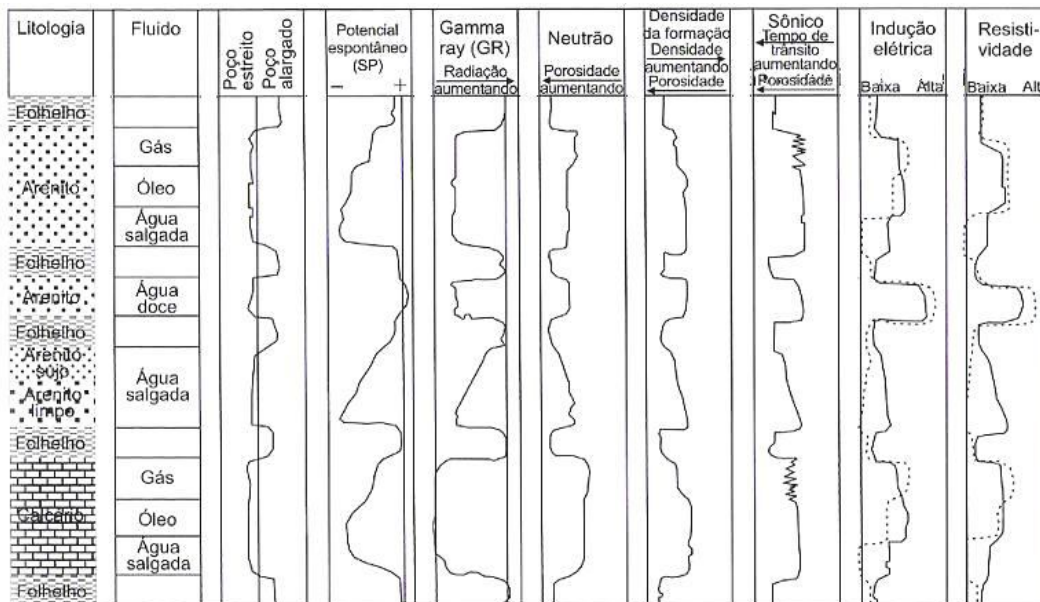


Figura 2.2 - Resposta dos perfis para os diferentes tipos de litologia e fluidos.

Adaptado de Rocha *et al.* (2009).

## 2.2. Classificação de Anderson

A classificação de Anderson caracteriza o módulo das tensões relativas em regiões de falhas (Tabela 2.2). Segundo ROCHA *et al.* (2006), as falhas são descontinuidades nas quais os blocos de rocha separados sofrem deslocamentos ao longo do plano de falha, atritando-se um contra o outro e, freqüentemente, impondo fragmentação e esmagamento às rochas. São definições relevantes sobre falhas:

- Plano de falha: é a superfície da fratura;

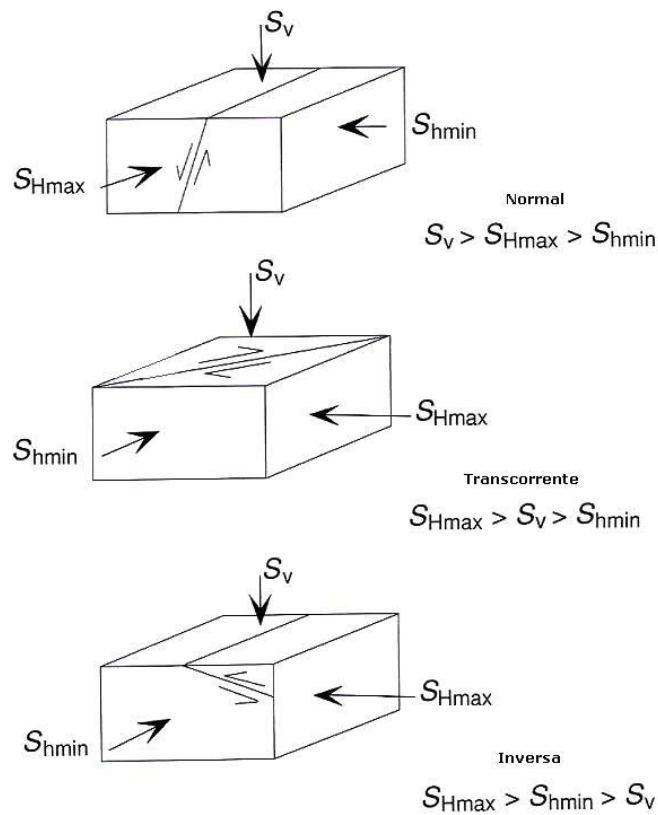
- Mergulho do plano de falha: é o ângulo de inclinação entre o plano de falha e o plano horizontal.
- Capa e lapa: são os blocos acima e abaixo do plano de falha, respectivamente.

A falha de gravidade ou normal (*normal fault*) é aquela cuja capa desce em relação à lapa e é causada por tensões de tração, possuindo mergulho maior que 45°, (geralmente da ordem de 60°). A falha inversa ou de empurrão (*thrust fault*) é aquela cuja capa sobe em relação à lapa. É causada por tensões de compressão e possui um mergulho inferior a 45°, geralmente da ordem de 30°. A falha transcorrente ou direcional (*strike-slip fault*) possui um mergulho subvertical, com movimentos de blocos predominantemente na horizontal. Veja na Figura 2.3.

**Tabela 2.2 - Módulos relativos entre as tensões e regimes de falhas.**

**Adaptado de ROCHA *et al.* (2006).**

Regime	Tensões		
	S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	S <sub>3</sub>
Normal	$\sigma_v$	$\sigma_H$	$\sigma_h$
Transcorrente	$\sigma_H$	$\sigma_v$	$\sigma_h$
Inversa	$\sigma_H$	$\sigma_h$	$\sigma_v$



**Figura 2.3 - Classificação de Anderson. Adaptado de ZOBACK (2007).**

BRADLEY (1979) distingue regiões com tensões *in situ* normais, onde a tensão principal máxima é a vertical e as demais, no plano horizontal, têm módulos aproximadamente iguais; e regiões tectonicamente ativas onde os eixos principais não necessariamente coincidem com o plano vertical e horizontal e os módulos das tensões são usualmente diferentes. Nestas últimas, os problemas de instabilidade de poços são mais freqüentes.

## 2.3. Estimativa de Parâmetros para o Projeto de Poço

### Gradiente de Sobrecarga ou *Overburden*

O módulo da tensão vertical  $\sigma_v$  é definido como a integral da densidade das rochas da superfície até a profundidade de interesse  $z$ . Em águas profundas:

$$\sigma_v = \rho_w g z_w + \int_{z_w}^z \rho(z) g dz \approx \rho_w g z_w + \bar{\rho} g (z - z_w) \quad 2.3$$

Onde  $\rho_w$  é a densidade da água,  $z_w$  é a profundidade da lâmina d'água.

As seções seguintes apresentam alguns métodos mais utilizados para a estimativa da densidade das formações, necessária para o cálculo do gradiente de sobrecarga.

- *Testemunhos e Perfil Densidade*

Segundo ROCHA *et al.* (2006) a retirada de testemunhos, apesar de constituir-se como uma amostra real da formação, proporciona uma medição pontual da densidade. O perfil densidade, no entanto, apresenta limitações em poços com alargamentos além de ser corrido apenas a partir da sapata do revestimento de superfície (como todos os demais perfis). Neste caso, torna-se necessário o uso de correlações para a estimativa das densidades das formações superficiais. Nestas profundidades, são adotados como valores de referência para densidade entre 1,5 e 1,95 g/cm<sup>3</sup>.

Seguem algumas correlações para o cálculo da densidade a partir dos dados obtidos pelo perfil sônico. O detalhamento deste assunto pode ser consultado em PEREIRA (2007).

- **Correlação de Bellotti (1978)**

Relaciona a densidade com o tempo de trânsito da formação e da matriz da rocha conforme equação abaixo, sendo a primeira para formações consolidadas e a segunda para inconsolidadas:

$$\rho_b = 3,28 - \frac{\Delta t}{88,95} \left( \Delta t < \frac{100\mu s}{p\acute{e}} \right) \quad 2.4$$

$$\rho_b = 32,75 - 2,11 - \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t + 200} \left( \Delta t > 100\mu s/p\acute{e} \right) \quad 2.5$$

A Tabela 2.3 apresenta os tempos de trânsito típicos de materiais e fluidos.

**Tabela 2.3 - Tempo de trânsito da matriz das rochas.**

<b>Materiais e Fluidos</b>	<b>Tempo de Trânsito <math>\Delta t_{ma}</math> (<math>\mu s/p\acute{e}</math>)</b>
Arenito inconsolidado	58,6
Arenito	55,6
Semi-consolidado	52,6
Arenito Consolidado	52,6
Calcarenito	47,5
Diabásio	49,0
Anidrita	50,0
Halita	67,0
Argila/Folhelho	167 a 62,5
Silvinita	74,0
Aço (Revestimento)	57,0
Água salgada	189,0
Óleo	218,0
Ar	916,0

## **Gradiente de Pressão de Poros**

Segundo ZOBACK (2007), pressão de poros ou pressão da formação é um potencial hidráulico escalar atuando nos poros interconectados das rochas de

subsuperfície. Seu módulo é descrito como uma pressão hidrostática em função da profundidade.

ROCHA *et al.* (2006), explica que para formações permeáveis, a pressão de poros pode ser medida diretamente por testes de formação e/ou produção ou métodos indiretos (como a sísmica). Já para formações impermeáveis apenas os métodos indiretos são utilizados. Como referência, adota-se valores entre 8,5 e 9 lb/gal (1,02 a 1,08 g/cm<sup>3</sup>) para uma pressão de poros normal. A Tabela 2.4 exemplifica alguns valores de referência.

**Tabela 2.4 - Classificação da pressão de poros e gradiente.**

**Adaptado de ROCHA *et al.* (2009).**

<b>Pressão de Poros (<math>P_p</math>)</b>	
Anormalmente Baixa	$P_p < P_h$
Normal	$P_p = P_h$
Anormalmente Alta ou Sobrepressão	$P_p < P_h < 90\%P_{ov}$
Alta Sobrepressão	$P_p > 90\%P_{ov}$
<b>Gradiente de Pressão de Poros (<math>G_p</math>, lb/gal)</b>	
Anormalmente Baixo	$G_p < 8,5$
Normal	$8,5 < G_p < 9,0$
Anormalmente Alto ou Sobrepressão	$9,1 < G_p < 90\%G_{ov}$
Alta Sobrepressão	$G_p > 90\%G_{ov}$

Onde  $G_{ov}$  é gradiente de sobrecarga ou *overburden*.

- ***Pressão de Poros Anormalmente Alta***

Estimar a pressão de poros, conforme ressalta BOURGOYNE JUNIOR *et al.* (1986), é um dos fatores mais críticos no desenvolvimento de projetos de poços. Em caso de pressões normais, nota-se claramente a diminuição da porosidade com a

profundidade. A alteração deste comportamento indica a existência de uma região de pressão anormalmente alta como pode ser visto na Figura 2.4.

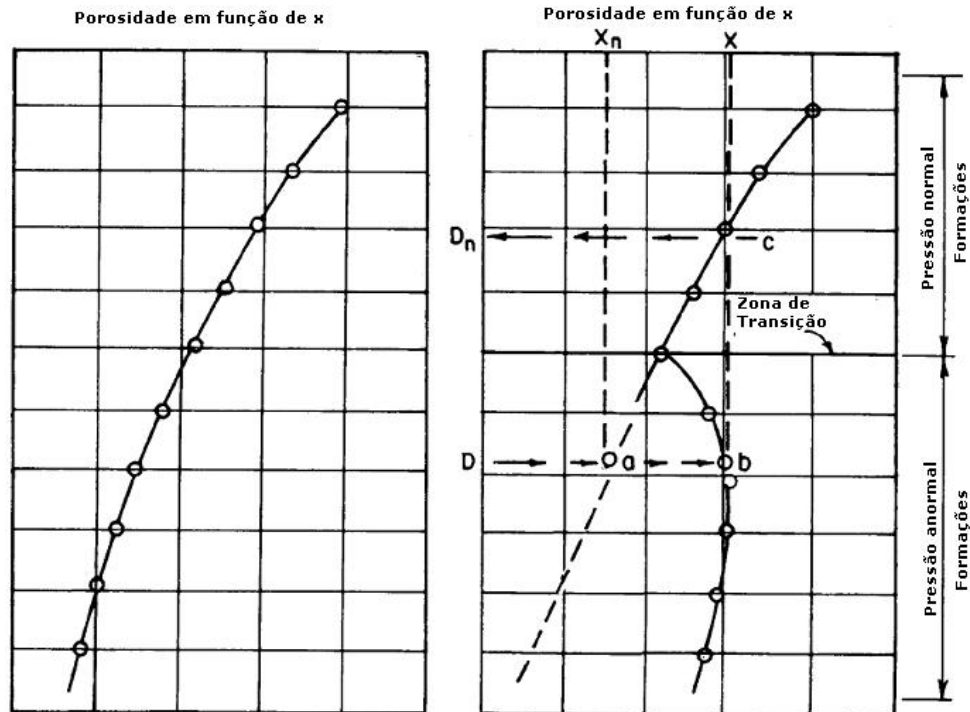


Figura 2.4 - Exemplo genérico de pressão anormalmente alta.

Adaptado de BOURGOYNE JUNIOR *et al.* (1986).

A detecção de regiões com pressão de poros anormalmente alta influencia diretamente na estimativa do peso de fluido a ser utilizado durante a perfuração. A não identificação de tais formações pode ser causa de eventuais *kicks* ou *blowouts* durante a operação.

- **Métodos para Estimativa da Pressão de Poros**

#### Métodos Diretos

São alguns dos métodos diretos usados para estimativa da poropressão:

- Teste de formação: realizado após a perfuração, bastante oneroso principalmente devido a demanda de elevado tempo de sonda;

- *Repeated Formation Test* (RFT): com o custo menor se comparado ao teste de formação, o RFT é feito a cabo. Seu objetivo é a validação da estimativa da pressão de poros para utilização como correlação em outros poços.
- *Formation Pressure While Drilling* (FPWD): seu diferencial está na verificação dos resultados em tempo real. Seu uso torna-se indispensável quando há incertezas na pressão de poros estimada.

### Métodos Indiretos

Utilizam-se dados de perfis elétricos e de velocidades sísmicas ou parâmetros indicadores de porosidade e são aplicados em formações impermeáveis como os folhelhos. Todos são baseados no traçado de uma linha de compactação normal da formação.

Resumidamente, os métodos e correlações mais utilizados na estimativa da pressão de poros estão apresentados na Tabela 2.5 e estão detalhadamente descritos no trabalho de PEREIRA (2007).

**Tabela 2.5 - Principais métodos para a estimativa da pressão de poros.**

Adaptado de PEREIRA (2007).

Método da Tensões Efetivas		
Vertical	Horizontal	Outros
<i>Sônico e Resistividade</i> Profundidade equivalente Tensão média	<i>Sônico e Resistividade</i> Eaton (75)	<i>Sônico</i> Bowers (95)
<i>Sônico</i> Bellotti & Giacca (78) Hart & Flemings (95)	<i>Sônico</i> Weakley (91)	<i>Resistividade</i> Holbrook (95)
<i>Resistividade</i> Bryant (89) Alixant&Desbrandes	<i>Resistividade</i> Rasmus& GrayStephens	

Convém frisar que as correlações que exigem a utilização de parâmetros próprios da formação devem ser usadas cautelosamente caso não haja um estudo específico para a área em questão. Neste contexto, conforme salientou TOMASI *et al.*

(2005), a análise dos poços de correlação e os ajustes dos parâmetros têm importância fundamental no desenvolvimento do projeto de poço.

## **Propriedades Mecânicas das Rochas**

- ***Introdução***

As propriedades mecânicas das rochas podem ser identificadas por métodos diretos os quais estão relacionados com a coleta de amostras para ensaios de laboratório e por indiretos, que se constituem de informações obtidas em perfis que, através de correlações, fornecerão as propriedades de interesse.

Com relação aos métodos diretos, FJÆR *et al.* (1995) adverte sobre a importância da representatividade da amostra a partir da qual serão feitas estimativas dos parâmetros, principalmente em relação ao seu tamanho e deformabilidade. É importante, inclusive, que a amostra contenha falhas e fraturas que representem a região de estudo.

TOMASI *et al.* (2005) sugere as seguintes correlações para a estimativa das propriedades mecânicas da rocha provenientes principalmente do perfil sônico. O desenvolvimento das equações foge ao escopo deste trabalho e não será apresentado.

- ***Coefficiente de Poisson ( $\nu$ )***

$$\nu = \frac{0,5 \cdot \left(\frac{dts}{dtc}\right)^2 - 1}{\left(\frac{dts}{dtc}\right)^2 - 1} \quad 2.6$$

Onde  $\nu$  é o coeficiente de Poisson,  $dts$  é o tempo de trânsito compressional da rocha [ $\mu\text{s}/\text{pé}$ ] e  $dtc$  é o tempo de trânsito cisalhante da rocha [ $\mu\text{s}/\text{pé}$ ].

- ***Módulo de Cisalhamento (G)***

$$G = 1,34 \cdot 10^{10} \frac{\rho_b}{dts^2} \quad 2.7$$

Onde  $\rho_b$  é a densidade da rocha ( $\text{g}/\text{cm}^3$ ) e G, módulo de cisalhamento (psi).

- ***Módulo de Elasticidade ou de Young (E)***

$$E = 2 \cdot G(1 + \nu) \quad 2.8$$

- ***Módulo de Deformação Volumétrica ou Bulk density ( $K_b$ )***

$$K_b = 1,34 \cdot 10^{10} \cdot \rho_b \left( \frac{1}{dct^2} - \frac{4}{3dts^2} \right) \quad 2.9$$

- ***Módulo de Compressibilidade ( $C_b$ )***

$$C_b = \frac{1}{K_b} \quad 2.10$$

- ***Ângulo de Atrito ( $\phi_f$ )***

Lal & Plumb *apud* PEREIRA (2007) reuniu numa só correlação as de Lal (1999) para as rochas da família dos folhelhos e a do Plumb (1994) para as demais.

$$\varphi_f = \arcsen\left(\frac{V_p-1}{V_p+1}\right) \quad 2.11$$

Onde  $V_p$  é a velocidade da onda compressional.

- ***Coesão (c)***

Segundo MECPRO (1985):

$$c = 0,025 \frac{0,0045 \cdot E \cdot (1 - V_{cl}) + 0,008 \cdot E \cdot V_{cl}}{10^6 C_b} \quad 2.12$$

Onde E é o módulo de Young em psi,  $V_{cl}$  é o volume unitário de argila,  $C_b$  é a compressibilidade em  $\text{psi}^{-1}$ .

- ***Resistência a Compressão (UCS)***

Brehm e Militzer & Stoll, 2004, *apud* PEREIRA (2007) apresentam uma correlação calibrada para dados de resistência obtidos em ensaios experimentais em rochas fracas e não consolidadas (aplicável a folhelhos e arenitos) do Golfo do México.

$$UCS = \frac{2,05 \cdot 10^9}{dtc^3} \quad 2.13$$

- ***Permeabilidade(K)***

Borst, 1983, *apud* PEREIRA (2007) estabeleceu uma correlação para rochas argilosas e outra para siltosas. São respectivamente:

$$k = 8,57 \cdot 10^{-8} e^{-15,15\phi} \quad 2.14$$

$$k = 1,41 \cdot 10^{-7} e^{-15,04\phi} \quad 2.15$$

Onde  $\phi$  é a porosidade.

## Tensões *in situ*

O estudo geomecânico das formações visando o desenvolvimento de um projeto de poço tem como uma de suas etapas a determinação das três tensões principais atuantes na área. Sendo assim, a estimativa da tensão vertical já foi mencionada nas seções anteriores, sendo feita através do gradiente de densidade, com a utilização dos perfis. Tem-se como objetivo nesta seção apresentar, resumidamente, algumas possibilidades mais usuais de estimativa das duas outras tensões, horizontal mínima e máxima ( $\sigma_{Hm\acute{a}x}$  e  $\sigma_{hm\acute{i}n}$ ).

Para a estimativa de  $\sigma_{hm\acute{i}n}$  o fraturamento hidráulico é ferramenta mais adotada, sendo leak-off test (LOT) ou teste de absorção e suas variações são os mais usuais.

ZOBACK (2007), no entanto salienta que a tensão principal horizontal máxima é o parâmetro mais difícil de ser estimado uma vez que não pode ser medido diretamente. O fraturamento hidráulico também é utilizado como uma alternativa para a estimativa desta tensão, embora seja capaz apenas de limitar o seu valor. Os perfis ultra-sônicos responsáveis pela obtenção de imagens do poço constituem-se outra opção para a estimativa de  $\sigma_{Hm\acute{a}x}$  a partir da direção das fraturas e dos *breakouts* identificados.

Convém expor para melhor abordagem deste tema dois conceitos relevantes: a de fluidos penetrantes e não penetrantes.

Devido ao fluxo de fluido entre o poço e a rocha ser função da permeabilidade desta, é possível alterar tal propriedade em rochas muito permeáveis, como os arenitos, através da formação de um reboco na parede do poço. Este processo ocorre a partir de uma pequena invasão de fluido de perfuração no interior dos poros da formação, impedindo assim o movimento de fluidos entre o poço e a rocha. Isto estabelece a condição conhecida como fluido não penetrante.

Todavia, em rochas de baixa permeabilidade, como os folhelhos, não é possível a formação do reboco. A única alternativa para impedir esse fluxo é a utilização de fluidos de perfuração base-óleo, que atualmente têm seu uso muito restrito em função da legislação ambiental. Assim, ao se utilizar fluidos base-água, ocorre fluxo de fluido entre o poço e os folhelhos, fazendo-se conveniente adotar na análise, a condição de fluido penetrante.

- ***Estimativa da Tensão Horizontal Mínima  $\sigma_{hmin}$ : LOT***

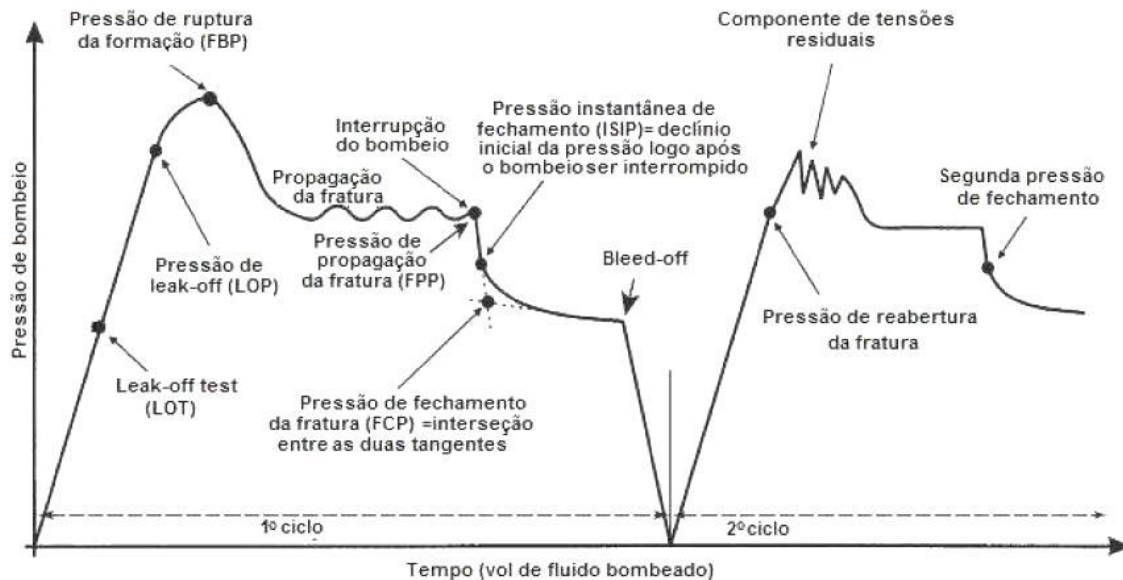
O teste de absorção mede o gradiente de fratura de uma formação e avalia operações de cimentação. No entanto, resultados sobre o estado de tensões *in situ* também podem ser obtidos a partir deste teste. Neste estudo, será apresentado apenas o Teste de Absorção Estendido (ELOT), o mais completo destes testes.

#### **Teste de Absorção Estendido**

Segundo LIN *et al.* (2008), o teste de absorção estendido segue a mesma tendência dos testes de fraturamento hidráulico para medição de tensões. O bombeio continua além do ponto de *leak-off* até o ponto máximo de pressão. Esta pressão é chamada pressão de quebra ou pressão de ruptura da formação (FBP) em função do aparecimento de uma fratura na formação.

Esquemáticamente representado na Figura 2.5, o bombeio continua por mais alguns minutos ou até que alguns galões de fluido tenham sido injetados para assegurar a estabilidade da propagação da fratura na formação (a fratura penetra numa região longe da influência do poço de aproximadamente três vezes o raio do mesmo). A pressão de bombeio alcança um nível relativamente estável o qual é chamado de pressão de propagação da fratura (FPP). Neste ponto, o bombeio é interrompido (fechamento ou *shut-in*). A pressão instantânea de fechamento ou

*instantaneous shut-in pressure (ISIP)* é definida como o ponto onde a pressão reinicia seu decréscimo após um trecho linear.



**Figura 2.5 - Representação do leak-off estendido.**

**Adaptado de LIN *et al.* (2008).**

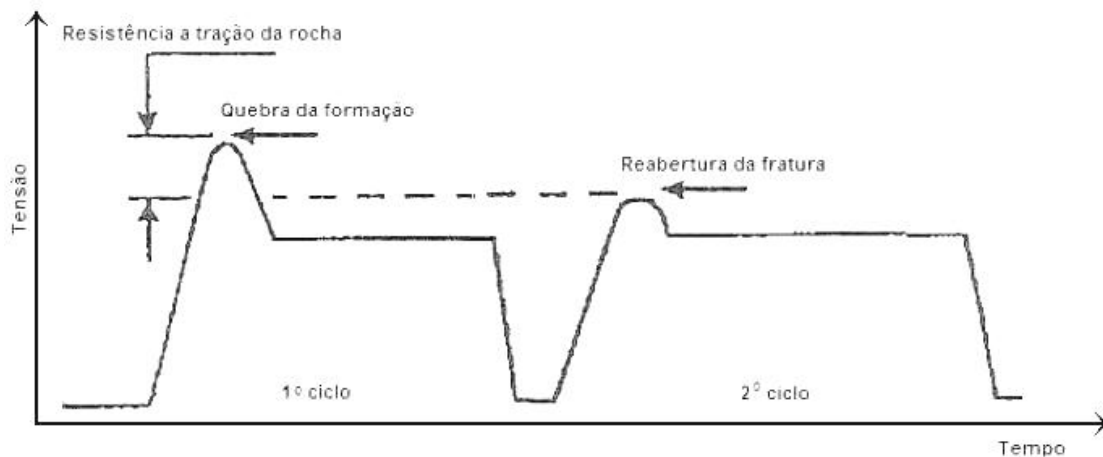
A pressão de fechamento da fratura, (FCP – *fracture closure pressure*) considerada um dos mais importantes parâmetros obtidos do leak-off test estendido, ocorre quando a fratura gerada mais recentemente se fecha. A FCP é determinada pela interseção das tangentes do gráfico pressão x volume de bombeio (Figura 2.5). O valor de FCP é adotado como a tensão principal horizontal mínima visto que as tensões na formação e a pressão do fluido remanescente na fratura estão em equilíbrio.

A tensão mínima de fechamento e a pressão instantânea de fechamento, obtidas através do *leak-off* estendido provêm estimativas mais realistas da tensão principal mínima que o *leak-off test* clássico (não mencionado neste trabalho).

Ao final do teste, a válvula na superfície é aberta e parte do fluido retorna ao tanque de fluido (conhecido como *bleed-off*).

Para confirmação dos dados obtidos anteriormente, um segundo ciclo de pressurização é iniciado. Como a fratura já foi criada no primeiro teste estendido, a pressão no segundo ciclo, no ponto de reabertura da fratura corresponde aproximadamente ao FPP do primeiro ciclo. A execução sucessiva de mais ciclos de pressurização é recomendada até que os valores de FCP e ISIP sejam confirmados.

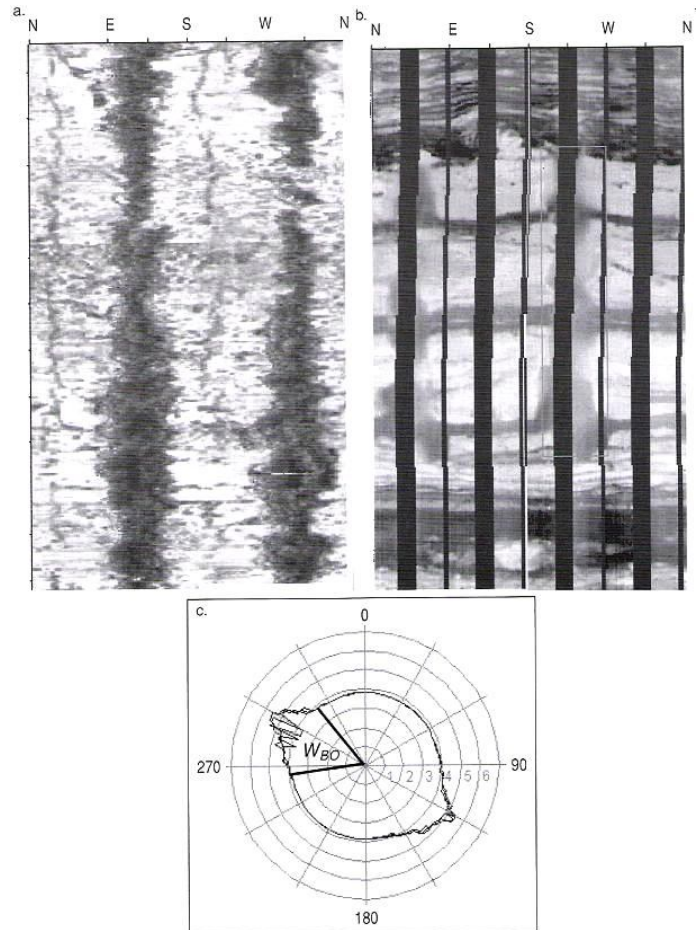
Observa-se na Figura 2.5 que a pressão de quebra da formação é superior a de reabertura da fratura. A diferença entre tais valores é a resistência a tração da rocha, (detalhe na Figura 2.6). Logo, tais valores devem ser muito próximos conforme GONÇALVES (1996), uma vez que a resistência à tração das rochas é até mesmo desprezada em muitos estudos.



**Figura 2.6 - Resistência à tração da rocha a partir do gráfico de dois ciclos de teste. Adaptado de GONÇALVES (1996).**

- **Estimativa da Tensão Horizontal Máxima  $\sigma_{Hmax}$**

ZOBACK (2007) expõe detalhadamente os métodos utilizados para a estimativa da tensão horizontal máxima. Qualitativamente, para poços verticais, o  $\sigma_{Hmax}$  é estimado através de perfis de imagens conforme a Figura 2.7, na qual a direção de  $\sigma_{Hmax}$  é perpendicular às regiões mais escuras dos perfis, identificadas como *breakouts*.



**Figura 2.7 - Ultrassônico identificando *breakout*. Adaptado de ZOBACK (2007).**

Na Figura 2.7a, os *breakouts* aparecem como manchas escuras em lados opostos do poço devido à baixa amplitude da reflexão das ondas ultrasônicas na parede do poço. Numa imagem de perfis elétricos, como na Figura 2.7b, os *breakouts* aparecem como áreas “fora de foco” em virtude do pouco contato dos eletrodos. Já na Figura 2.7c, vê-se a seção transversal com a identificação do *breakout*.

Quantitativamente  $\sigma_{Hm\acute{a}x}$  pode ser estimado através do fraturamento. Sabendo-se que  $\sigma_{hmin}$  já foi definido pelo LOT e é o valor da pressão de quebra FBP, (Figura 2.5), a tensão máxima horizontal será dada por:

$$\sigma_H = 3\sigma_h - P_b - P_p + T_0 \quad 2.16$$

Onde  $P_b$  é a pressão de quebra,  $P_p$  é a pressão de poros e  $T_0$  é a resistência a tração da rocha.

Ressalta-se que esta técnica se aplica melhor em profundidades máximas de até 2.000m e com pequenas variações de temperatura.

Outra opção é uma metodologia para estimativa de  $\sigma_{Hm\acute{a}x}$  baseada na resistência a compressão da rocha proveniente de ensaios diretos de laboratório.

$$\sigma_{Hm\acute{a}x} = \frac{(C_0 + 2P_p + \Delta P + \sigma^{\Delta T}) - \sigma_{hmin}(1 + 2\cos(2\theta_b))}{1 - 2\cos(2\theta_b)} \quad 2.17$$

Onde:

$$2\theta_b = \pi - w_{bo} \quad 2.18$$

$$\Delta P = P_w - P_p \quad 2.19$$

Onde  $C_0$  é a coesão,  $P_p$  é a pressão de poros,  $\Delta P$  é diferença entre a pressão de poros  $P_p$  e o peso de fluido  $P_w$ ,  $\sigma^{\Delta T}$  é a tensão devido a variação de temperatura na formação e  $w_{bo}$  é o ângulo de *breakout*.

## 2.4. Estimativa dos Gradientes de Colapso e Fratura

Pressão de colapso é a pressão que leva à ruptura da rocha por cisalhamento, sob tensões de compressão. Se causada por peso insuficiente de fluido, tem-se uma falha por colapso inferior. Se por peso de fluido excessivo, tem-se um colapso superior. As conseqüências operacionais vão desde o alargamento do poço, desmoronamento total ou parcial de suas paredes com conseqüente aprisionamento da coluna.

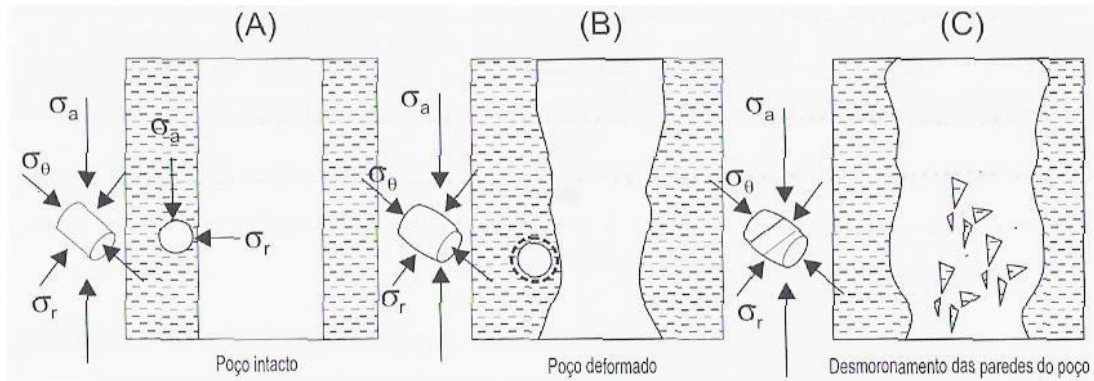
Pressão de fratura é pressão que leva à falha da rocha por tração. Analogamente ao colapso, tem-se a falha por fratura inferior e superior, sendo mais comum esta última. Operacionalmente, podem ocorrer desmoronamentos ou perda de fluido de perfuração para a formação através da fratura.

Esses dois parâmetros, gradientes de fratura e colapso, são respectivamente, o limite superior e inferior da janela operacional de segurança, a qual define o peso do fluido de perfuração a ser utilizado na execução do projeto.

### Gradiente de Colapso

ROCHA *et al.* (2006) explica que o colapso de poços, ou seja, falha por cisalhamento, tem conseqüências diferenciadas dependendo do tipo de rocha analisado. A deformação permanente, no caso de rochas dúcteis, conforme pode ser visto na Figura 2.8, reduz seu diâmetro, causando dificuldades operacionais como maior torque e *drag*, com possibilidade de prisão de coluna. Para rochas frágeis, há desmoronamento, com o aumento do diâmetro, podendo ocorrer a formação de *pack-offs*, diminuição da taxa de penetração e dificuldades na limpeza do poço.

$$P_w = \frac{3\sigma_{Hmax} - \sigma_{hmin} - C_0 + P_p \left( \tan^2 \left( \frac{\pi}{4} + \frac{\Phi}{2} \right) - 1 \right)}{\left( \tan^2 \left( \frac{\pi}{4} + \frac{\Phi}{2} \right) + 1 \right)} \quad 2.20$$



**Figura 2.8 - (A) Tensões na parede do poço; (B) tensões devido a deformações; (C) desmoronamento. Reproduzido de ROCHA *et al.* (2009).**

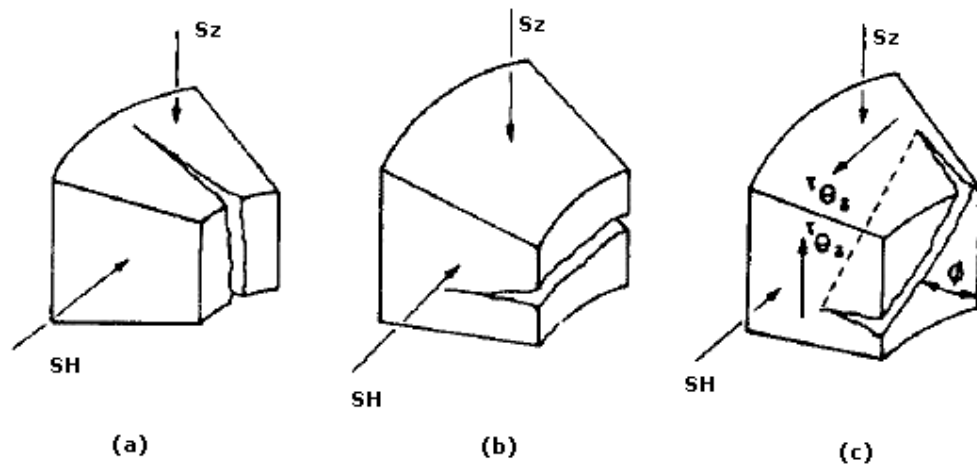
A estimativa do gradiente de colapso é feita adotando-se o critério de falha de Mohr-Coulomb e está detalhadamente desenvolvida em ROCHA *et al.*(2009). Para que não haja colapso, a pressão exercida fluido deve ser menor que o valor calculado na Equação 2.20. Convém aqui ressaltar que o gradiente de colapso não deve ser inferior a pressão de poros da formação uma vez que, ocorrendo isso, ocorrerá um *kick*, e mais drasticamente um *blowout*. Neste caso, para o cálculo do limite inferior da janela operacional, será selecionado o valor mais desfavorável entre o gradiente inferior de colapso e o da pressão de poros.

## Gradiente de Fratura

A fratura em uma formação ocorre quando as tensões atingem a resistência à tração da rocha.

FJÆR *et al.* (1996) explica que as fraturas têm sua direção preferencial igual a da menor tensão *in situ*, propagando-se perpendicular a ela. Desta maneira, geralmente em poços verticais, as fraturas também são verticais como mostra a Figura

2.9, em virtude das menores tensões horizontais. Todavia, estas podem variar de acordo com sua litologia e tipo de formação.



**Figura 2.9 - Direção de fraturas: (a) tensão horizontal menor que a vertical e sem cisalhamento; (b) tensão horizontal maior que a vertical e sem cisalhamento; (c) tensões cisalhantes não-nulas. Adaptado de BRADLEY (1979).**

Resumidamente, a pressão de fratura superior marca o limite a partir do qual o material se rompe devido a tensões tangenciais e, a pressão de fratura inferior, o limite abaixo do qual o material fratura devido a tensões radiais.

Existem inúmeras correlações citadas na literatura para a estimativa do gradiente de fratura. PEREIRA (2007) as divide em quatro categorias conforme: o método da tensão mínima (fissura longa), da tensão tangencial (fissura curta), mecânica da fratura (qualquer comprimento de fissura) e métodos diretos. Veja a Tabela 2.6:

**Tabela 2.6 - Principais métodos de estimativa de gradiente de fratura. Adaptada de PEREIRA (2007).**

<b>Tensão Mínima</b>	<b>Tensão Tangencial</b>	<b>Mecânica da Fratura</b>	<b>Método Direto</b>
Hubbert & Willis (70)	<i>Fissura Impermeável</i>	Abou-Sayed, Brechtel & Clifton	Bellotti & Giacca (78)
Matthews&Kelly	Hubbert & Willis (70)	Rummel	Saltz
Holbrook, Maggiori&Hensley (95)	Anderson, Ingram & Zanier		Rocha & Bourgoye
Eaton (68)	Aadnoy & Larsen		Breckerls & Van Eekelen
Christman	Bellotti & Giacca (78)		Saltz
Daget&Parigot	<i>Fissura Permeável</i>		Baker& Wood
Daines (82)			
Brennas & Annis			
Simmons & Rau (88)			
Zamora			
Pennebaker			
Singh&Emery			

No entanto, o resultado obtido dessas correlações deve ser posteriormente comparado com testes como o LOT para validação. A seguir, apresenta-se uma das correlações baseadas no método da tensão mínima para ilustração.

- Correlação de HUBBERT (1957)

A pressão mínima necessária para expandir uma fratura pré-existente é aquela que superará a mínima tensão principal:

$$P_{ff} = \sigma_{min} + P_p \quad 2.21$$

Ressalta-se que se num meio isotrópico, a concentração de tensões na parede do poço será duas vezes o valor das tensões horizontais, ou seja:

$$P_{ff} = 2\sigma_{horiz} + P_p \quad 2.22$$

Em áreas de falhas normais, com formações argilosas, típicas no Golfo do México (GOM), e sabendo-se que  $\sigma'_v = \sigma_{ov} - P_p$ , então a pressão de propagação da fratura será:

$$P_{ff} = \frac{\sigma_{ov} + 2P_p}{3}$$

2.23

A equação acima, no entanto, apresenta restrições à sua utilização em águas profundas.

ZOBACK (2007) conclui ressaltando que em regiões com regime de falhas normal, o início da fratura ocorre com maior facilidade em poços com alta inclinação na direção do  $\sigma_{Hm\acute{a}x}$  que em poços verticais. Em contrapartida, poços inclinados perfurados na direção de  $\sigma_{hmin}$  são mais estáveis que poços verticais.

Para poços horizontais perfurados paralelamente a  $\sigma_{hmin}$ , a máxima tensão principal  $\sigma_v$  ainda atuará na parede do poço, mas  $\sigma_{Hm\acute{a}x}$  (que é apenas um pouco menor que  $\sigma_v$ ) atua num plano horizontal normal a trajetória do poço, resultando numa concentração de tensões menor (e menos anisotropia) na parede do poço.

## 2.5. Projeto de Poço

FJÆR *et al.* (1996) sugere um modelo para a análise da estabilidade de poço composto de duas etapas: a primeira é calcular o peso de fluido necessário para sua perfuração; a segunda é considerar outros possíveis efeitos no modelo como fluência ou variação de temperatura. Peska *apud* ZOBACK (2007) evidencia a importância do planejamento da atividade através da Figura 2.10: em (a), a janela operacional foi estabelecida com seus respectivos gradientes inferior e posterior, de poropressão e de fratura; em (b), observa-se um estreitamento da janela com a inclusão do gradiente de colapso, principalmente na terceira fase (comprovado posteriormente durante a perfuração, sendo necessários dois *sidetracks* (desvios)); em (c), com a utilização de um modelo geomecânico mais completo, houve o reposicionamento das duas primeiras sapatas, sendo possível a redução do comprimento da terceira fase,

evitando o estreitamento da janela. Adicionalmente, reduziu-se o número de fases necessário, o que conseqüentemente, reduz de forma considerável o custo do poço.

O projeto de um poço e o planejamento de seu programa de perfuração é, sem dúvida, uma questão multidisciplinar. Inicialmente, tem-se por base os dados fornecidos pela geologia e geodésia como as cotas e as coordenadas dos objetivos, dados da geologia marinha de subsuperfície bem como informações sobre possíveis falhas, formações instáveis, zonas com alta porosidade e permeabilidade, características das formações a serem perfuradas além das curvas de pressões de poros e fraturas já estimadas

Como pode ser visto, o peso de fluido é que rege o posicionamento das sapatas. A cada profundidade onde ele se torna equivalente a pressão de fratura, uma nova sapata de revestimento deve ser assentada.

## **Projeto Geométrico**

Com relação à trajetória, a perfuração de poços direcionais apresenta maior quantidade de variáveis quando comparado aos verticais.

Há uma tendência na execução de poços horizontais ou de grande extensão, segundo MOHIUDDIN *et al.* (2007) a fim de maximizar a varredura e a drenagem de reservatórios, reduzindo, por conseqüência o custo e possibilitando um conjunto de poços seja perfurado a partir de um único ponto (uma só cabeça de poço).

ROCHA *et al.* (2006) cita como fatores influentes na trajetória direcional de um poço, a profundidade total do poço e seu afastamento, limitações de torque e arraste, limpeza do poço e pressão de fundo, presença de formações rasas e inconsolidadas que obrigam o aprofundamento do KOP (*kickoff point*, ou seja, ponto inicial de ganho de ângulo), informações geológicas relacionadas a mergulho, presença de falhas, formações instáveis que possam limitar a inclinação, aspecto do reservatório objetivo como profundidade, formato, direção, quantidade de camadas.

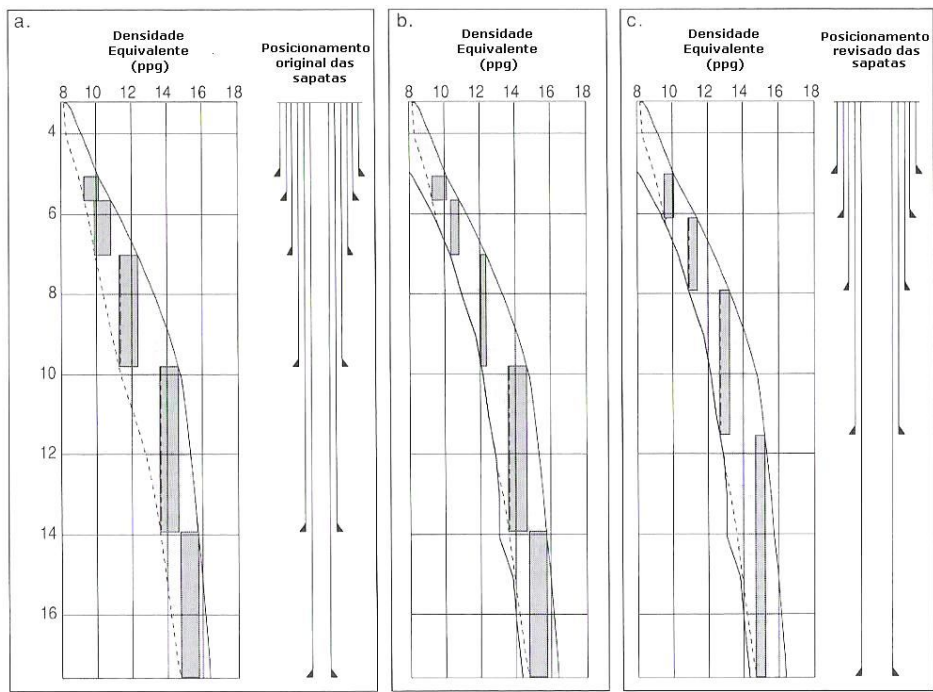
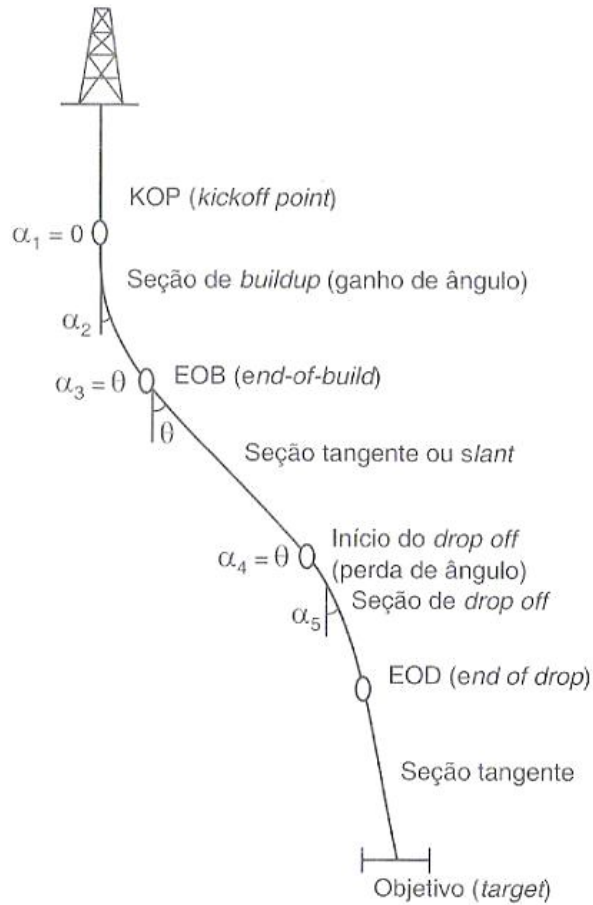


Figura 2.10 - Posicionamento das sapatas de revestimento. Adaptado de ZOBACK (2007).

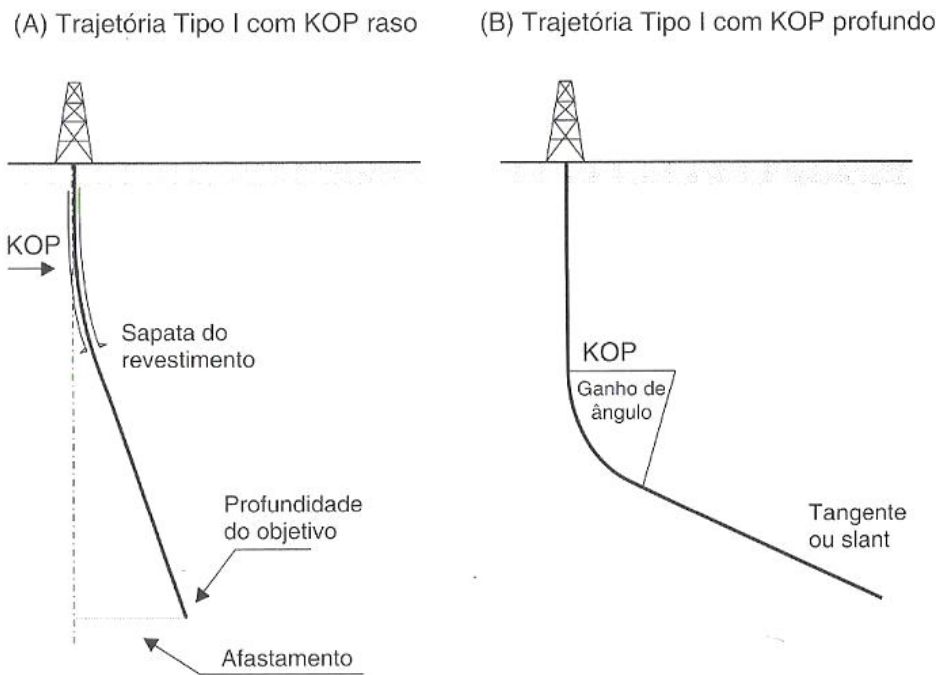
Para uma sucinta exposição, serão citados aqui (ROCHA *et al.*, 2006) os poços com trajetórias bidimensionais. Os termos mais usuais em perfuração direcional estão caracterizados na Figura 2.11



**Figura 2.11 - Terminologia usada em poços direcionais. Adaptado de ROCHA *et al.* (2006).**

- **Poço Tipo I ou Slant**

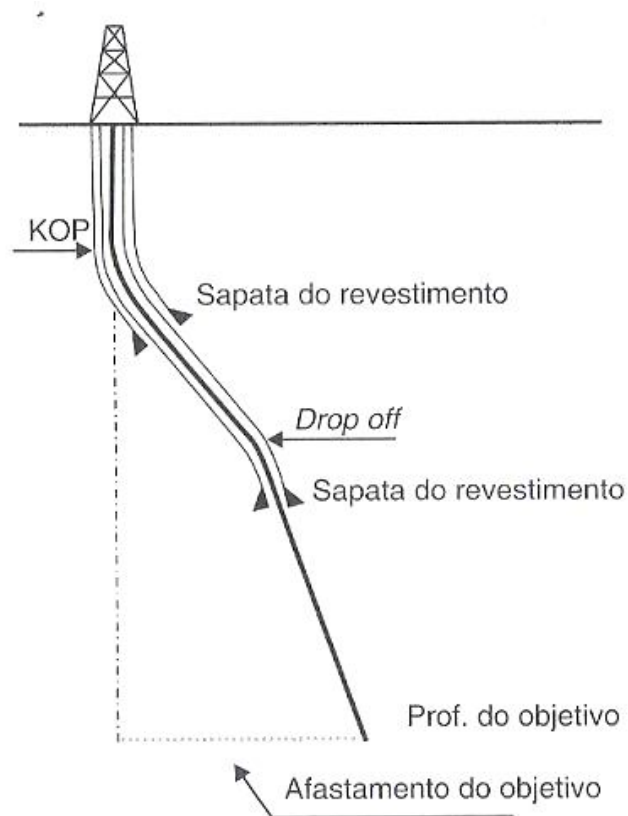
Tem como principal característica o KOP a baixa profundidade. Na profundidade especificada, o revestimento é descido e um trecho *slant* (reto) é perfurado. Veja na Figura 2.12



**Figura 2.12 - Poço de trajetória Tipo I. Adaptado de ROCHA *et al.* (2006).**

- **Poço Tipo II ou trajetória “S”**

É aplicado quando o afastamento é pequeno em relação à profundidade final. O poço segue *slant* durante todo o afastamento até a profundidade prevista quando outro revestimento é descido e ele retorna gradualmente a direção vertical.



**Figura 2.13 - Trajetória Tipo II. Adaptado de ROCHA *et al.* (2006).**

- **Poço Tipo III**

Análogo ao poço tipo I, com a peculiaridade de possuir o KOP a maiores profundidades. O trecho termina em *buidup* e é aconselhável para perfuração de poços exploratórios partindo de um poço dado como seco.



**Figura 2.14 - Poço tipo III com KOP profundo. (ROCHA *et al.*, 2006).**

Outra limitação à trajetória dos poços é o *dogleg severity* (DLS) definido como a razão entre o ângulo a ser ganho e o trecho perfurado e é dado geralmente em  $^{\circ}/30\text{m}$  ou  $^{\circ}/100\text{pes}$ . Grandes valores de DLS podem causar problemas durante a perfuração como instabilidade ou mesmo impedir determinados tipos de completção.

Pelo número de variáveis envolvidas em se tratando de projeto de poço, a aplicação dos modelos numéricos se torna uma ferramenta fundamental, proporcionando a possibilidade de análises mais detalhadas e configurações

complexas. A flexibilidade de se estudar os parâmetros envolvidos em conjunto em análises com menor grau de simplificação, tornam a simulação imprescindível.

# Capítulo 3

## Aspectos Teóricos em Plasticidade e Mecânica do Contínuo Aplicada às Rochas

### 3.1. Geomecânica sob a ótica da Mecânica do Contínuo

Segundo MUNJIZA (2004), uma abordagem discreta é válida quando o grau de liberdade de uma partícula apresenta ordem de grandeza similar a do problema a ser avaliado, ou seja, não é possível descrever este material por meio de uma média de suas propriedades. A formulação matemática de problemas discretos envolve leis de interação entre as partículas e princípios de equilíbrio. Soluções analíticas são raras e neste caso, os métodos numéricos são uma alternativa. Os mais avançados são o *Discontinuous Deformation Analysis* (DDA) e *Discrete Element Methods* (DEM). O DDA é mais aplicado a problemas estáticos enquanto que o DEM é mais favorável a problemas dinâmicos.

Todavia, os problemas dos quais é possível tratar a sua microestrutura como uma média de suas propriedades são considerados problemas do contínuo. A

hipótese do contínuo permite a definição das propriedades físicas do material como uma função contínua no volume. Constitui-se base do cálculo diferencial infinitesimal e suas equações governantes são constituídas pelas leis físicas do material em conjunto com as equações de equilíbrio.

Soluções analíticas para um problema da mecânica do contínuo são mais freqüentes. No entanto, a evolução tecnológica tem permitido a utilização de métodos numéricos cada vez mais eficientes, dentre os quais se destaca o Método dos Elementos Finitos (MEF) usado neste trabalho, para abordagem deste tipo de problema.

Pelo exposto acima, é possível questionar qual seria a abordagem mais correta para problemas da engenharia de petróleo, mais especificamente para a instabilidade de poços tratando-se basicamente, de mecânica das rochas. E a questão a ser respondida é em qual grau certas discontinuidades existentes no meio, tais como fraturas, falhas, diferenciação no módulo e direção da permeabilidade, podem ser negligenciadas sem interferir no resultado final do problema. STAGG *et al.* (1968) salienta que o grau de fissuração e estratificação de um maciço rochoso, por exemplo, pode ter grandezas que vão de centímetros a dezenas (e porque não mais) de metros. Portanto, a opção por uma abordagem em detrimento da outra exige uma avaliação cautelosa do problema em questão.

Neste estudo sobre instabilidade de poços adotar-se-á o maciço rochoso como um meio contínuo descrito pelas suas propriedades através de suas relações constitutivas.

### **3.2. O Problema Não linear e o Modelo Constitutivo Elastoplástico**

As formações que serão atravessadas pelos poços de exploração e produção são materiais sujeitos a vários tipos de esforços e, por conseguinte, deformações.

Os trabalhos desenvolvidos sobre a estabilidade de poços de petróleo, segundo GIL *et al.* (2002), têm exigido, em sua maioria, um comportamento elástico-linear para a formação no entorno do poço, significando o colapso instantâneo e catastrófico sempre que o campo de tensões se iguala a resistência da rocha. Embora razoável para determinados tipos de rochas e implementação simples, esta abordagem não é conveniente para formações que não sejam duras e friáveis, sendo pertinente, portanto, uma abordagem não linear.

Segundo Zienkiewicz *et al.* (2000), um problema pode ser considerado não linear em sua forma mais simples quando a tensão não varia linearmente com a deformação, podendo ser de natureza física ou material ou geométrica. A primeira trata de pequenas deformações e deslocamentos enquanto a segunda trata de grandes deformações. O problema não linear tratado neste trabalho é de natureza física e é abordado segundo a teoria da plasticidade básica.

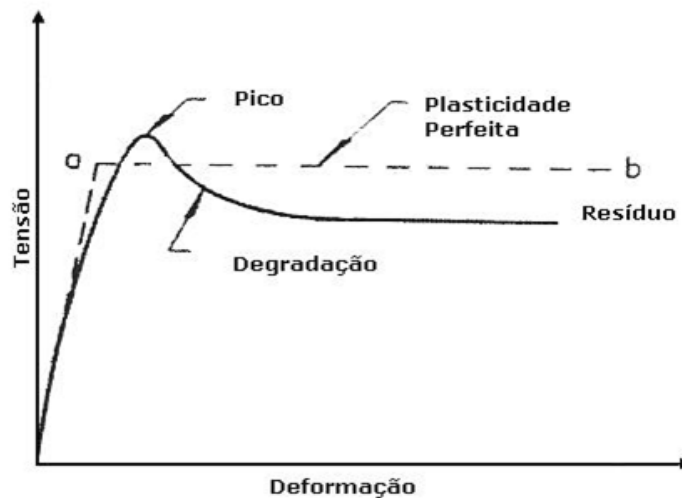


Figura 3.1 - Relação tensão e deformação. Adaptado de CHEN (1975).

CHEN (1975) define a teoria da plasticidade como aquela que se refere à análise de tensões e deformações e/ou cargas e deslocamentos em materiais dúcteis, que se deformam plasticamente.

A Figura 3.1 exibe o comportamento característico de solos reais sujeitos a um incremento de tensão: caracteriza-se por um trecho linear de magnitude pequena de tensões até a ocorrência de um pico ou tensão de colapso. A partir deste ponto, o material escoam, com deformação contínua apresentando degradação e posteriormente tensão residual. O comportamento plástico é caracterizado por deformações irreversíveis as quais ocorrem quando certo nível de tensão é atingido.

Considerando-se que parte das formações rochosas possui certo grau de plasticidade anterior à falha, a consideração de um modelo elastoplástico que represente este comportamento torna-se relevante.

SIMO *et al.*, (1998) aborda um problema elastoplástico levando-se em consideração três fatores: uma relação tensão/deformação sob condições elásticas; um critério de escoamento indicando o nível de tensões para o qual ocorre o fluxo plástico (escoamento) e uma relação tensão/deformação para expressar o comportamento após o escoamento.

Dada um corpo submetido a um estado de tensões  $f(\sigma)$ , a deformação total obtida pode ser desmembrada em dois termos valendo-se do princípio da aditividade das deformações: o primeiro elástico,  $\varepsilon^e$ , e o segundo plástico,  $\varepsilon^p$ :

$$\varepsilon = \varepsilon^e + \varepsilon^p \quad 3.1$$

Se as deformações e o campo de tensões são funções em relação ao tempo, entende-se que só haverá mudança na configuração original do material se:

$$\dot{\varepsilon}^p = \frac{\partial}{\partial t} \varepsilon^p \neq 0 \quad 3.2$$

Considerando-se que a mudança na configuração tenha ocorrido, as tensões atuantes devem estar inseridas no campo de tensões admissíveis, cuja função pode ser expressa por:

$$E_\sigma = \{ \sigma \in \mathfrak{R} \mid f(\sigma) := | \sigma | - \sigma_y \leq 0 \} \quad 3.3$$

Onde  $\sigma_y$  é tensão de escoamento. A função:

$$f(\sigma) := |\sigma| - \sigma_\gamma \leq 0 \quad 3.4$$

Refere-se à condição de escoamento. Se o valor absoluto da tensão aplicada é menor que a tensão de escoamento  $\sigma_\gamma$ , não há variação na deformação plástica,  $\varepsilon^p$ , ou seja:

$$\dot{\varepsilon}^p = 0 \text{ se } |\sigma| - \sigma_\gamma < 0 \quad 3.5$$

$$f(\sigma) < 0 \rightarrow \dot{\sigma} = E \dot{\varepsilon} \quad 3.6$$

Sendo assim, uma variação na deformação plástica  $\varepsilon^p$ , tal que  $\varepsilon^p \neq 0$ , somente poderá ocorrer se  $f(\sigma) = |\sigma| - \sigma_\gamma = 0$ . Neste caso, diz-se que o escoamento ocorre na direção do campo de tensões aplicado com fluxo plástico constante. Se  $\gamma \geq 0$  (lei do fluxo plástico) é o valor absoluto do fluxo plástico, diz-se que:

$$\dot{\varepsilon}^p = \gamma \text{ sign}(\sigma) \text{ se } f(\sigma) := |\sigma| - \sigma_\gamma = 0 \quad 3.7$$

Neste caso, o contorno do campo de tensões admissíveis, dados por:

$$E_\sigma = \{\sigma \in \mathfrak{R} \mid f(\sigma) := |\sigma| - \sigma_\gamma = 0\} \quad 3.8$$

É definido como superfície de escoamento. Conclui-se então a partir do exposto anteriormente, que sendo o campo de tensões admissíveis e taxa de deformação plástica não nula,  $\dot{\varepsilon}^p \neq 0$ , o fluxo plástico só ocorrerá na superfície de escoamento, ou seja,  $E_\sigma = 0$ . Tais condições são conhecidas por condições de Kuhn-Tucker. Analogamente, para que  $\dot{\varepsilon}^p$  seja não-nula, faz-se necessário que o campo de tensões permaneça no contorno do espaço de tensões admissíveis, configurando assim a condição de consistência, ou seja:

$$\gamma \dot{f}(\sigma) = 0 \quad 3.9$$

Uma vez ocorrido o escoamento, Cook (1989) propõe outras possibilidades para expressar unidimensionalmente o incremento de tensão a partir do incremento de deformação, tais como:

$$d\sigma = E(d\varepsilon - d\varepsilon^p) \quad d\sigma = E_t d\varepsilon \quad e \quad d\sigma = H d\varepsilon^p \quad 3.10$$

Onde H é denominado parâmetro de endurecimento e  $E_t$  o módulo tangente. Para estado de tensões multiaxiais, a expressão acima é mais usualmente expressa como:

$$H = \frac{E_t}{1 - \left(\frac{E_t}{E}\right)} \text{ ou } E_t = E \left(1 - \frac{E}{E+H}\right) \quad 3.11$$

O fenômeno do endurecimento é descrito, segundo SOUZA NETO *et al.* (2008), como uma dependência entre a tensão de escoamento e o histórico de deformação plástica desenvolvida pelo material.

Considerando-se E finito e  $E_t = 0$  então  $H=0$  é o material dito plástico-perfeito.

SIMO *et al.*, (1998) define “plasticidade perfeita” para os casos em que o limite/critério de escoamento (através de sua superfície de escoamento) é mantido constante no decorrer da análise de carregamento. Quando se admite a possibilidade da variação deste limite então o problema não é mais de plasticidade perfeita e sim de plasticidade com endurecimento (Figura 3.2).

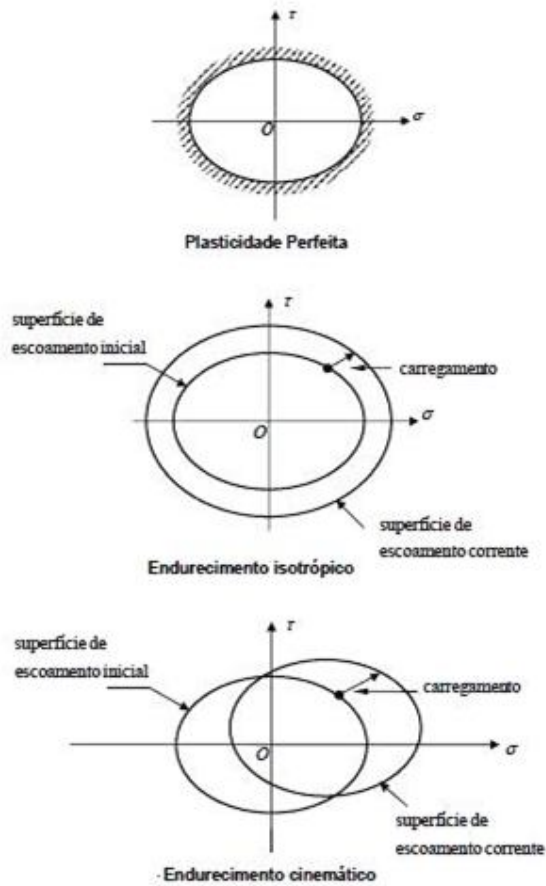


Figura 3.2 - Diversas formas de endurecimento. Adaptado de SIMO et al., (1998).

## Critérios de Escoamento

Os critérios de escoamento mais utilizados nos trabalhos desenvolvidos sobre estabilidade de poço são os de Mohr-Coulomb e Drucker-Prager. MOHIUDDIN (2007) ressalta a importância deste tema apresentando em seu trabalho uma comparação entre estes dois critérios em estudos de estabilidade, concluindo que o de Drucker-Prager é muito otimista na determinação dos pesos de fluidos utilizados na perfuração de poços de petróleo. Em virtude da utilização do de Mohr-Coulomb no código PoroNL

este será apresentado nesta seção sucintamente com base no trabalho de SOUZA NETO *et al.* (2008).

- ***Critério de Mohr-Coulomb***

SOUZA NETO *et al.* (2008) explica que o tensor de tensões hidrostático neste critério varia com a função escoamento, tratando-se portanto de um critério sensível a pressão hidrostática. Baseia-se na concepção de que o fenômeno macroscópico de escoamento plástico ocorre devido ao atrito entre as partículas do meio, iniciando quando em um plano do corpo, a tensão cisalhante e tensão normal atingem um valor crítico segundo a relação:

$$3.12$$

Onde  $c$  é a coesão,  $\Phi$  o ângulo de atrito interno e  $\sigma_n$  a tensão normal. A função de escoamento segundo este critério pode ser definida como:

$$3.13$$

A superfície de escoamento de Mohr em termos de tensões principais é uma pirâmide hexagonal alinhada com o eixo hidrostático. Bidimensionalmente, o plano de Mohr e a superfície de escoamento estão representados pela Figura 3.3:

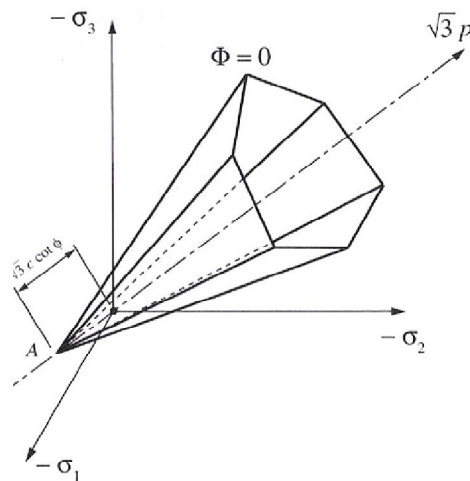
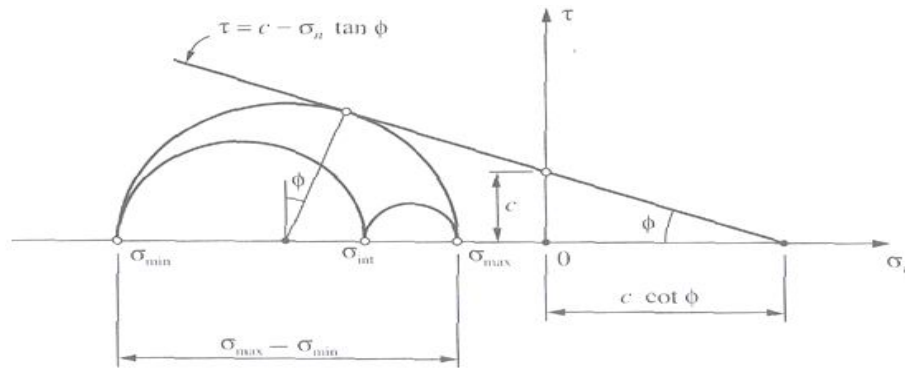


Figura 3.3 - Critério de Mohr-Coulomb (2D). Adaptado de SOUZA NETO *et al.* (2008).



**Figura 3.4 - Superfície de Mohr-Coulomb no espaço das tensões principais. Adaptado de SOUZA NETO *et al.* (2008).**

Este critério, bem como o Drucker-Prager (não descrito neste trabalho), é dito isotrópico, ou seja, nenhuma rotação no estado de tensões modifica a função do critério de escoamento. No plano principal de tensões, para a tensão de escoamento nula, tem-se um hexaedro regular. No espaço, o critério de Mohr-Coulomb pode ser visualizado através da Figura 3.4.

### **3.3. Formulação Forte do Problema Elastoplástico Aplicado à**

#### **Perfuração de um Poço em um Maciço Rochoso.**

As equações que governam o problema não linear são o equilíbrio de momento, as relações de tensão-deformação, equações constitutivas, condições de contorno e condição inicial.

O problema de valor inicial, em sua forma forte modela o um poço perfurado em um meio infinito ( $\Omega$ ), o qual originalmente está sujeito a um estado de tensões totais. Admite-se a decomposição em tensões normais efetivas e pressão de poro, usual em mecânica das rochas. Considera-se ainda o comportamento elastoplástico da matriz rochosa, passível de colapso de poros. O modelo cinemático considera

pequenos deslocamentos e deformações infinitesimais. Maiores detalhes serão descritos neste capítulo.

Tratando-se de modelar o efeito de perfuração de um poço em um maciço rochoso, considera-se que este, em virtude da ação da compactação de sua estrutura geológica, encontra-se em equilíbrio, sujeito a um estado de tensões iniciais totais gravitacionais *in situ*  $\sigma$ . Seja  $\mathbf{b}$  as forças de superfície atuantes no maciço, o estado de equilíbrio se dá por:

$$\nabla \sigma + \mathbf{b} = \mathbf{0} \text{ em } \Omega \quad 3.14$$

O maciço rochoso (domínio  $\Omega$ ) sendo constituído de poros, está sujeito a uma pressão de poros ( $p_p$ ), também conhecida como pressão estática do reservatório ( $p_e$ ) provocada pelos fluidos existentes nos poros da rocha. Desta forma, define-se a tensão efetiva  $\sigma'$  atuante no maciço como:

$$\sigma' = \sigma + I p_p \text{ em } \Omega \quad 3.15$$

Onde  $I$  é o tensor identidade.

O estado inicial de tensões efetivas *in situ* é caracterizado por suas componentes vertical, horizontal máxima e horizontal mínima, representadas respectivamente como  $\sigma'_V$ ,  $\sigma'_{Hmáx}$  e  $\sigma'_{hmin}$ , além da pressão de poros  $P_p$  já mencionada anteriormente. No Brasil, não havendo áreas tectonicamente ativas, assume-se por simplificação, que o estado de tensões efetivas é uniforme por todo o maciço e as tensões horizontais são iguais, ou seja,  $\sigma'_{Hmáx} = \sigma'_{hmin}$ .

As condições de contorno no domínio  $\Omega$ , nas extremidades do maciço se dá através das tensões efetivas iniciais e da pressão estática do reservatório, ou seja:

$$\sigma'(x, 0) = (\sigma'_V, \sigma'_{Hmáx}, \sigma'_{hmin}) \text{ para } x \in \Omega \quad 3.16$$

$$p(x, 0) = p_e(x, 0) \text{ para } x \in \Omega \quad 3.17$$

Uma vez caracterizado o domínio do problema, as condições de contorno de um problema de perfuração requer particularidades. Considerando um poço de diâmetro circular perfurado em um reservatório preenchido com fluido de perfuração

( $p_w$ ), a parede do poço ( $\Gamma_w$ ) deve permanecer em equilíbrio sendo válida, portanto, a equação:

$$\boldsymbol{\sigma}' \cdot \mathbf{n} = (p_w - p_e) \cdot \mathbf{n} \text{ em } \Gamma_w \quad 3.18$$

Onde  $\mathbf{n}$  é o vetor normal a essa superfície e o tensor de tensões efetivas é definido como:

$$\boldsymbol{\sigma}'_{i,j} = D_{ijkl}(\dot{\varepsilon}_{i,j}^e + \dot{\varepsilon}_{i,j}^p), D_{ijkl}(\mathbf{x}) \text{ e } \varepsilon_{i,j} = u(i,j) = \frac{u_{i,j} + u_{j,i}}{2} \quad 3.19$$

Sendo  $D_{ijkl}$  o tensor constitutivo e  $u$  o deslocamento.

### 3.4. Formulação Fraca do Problema Elastoplástico: Discretização em Elementos Finitos.

A partir das equações de equilíbrio anteriormente descritas para problemas envolvendo não linearidade física (pequenos deslocamentos e deformações), como o de estabilidade do poço abordado neste trabalho, a formulação variacional (Galerkin) podem ser escritas podem ser escritas na forma matricial através do princípio do trabalho virtual como (ZIENKIEWICZ *et al.*, 1967):

$$\int_{\Omega} \delta \mathbf{u}^T \rho \dot{\mathbf{u}} d\Omega + \int_{\Omega} \delta \boldsymbol{\varepsilon}^T \boldsymbol{\sigma} d\Omega - \int_{\Omega} \delta \mathbf{u}^T \mathbf{b} d\Omega - \int_{\Gamma_w} \delta \mathbf{u}^T \bar{\mathbf{t}} d\Gamma_w = 0 \quad 3.20$$

Sendo no contorno  $\Gamma_w$ ,  $\bar{\mathbf{t}}$  definida por:

$$\bar{\mathbf{t}} = \boldsymbol{\sigma} \mathbf{n} \quad 3.21$$

A aproximação dos deslocamentos e dos deslocamentos virtuais por elementos finitos pode ser escrita como:

$$\mathbf{u}(\mathbf{x}) = \mathbf{N}(\mathbf{x})\tilde{\mathbf{u}} \text{ e } \delta \mathbf{u}(\mathbf{x}) = \mathbf{N}(\mathbf{x})\delta\tilde{\mathbf{u}} \quad 3.22$$

Na forma paramétrica, reescreve-se a equação 3.22 como:

$$\mathbf{u}(\xi) = \mathbf{N}(\xi)\tilde{\mathbf{u}}; \delta\mathbf{u}(\xi) = \mathbf{N}(\xi)\delta\tilde{\mathbf{u}} \text{ com } \mathbf{x}(\xi) = \mathbf{N}(\xi)\tilde{\mathbf{x}} \quad 3.23$$

A relação 3.23 pode ser usada para o cálculo das deformações virtuais como:

$$\delta\varepsilon = \mathbf{S}\delta\mathbf{u} = (\mathbf{S}\mathbf{N})\delta\tilde{\mathbf{u}} = \mathbf{B}\delta\tilde{\mathbf{u}} \quad 3.24$$

Sendo  $\mathbf{B}$  a matriz transformação.

$\tilde{\mathbf{u}}$  denota os deslocamentos nodais e  $\delta\tilde{\mathbf{u}}$  os deslocamentos virtuais arbitrários.

Para um problema discreto, desconsiderando-se a parte dinâmica, pode-se então escrever:

$$\mathbf{P}(\sigma) = \mathbf{f} \quad 3.25$$

Sendo:

$$\mathbf{P}(\sigma) = \int_{\Omega} \mathbf{B}^T \sigma d\Omega \quad 3.26$$

Sabendo-se que as deformações podem ser calculadas a partir do vetor deslocamento,  $\varepsilon = \mathbf{B}\tilde{\mathbf{u}}$

Logo, pode-se reescrever a equação 3.26 como:

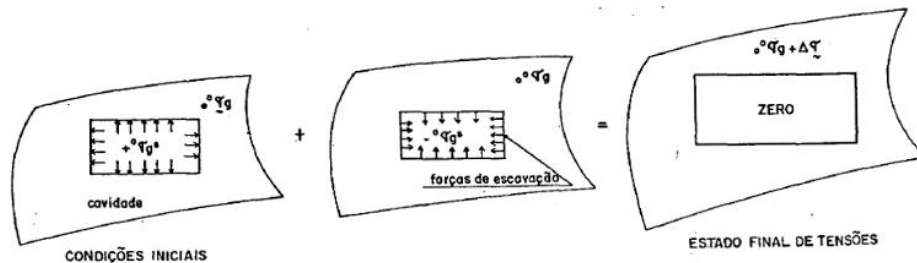
$$\mathbf{P}(\sigma) = \int_{\Omega} \mathbf{B}^T \mathbf{D}\mathbf{B}d\Omega \quad 3.27$$

### 3.5. Forças de Escavação

Segundo COSTA (1984), os métodos tradicionais utilizados para a simulação de escavações através do Método dos Elementos Finitos determinavam o estado de tensões no bordo dos elementos a serem escavados aplicando-se com igual módulo e sentido oposto as tensões do maciço com o mesmo módulo e em sentido oposto sobre os elementos do perímetro escavado. Segundo estes métodos, as tensões atuantes são adotadas como sendo as originais do maciço considerando-se o devido afastamento da cavidade de tal forma que tenham sido dissipados os efeitos da redistribuição das tensões induzidas pela escavação.

Todavia, este método introduz erros pelo fato de o estado de tensões no contorno entre dois elementos não se constituir uma função contínua, quando se utiliza o MEF com formulação tendo como incógnitas o deslocamento. Conseqüentemente, é adotada uma formulação cujo princípio básico é o equilíbrio de forças nos pontos nodais dos elementos.

POLILLO FILHO (1987) que também faz uso desta formulação, explica detalhadamente a metodologia. Em poços de petróleo, as tensões iniciais gravitacionais não participam como forças nodais internas equivalentes, mas têm papel fundamental na verificação da condição de escoamento da rocha e na determinação do incremento de deformação plástica.



**Figura 3.5 - Forças de Escavação implementadas por Costa (1984). Reproduzido de POLILLO FILHO (1987).**

A redistribuição das tensões devido ao efeito da perfuração envolve o cálculo das tensões iniciais nos pontos de integração, o cálculo das forças nodais equivalentes, ambas considerando o maciço em repouso e, finalmente, aplicando-se, no contorno do furo, as forças nodais em sentido contrário a reação do bloco de rocha a ser retirado (Figura 3.5). As tensões utilizadas nestes cálculos, em virtude do interesse nos esforços atuantes da matriz rochosa são as efetivas.

No código utilizado neste trabalho, o processo de perfuração da formação provoca um relaxamento das tensões na superfície do poço (as tensões na cavidade resultante são nulas). Para a correta consideração desse efeito de forças de superfície (também chamadas, no caso, "forças de escavação") são calculadas sobre o conjunto de elementos adjacente ao poço, como forças internas equivalentes ao estado de

tensões iniciais nesses elementos e, em seguida, aplicadas como forças de superfície, com o sinal contrário, de forma anular o estado de tensões nessa fronteira.

$$\mathbf{f}_{int}^e = \int_{\Omega_e} \mathbf{B}^T \boldsymbol{\sigma} d\Omega_e \quad 3.28$$

As contribuições de cada elemento adjacente ao poço, isto é, com pelo menos um ponto nodal sobre a superfície do poço, são montadas restringindo-se essa montagem apenas àquelas componentes correspondentes aos pontos nodais situados na superfície do poço.

$$\mathbf{f}_{esc} = \mathbf{A}_{e \in Adj\Gamma_w} (-\mathbf{f}_{int}^e / \Gamma_w) \quad 3.29$$

As equações não lineares descritas acima que governam o equilíbrio quasi-estático do problema serão solucionadas neste trabalho empregando-se um método incremental iterativo - o método de Newton-Raphson . Para cada incremento de carga obtém-se através do processo iterativo uma solução que anule o resíduo.

Cada iteração do ciclo Newton envolve a avaliação das forças internas, avaliação da rigidez tangente e a solução de um sistema de equações, sendo que para modelos de grandes dimensões, os dois últimos podem ser excessivamente onerosos. Detalhadamente, este método é descrito por Cook (1989).

O custo computacional pode ser reduzido se a matriz de rigidez não for atualizada a cada iteração. Define-se então o método de Newton Raphson-Modificado o qual avalia a rigidez apenas no início de cada passo incremental, não a alterando nas iterações subseqüentes. Ressalta-se que sua taxa de convergência é menor havendo, pois, um número adicional de iterações necessárias para a solução. No entanto, para uma mesma tolerância, isto é compensado, via de regra, pelo menor número de operações.

Uma variação deste método iterativo é o Método da Rigidez Inicial (utilizado neste trabalho), o qual será brevemente descrito na próxima seção.

## Método da Rigidez Inicial

Este método iterativo, aplicado ao código PoroNL é apresentado por COOK (1989). Ocorrida a plastificação (escoamento), a matriz de rigidez é usada em todas as iterações para os cálculos das tensões, deformações e conseqüentes deslocamentos. O estado de tensões inicial produz carregamentos “fictícios” que são combinados com o estado de carregamento real (conhecido como método da tensão inicial). A vantagem deste processo é a não necessidade de se formar e fatorar repetidamente a matriz de rigidez, operação bastante onerosa computacionalmente. Sua convergência é mais lenta, todavia em deformações plásticas grandes e dispersas.

A deformação plástica  $\varepsilon_p$  pode ser obtida acumulando-se os incrementos de deformação  $\Delta\varepsilon_p$  calculado em cada iteração. Resume-se em COOK (1989):

- Calcula-se a matriz de rigidez elástica  $[K]$  (matriz tangente inicial). Resolve-se o sistema  $[K]\{D\} = [R]$  em  $\{D\}$ , onde  $\{D\}$  é a matriz de deslocamentos nodais e é proporcional ao carregamento atual, porém arbitrário. São aplicados incrementos de carga  $\{\Delta R_s\}$ ;
- Soluciona-se o sistema  $[K]\{\Delta D\} = [\Delta R] + [\Delta R_s]$  em  $\{\Delta D\}$  atualizando os deslocamentos nodais como  $\{D\} = \{D\} + [\Delta D]$ ;
- Em cada elemento é calculado o incremento de deformação  $\Delta\varepsilon$  associado a  $\{\Delta D\}$  assim como o novo estado de tensões aplicando-se ao estado de tensões inicial o incremento obtido por  $\Delta\sigma = E\Delta\varepsilon$  se  $\sigma < \sigma_y$  ou  $\Delta\sigma = E_t\Delta\varepsilon$  se  $\sigma > \sigma_y$ . Para cada elemento plastificado ( $\sigma > \sigma_y$  no Gráfico 3.1), o incremento de deformação plástica é calculado como:

$$\Delta\varepsilon_p = \frac{1}{H}\Delta\sigma = \frac{1}{H}E_t\Delta\varepsilon = \left(\frac{E}{E+H}\right)\Delta\varepsilon = E\left(1 - \left(\frac{E_t}{E}\right)\right)\Delta\varepsilon \quad 3.30$$

Os próximos incrementos de carga constituem-se o somatório das contribuições dos elementos tais que  $\{\Delta R_s\} = \Sigma\{\Delta r_s\} = \int [B]^T \sigma dV$

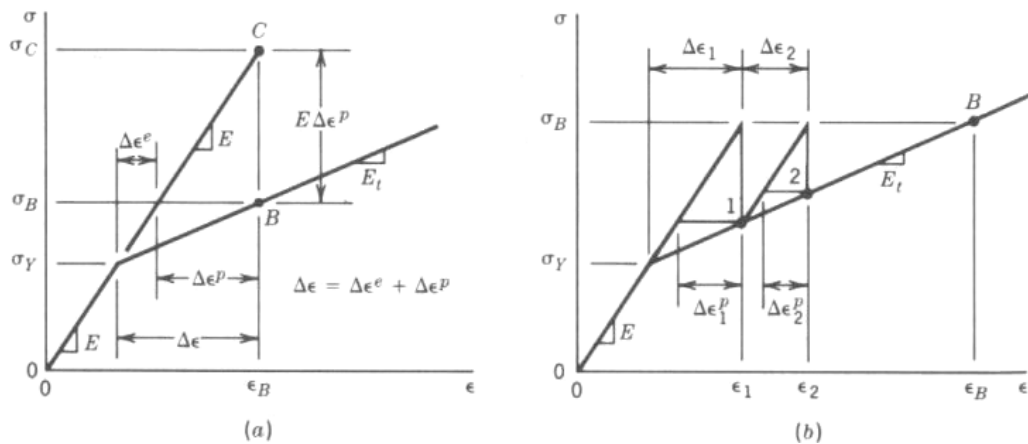


Gráfico 3.1 - Tensão-deformação: (a) tensão inicial dada por  $\sigma_y$ . (b)

Processo iterativo até a solução em B.

### 3.6. Descrição do Código PoroNL

O código PoroNL, utilizado neste trabalho, é a continuidade dos trabalhos desenvolvidos no LAMCE (Laboratório de Métodos Computacionais em Engenharia) mais recentemente por COELHO (2001), TISSER (2004) e GUEVARA JUNIOR (2006). Com o objetivo de representar o comportamento volumétrico é utilizada a associação de uma superfície de ruptura com uma superfície de fechamento, conhecida como *capmodel*. Este modelo é aplicável a materiais independentes da temperatura e sujeitos a pequenas deformações elásticas e/ou plásticas a cada incremento de carga.

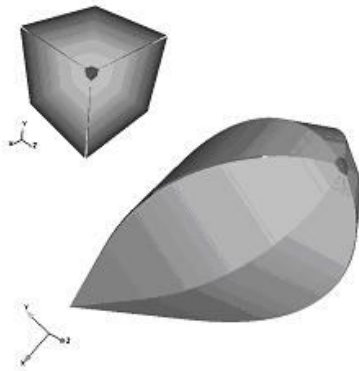
Para solução do sistema de equações não lineares utiliza-se o método da rigidez inicial. A atualização das tensões é feita através operador Euler avante (subincremental) com preditor tangente e retorno radial, sendo condicionalmente estável.

A vantagem da utilização deste modelo está no tratamento da interseção das superfícies que o constituem, gerando uma superfície suave ao longo desta interseção. Este modelo de *cap* utiliza a superfície de Mohr-Coulomb para limitar a ruptura por cisalhamento e a partir da interseção dessas superfícies trata a pressão hidrostática, limitando-a com uma envoltória de fechamento.

A aplicação desta envoltória tem sido alvo de vários estudos. HUANG *et al.* (1990) salienta que o modelo do *cap* é particularmente apropriado em virtude de sua capacidade de tratar estado de tensões anteriores, dependência do passo de tensão, variação do volume e efeito da tensão principal intermediária. No entanto, atenção especial deve ser dada a determinação dos parâmetros a serem utilizados na sua formulação. Já MAJEWSKI *et al.* (1993) apresenta em seu trabalho um modelo elastoplástico para análise da interação solo-estrutura. O modelo, chamado “*capmodel* duplo” tem esta denominação visto que a superfície de escoamento é fechada por dois *caps*: esférico na região de tração e elipsoidal na região de compressão. A parte maior da superfície é composta pelo cone de Drucker-Prager, sendo os dois *caps* são tangenciais ao cone.

No trabalho realizado por TISSER (2004) e posteriormente implementado tridimensionalmente por GUEVARA JUNIOR (2006), resultando no código PoroNL em sua versão atual, incorporou à superfície de escoamento a dependência do terceiro invariante de tensões desviatórias, reestruturando o modelo para três dimensões através da formulação do MEF para o elemento tetraedro linear. O modelo é composto por uma superfície de ruptura clássica associada com um *cap* suave, eliminando a presença do vértice no encontro destas superfícies, objetivando um ganho computacional com a simplificação do algoritmo.

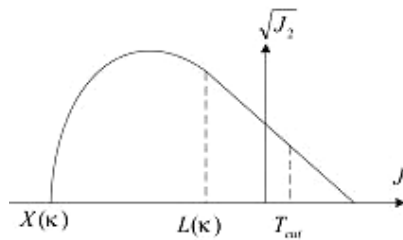
A superfície de Mohr-Coulomb é utilizada para limitar a ruptura por cisalhamento e a partir da interseção dessas superfícies trata-se a pressão hidrostática, limitando-a com uma envoltória de fechamento (cap), conforme Figura 3.6. Com o gradiente da função de escoamento definido, ou seja, diferenciável ao longo do plano octaédrico, persiste a necessidade de tratar a descontinuidade em  $-\pi/6$  e  $\pi/6$  no plano desviatório.



**Figura 3.6 - Superfície implementada no espaço das tensões principais.**

**Reproduzido de GUEVARA JUNIOR (2006).**

O capmodel, baseado no modelo de Shewer e Murray, é formado pela multiplicação entre as funções da superfície de ruptura por cisalhamento (Mohr Coulomb) e a superfície de endurecimento, que resulta em uma função com comportamento suave (derivada contínua), conforme mostrado esquematicamente na Figura 3.7. Nela,  $\kappa$  é um parâmetro de endurecimento que controla o movimento da superfície do cap, e os parâmetros geométricos do *capmodel*  $L(\kappa)$  e  $X(\kappa)$  representam respectivamente, a intersecção da função  $F_f$  (função que representa a superfície de ruptura por cisalhamento) com  $F_c$  (função do endurecimento isotrópico).



**Figura 3.7 - Superfície da função de escoamento do cap suave.**

**Reproduzido de GUEVARA JUNIOR (2006).**

COELHO (2001) explica que o modelo constitutivo implementado, PoroNL, necessita de oito parâmetros: sendo duas constantes elásticas: o módulo de elasticidade e o coeficiente de Poisson; dois parâmetros de resistência: a coesão e o ângulo de atrito; dois parâmetros referentes ao cap elíptico: a posição inicial da interseção do cap com o eixo hidrostático  $X_0$  e o fator de forma R, que relaciona o eixo principal maior com o eixo principal menor da elipse e por fim, duas constantes referentes à lei de endurecimento.

A determinação dos parâmetros do cap elíptico, fundamental para calibração do modelo, depende da determinação dos pontos de colapso hidrostático para diferentes caminhos de tensão. Os parâmetros podem ser calculados a partir de ensaios experimentais conforme descrito SOARES (2000).

O parâmetro  $X_0$ , que representa qualitativamente a sensibilidade do material ao colapso de poros será especialmente analisado no Capítulo 4.

# Capítulo 4

## Validação do Código PoroNL

Sendo os trabalhos de COSTA (1984) e POLILLO FILHO (1987) bases para a implementação realizada no código PoroNL, objetiva-se nesta seção apresentar os resultados de uma análise de sensibilidade detalhada. Além do trabalho de POLILLO FILHO (1987), serão adotados para efeito de validação do código, o trabalho de EWIS (1993) e o de MULLER (2008).

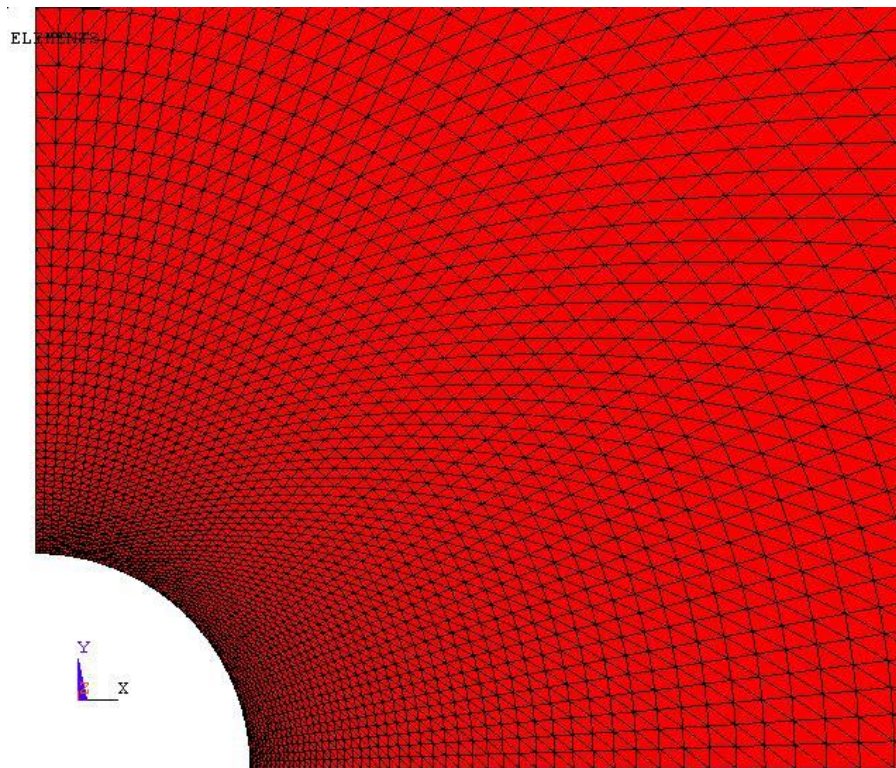
Em complementação, serão apresentados os resultados obtidos para um poço inclinado cujos parâmetros de projeto e da formação são equivalentes ao que se encontra no estado da arte em engenharia de petróleo atualmente.

### 4.1. Experimento Numérico I

Para esta análise numérica comparativa será usado como referência o trabalho de POLILLO FILHO (1987).

O programa utilizado para os experimentos numéricos deste trabalho compõe-se de um modelo em elementos finitos do tipo tetraedro linear, composto de uma malha com 31500 elementos e 10812 nós, sendo mais refinada próximo ao poço.

Trata-se de uma malha gerada em *software* comercial, ANSYS, para definição da geometria. Em virtude da simetria deste problema, o modelo representa um setor circular de 90°, com os devidos travamentos e carregamentos para simulação das condições de contorno do maciço conforme Figura 4.1.

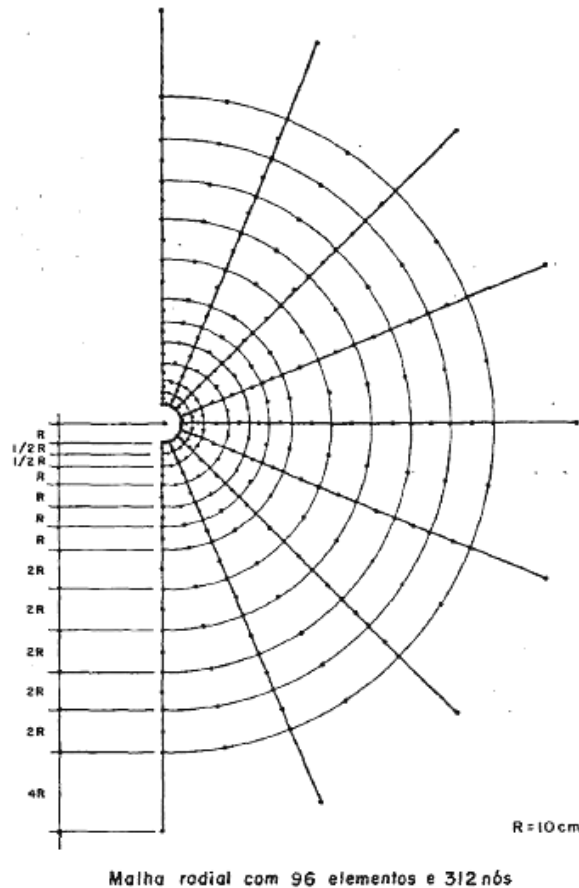


**Figura 4.1 - Malha gerada em ANSYS utilizada no código PoroNL para análise comparativa.**

Tratando-se de um modelo tridimensional, possui espessura da ordem de 3 mm, composto de 1 camada única de elementos, para se fidelizar a comparação com o modelo proposto pela referência, que é bidimensional. Foi adotada também uma análise em estado plano de deformação.

Geometricamente, o poço é circular com raio de 10 cm (equivalente ao da referência) inserido em um bloco de rocha de dimensão superior a 50 vezes o valor do raio, a fim de evitar a influência das condições de contorno na análise de tensões do poço.

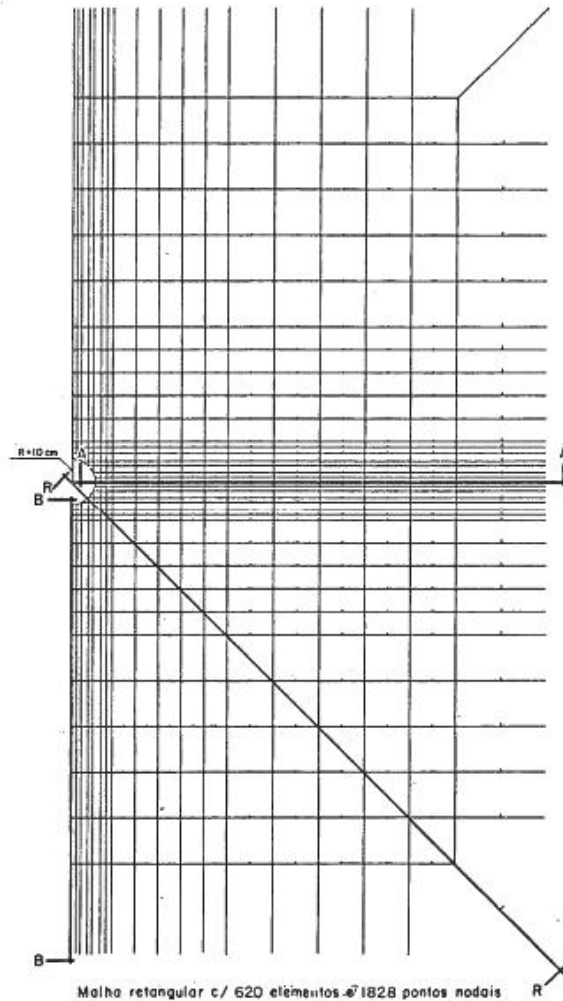
Pela referência, os resultados são obtidos a partir de uma malha de elementos finitos isoparamétricos de oito pontos nodais e infinitos parametrizados, com refinamento maior nas proximidades do poço. A malha radial utilizada para poços verticais é composta de 96 elementos e 312 nós, utilizando-se da regra de integração 2x2 (Figura 4.2).



**Figura 4.2 – Malha radial para poços verticais.**

**Reproduzido de POLILLO FILHO (1987).**

Todavia, no intuito de permitir uma análise em poços horizontais perfurados em formações com horizontes diferentes em relação a profundidade (tal análise não é executada com o código PoroNL), POLILLO FILHO (1987) faz uso de uma malha retangular com os mesmos elementos usados para poços verticais e regra de integração 2x2, composta de 620 elementos e 1828 nós (Figura 4.3).



**Figura 4.3 - Malha retangular para poços horizontais.**

**Reproduzido de POLILLO FILHO (1987).**

São obtidos resultados para poços verticais e horizontais perfurados em 7 formações com propriedades distintas entre si.

O estado inicial de tensões no maciço varia segundo as propriedades da formação (tensões horizontais e verticais) sendo a pressão estática do reservatório constante. Durante as análises, foi variado o diferencial de pressão atuante na parede de poço, referente a diferença entre o peso de fluido ( $p_w$ ) e a pressão estática da formação ( $p_e$ ). Os parâmetros utilizados para as formações nesta validação são apresentados na Tabela 4.1.

A partir deste ponto, as análises serão referenciadas conforme o número na primeira coluna, referente a cada material da formação em questão.

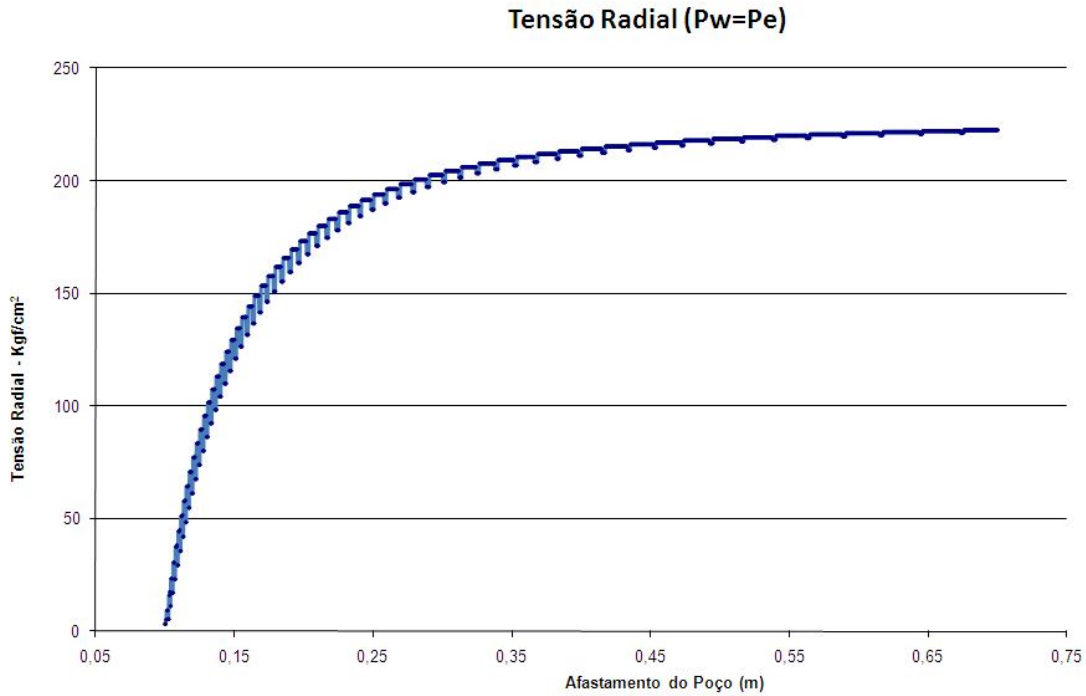
**Tabela 4.1 - Parâmetros característicos das formações. (POLILLO FILHO, 1987).**

Formação	Constituição	E(Kgf/cm <sup>2</sup> )	C(Kgf/cm <sup>2</sup> )	S'v(Kgf/cm <sup>2</sup> )	S'h(Kgf/cm <sup>2</sup> )	Pe(Kgf/cm <sup>2</sup> )	v	Φ(°)
1	Arenito Berea	196.348,62	277,27	370,306	226,96	321,855	0,38	27,8
2	Arenito=horiz	263.463,81	81,59	370,306	174,26	321,855	0,32	37,2
3	Arenito	263.463,81	151,886	370,306	174,26	321,855	0,32	45,2
4	Dolomita	483.710,50	232,416	370,306	190,76	321,855	0,34	35,5
5	Calcario	502.928,98	240,571	370,306	151,25	321,855	0,29	34,8
6	Calcario	502.928,98	68,502	370,306	151,25	321,855	0,29	42
7	Folhelho	200.000,00	30	370,306	123,44	321,855	0,25	30

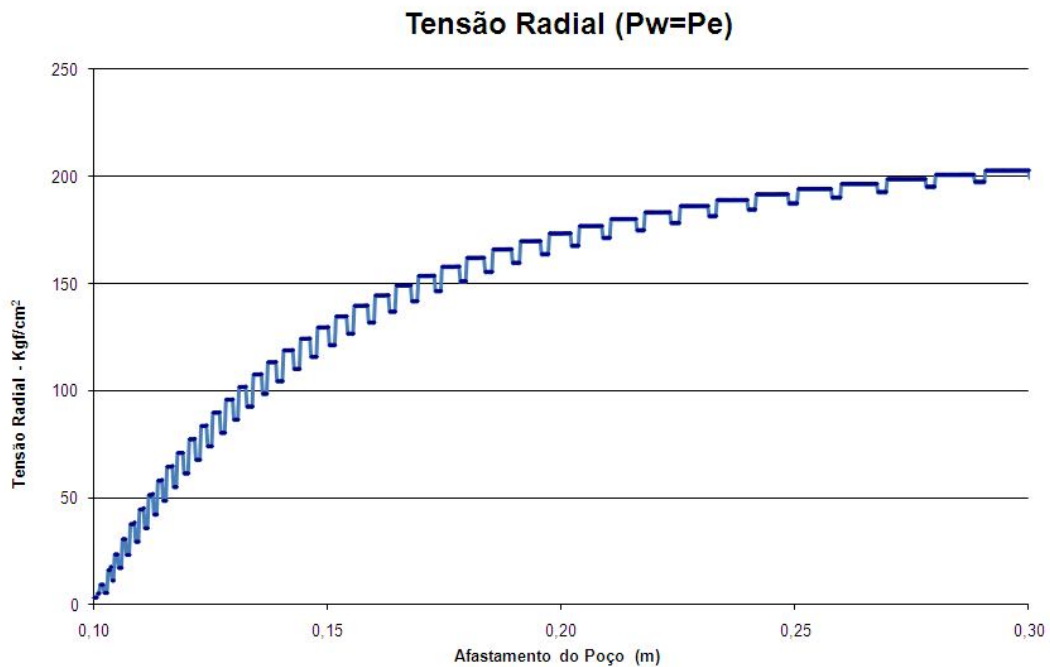
### **Material 1 – Arenito Berea – Poço Vertical**

A partir dos resultados apresentados pela referência, uma rocha com as características do arenito Berea poderia ser estudada segundo a Teoria da Elasticidade, sem que esta hipótese simplificadora prejudicasse os resultados visto que a resistência à tração da rocha é alcançada, ainda em regime elástico. O nível de tensões experimentado é insuficiente para causar a plastificação do material para  $(p_w - p_e) = 0$ , o que permite concluir que um peso de fluido capaz de proporcionar uma pressão hidrostática igual a pressão estática do reservatório é suficiente para prevenir instabilidades e, simultaneamente, impedir influxo para o poço, como *kicks* (problema corrente principalmente em poços exploratórios).

Com as mesmas características e diferenciais de pressão, fez-se a análise através do aplicativo PoroNL, obtendo-se resultados equivalentes: para todos os diferenciais testados, não há plastificação do material, confirmando a opção de se adotar a teoria da elasticidade, caso necessário, para eventuais avaliações de tensões sem comprometimentos dos resultados obtidos. Isso pode ser de grande vantagem, principalmente em problemas de geometria mais complexa.



**Gráfico 4.1 - Tensão radial com afastamento do poço segundo código PoroNL.**



**Gráfico 4.2 – Detalhe próximo à parede do poço da tensão radial com afastamento segundo código PoroNL.**

No Gráfico 4.1 e Gráfico 4.2, obtidos das análises no PoroNL, observa-se a variação de tensão radial conforme se afasta do poço pelos diversos elementos que

compõe o maciço. São observadas instabilidades principalmente próximas a parede do poço devido principalmente a três fatores: geometria, malha de tetraedros e a ferramenta de pós processamento (Enight). Tais instabilidades serão detalhadamente explicadas posteriormente na descrição em poço horizontal.

Ressalta-se, de uma das análises realizadas para este tipo de material, que para um diferencial de pressão nulo na parede do poço, a tensão radial apresentada pela referência equivale a aproximadamente  $42,86 \text{ kgf/cm}^2$ . Comparativamente, tal valor pelo PoroNL encontra-se a uma distância radial do centro do poço de 11cm, ou seja, a 1 cm da parede. No entanto, POLILLO FILHO (1987) expõe que as tensões foram calculadas no ponto de integração mais próximo à parede do poço, não especificando diretamente esta distância. Sendo assim, realizar o comparativo quantitativo torna-se bastante impreciso.

## **Material 2 – Arenito – Poço Vertical**

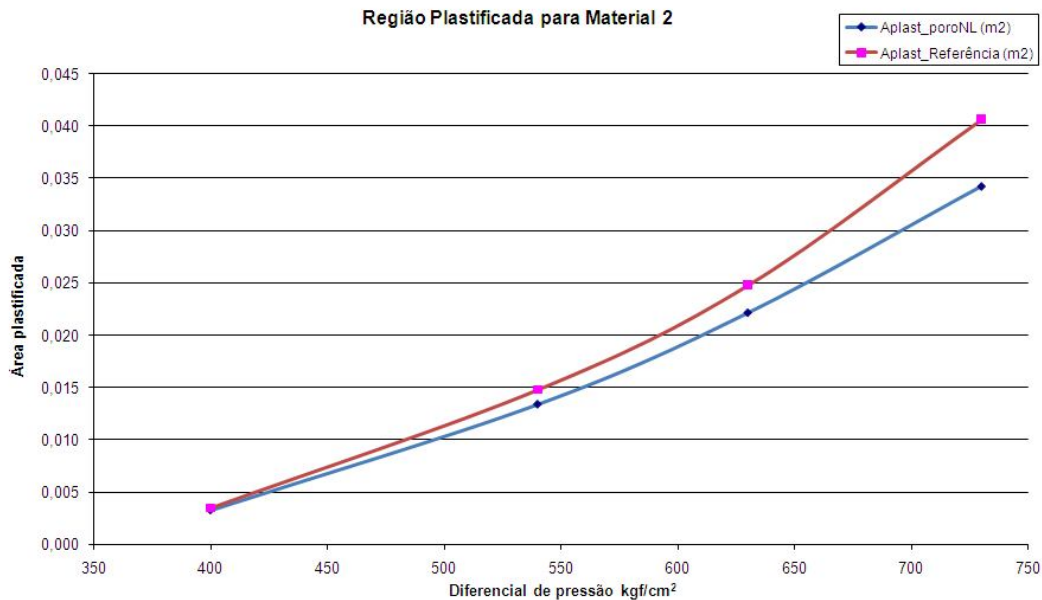
Para esta formação, conclui-se na referência que a análise elastoplástica apresenta resultados diferentes, em oposição ao demonstrado para o material 1. Em se considerando um diferencial de pressão na parede do poço inferior a  $370 \text{ kgf/cm}^2$ , o material apresenta comportamento elástico. Superior a este valor, dá-se início a plastificação. Em caráter plástico, conclui que a descompressão experimentada pelos materiais não é suficiente para tracioná-lo (resistência a tração de  $437,56 \text{ kgf/cm}^2$ ) sendo que para valores superiores a  $400 \text{ kgf/cm}^2$ , o material volta a se comprimir, acarretando falha por esmagamento.

Pelo código PoroNL, o comportamento elástico do material se mantém até  $370 \text{ kgf/cm}^2$ , como o da referência. Para valores superiores, ocorre também a plastificação.

POLILLO FILHO (1987) apresenta o raio de plastificação como resultado de seu modelo com os respectivos valores de pressão aplicados à parede do poço. Para comparação com aqueles obtidos pelo PoroNL, foi calculado o valor corresponde a área plastificada para um setor circular de 90°. Tais resultados encontram-se na Tabela 4.2 e no Gráfico 4.3.

**Tabela 4.2 - Região plastificada (material 2). Comparação entre referência e PoroNL.**

$P_w - P_e$ (Kgf/cm <sup>2</sup> ) Polillo	Raio de Plastificação (m) Polillo	Área de Plastificação (m <sup>2</sup> ) Polillo	$P_w - P_e$ (Kgf/cm <sup>2</sup> ) poroNL	Área de Plastificação (m <sup>2</sup> ) PoroNL	Razão Área de Plastificação Polillo/poroNL (m <sup>2</sup> /m <sup>2</sup> )
0-370	0	0	370	0	-
380-470	0,1106	0,0035	400	0,0033	1,0694
480-540	0,1394	0,0148	540	0,0134	1,1051
550-630	0,1606	0,0248	630	0,0222	1,1194
640-730	0,1894	0,0406	730	0,0343	1,1865



**Gráfico 4.3 - Comparação entre as regiões plastificadas (material 2): referência e PoroNL.**

## Material 6 – Calcário – Poço Vertical

Segundo POLILLO FILHO (1987), referência deste experimento, para diferenciais de pressão aplicados na parede do poço inferiores a  $320\text{kgf/cm}^2$ , já é diagnosticado o comportamento plástico, devido ao baixo valor de coesão atribuído a este material. Também neste material, como no 2, observa-se o esmagamento do material sem que se atinja o tracionamento da tensão circunferencial.

Para esta formação, apresenta-se na referência também a região plastificada para diversos diferenciais de pressão, os quais foram comparados com os resultados obtidos pelo PoroNL.

Pelo aplicativo PoroNL, o comportamento elástico é obtido com diferenciais de pressão de  $86,03\text{ kgf/cm}^2$  a  $287,94\text{ kgf/cm}^2$ . O comportamento plástico se apresenta para valores superiores a  $288,0\text{ kgf/cm}^2$ . Sendo assim, esta análise indica ser o PoroNL um código mais conservador o início da plasticidade em um diferencial de pressão inferior.

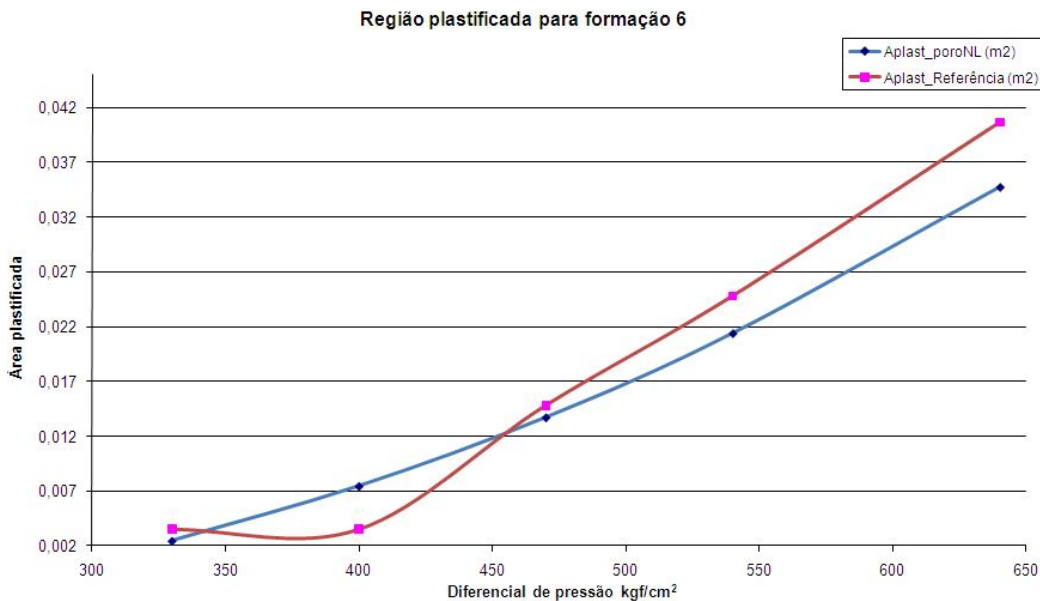
O comparativo entre as regiões plastificadas com relação aos diferenciais de pressão aplicados pode ser analisado na Tabela 4.3 e no Gráfico 4.4.

**Tabela 4.3 - Região plastificada (material 6). Comparação entre Polillo e poroNL.**

$P_w - P_e$ (Kgf/cm <sup>2</sup> ) Referência	Raio de Plastificação (m) Referência	Área de Plastificação (m <sup>2</sup> ) Referência	$P_w - P_e$ (Kgf/cm <sup>2</sup> ) poroNL	Área de Plastificação (m <sup>2</sup> ) PoroNL	Razão Área de Plastificação Referência/poroNL (m <sup>2</sup> /m <sup>2</sup> )
0-320	0	0,00	86,03-287,94	0	-
330-400	0,1106	0,0035	400,00	0,0075	0,4701
410-470	0,1394	0,0148	470,00	0,0137	1,0794
480-540	0,1606	0,0248	540,00	0,0214	1,1588
550-640	0,1894	0,0406	640,00	0,0348	1,1693

É relevante relatar neste trabalho que, em análises realizadas no código PoroNL, para diferenciais de pressão menores que  $11,59\text{ kgf/cm}^2$  aplicados na parede do poço, o programa divergiu em consequência de uma falha na integração das

relações constitutivas. A partir deste diferencial até o valor de 86,03 kgf/cm<sup>2</sup>, o programa converge, apresentando comportamento plástico, indicando colapso do poço. Este tipo de análise, no entanto, não foi realizado no trabalho de POLILLO FILHO (1987) para este tipo de material visto que foram consideradas apenas condições de fratura da formação, e não de colapso.



**Gráfico 4.4 - Comparação entre as regiões plastificadas (material 6): Referência e PoroNL.**

## **Material 7 – Folhelho – Poço Vertical**

Nesta formação, na referência simula-se a aplicação de cargas de forma incremental, comparando também estes valores entre si.

Diferentemente dos outros materiais analisados, o folhelho se comporta de forma particular. Pela referência, para diferenciais de pressão entre 0 e 10 Kgf/cm<sup>2</sup>, há indicação de plastificação, porém não há convergência dos resultados em 50 iterações. Entre 20 e 80 Kgf/cm<sup>2</sup> (baixos diferenciais de pressão), devido a baixa coesão (30Kgf/cm<sup>2</sup>), já ocorre plastificação, indicando possibilidade de

desmoronamento da formação (colapso). O comportamento elástico para o intervalo de 90 a 170 Kgf/cm<sup>2</sup> indica-o como a faixa permitida para dimensionamento do peso do fluido a ser utilizado durante a perfuração do poço. Importante lembrar que um diferencial de pressão inferior a 90kgf/cm<sup>2</sup> poderia significar o colapso do poço, embora fosse suficiente para impedir a surgência dos fluidos contidos no reservatório.

POLILLO FILHO (1987) conclui que, em se tratando de fluido não penetrante, em questão o fluido de perfuração, o mais correto seria a aplicação integral da carga. As comparações com o código PoroNL foram realizadas considerando-se somente a aplicação integral do carregamento.

Seguindo as mesmas diretrizes ditadas pela referência, as análises no PoroNL apresentaram divergência nos resultados para diferenciais de pressão inferiores a 51,36 kgf/cm<sup>2</sup>. Há plastificação do material indicando provável colapso do poço para diferenciais de pressão entre 52,38 kgf/cm<sup>2</sup> e 88,07 kgf/cm<sup>2</sup>. A partir disso, o material apresenta comportamento elástico até o reinício da plastificação por esmagamento a um diferencial de pressão de 158,43 kgf/cm<sup>2</sup> (em conformidade com o limite estabelecido por POLILLO FILHO, 1987).

Para efeito comparativo da região plastificada, foi calculada a área plastificada a partir do raio apresentado pela referência. Os resultados podem ser analisados na Tabela 4.4 e no Gráfico 4..

Tabela 4.4 - Região plastificada (material 7). Comparação entre Referência e poroNL.

$P_w - P_e$ (Kgf/cm <sup>2</sup> ) Referência	Raio de Plastificação (m) Referência	Área de Plastificação (m <sup>2</sup> ) Referência	$P_w - P_e$ (Kgf/cm <sup>2</sup> ) poroNL	Área de Plastificação (m <sup>2</sup> ) PoroNL	Razão Área de Plastificação Polillo/poroNL (m <sup>2</sup> /m <sup>2</sup> )
0-10	*	*	-	-	-
20-80	0,1394	0,0148	52,38	0,0084	1,7586
90-170	<b>Elástico</b>	<b>Elástico</b>	88,09-158,43	<b>Elástico</b>	<b>Elástico</b>
180-210	0,1394	0,0148	210,00	0,0158	0,9351
220-270	0,2790	0,1066	250,00	0,0325	3,2758
280	0,2211	0,0611	280,00	0,0482	1,2662
290-390	0,2790	0,1066	350,00	0,0918	1,1612
400	0,3790	0,2099	400,00	0,1351	1,5537
500	0,4790	0,3447	500,00	0,2559	1,3471
600	0,5790	0,5109	600,00	0,4354	1,1734
1000	1,0577	1,7416	1000,00	2,2294	0,7812

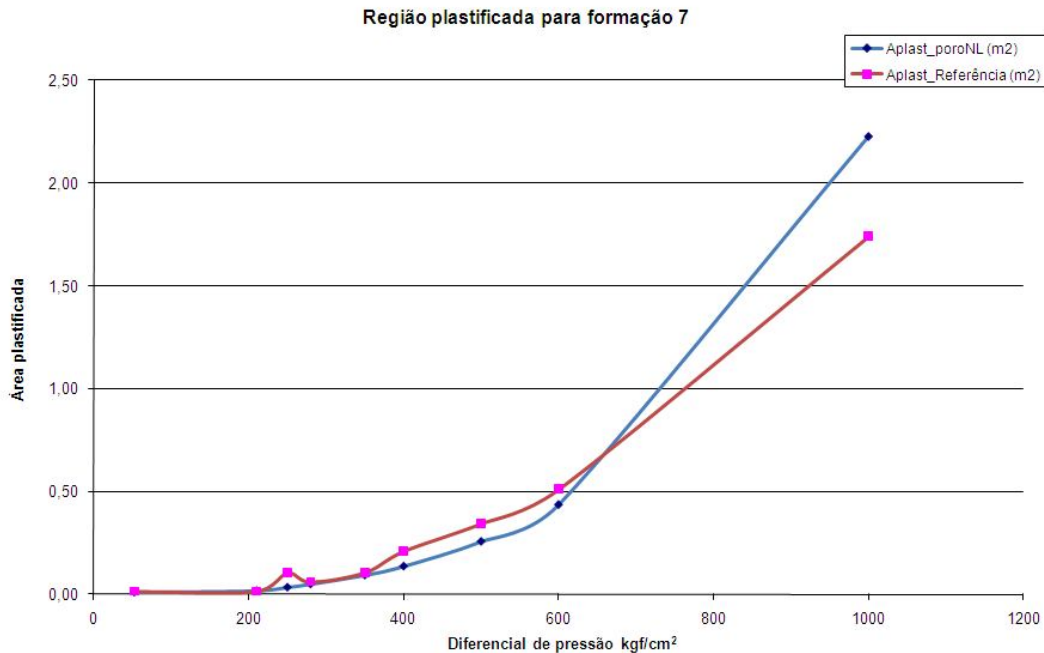


Gráfico 4.5 - Comparação entre as regiões plastificadas (material 7): Referência e PoroNL.

## Material 2 – Arenito – Poço Horizontal

Esta simulação numérica, adotando-se um poço horizontal, se limita, no código PoroNL a aplicar a tensão vertical ortogonalmente ao eixo de simetria do poço. O material 2 também é usado para as análises que se seguem.

Na referência propõe-se, conforme pode ser visto na Figura 4.4, um poço horizontal, perfurado num arenito delimitado por duas camadas de folhelho. O eixo z representa o eixo do poço, o eixo x é paralelo aos planos de topo e base da formação e o eixo y perpendicular a esses mesmos planos. O reservatório é considerado infinito nas direções x e z e limitado verticalmente pelas duas camadas de folhelhos impermeáveis localizadas em  $y=b$  e  $y=-a$ . O poço é considerado muito longo em relação a camada permeável, permitindo a caracterização do estado plano de deformação, tratando-se pois de um corpo cilíndrico sujeito a carregamentos perpendiculares ao elementos longitudinais. Conseqüentemente, todas as seções transversais estão sujeitas as mesmas condições.

Algumas peculiaridades são abordadas em relação ao problema de poço horizontal: diferentemente de um poço vertical onde a geração das tensões iniciais admite o maciço em repouso, levando-se em conta apenas os efeitos gravitacionais (uma vez que o problema se constitui de uma placa infinita com furo, onde todos os pontos se encontram numa mesma profundidade), no poço horizontal, essas profundidades são distintas. Conseqüentemente, a aplicação das forças externas deve considerar também este efeito.

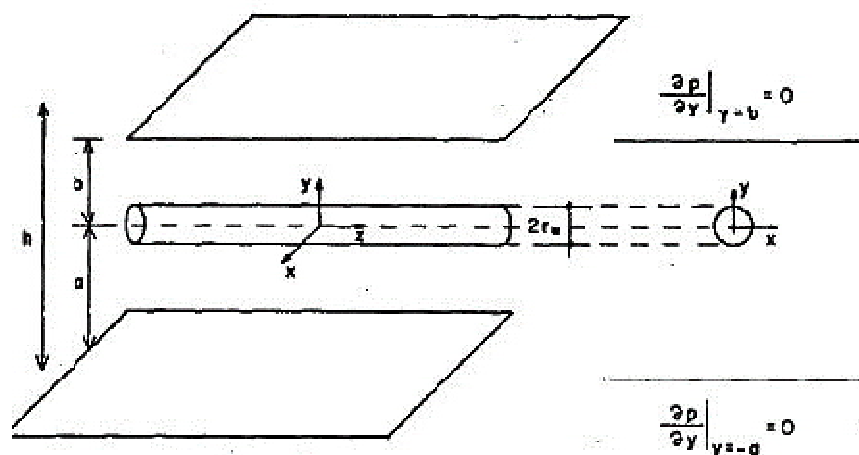


Figura 4.4 - Esquemático de um projeto de poço horizontal em relação ao reservatório. Reproduzido de POLILLO FILHO (1987).

Com a estratificação das camadas ao longo do eixo y, a malha radial até então usada nos problemas para poços verticais não pode mais ser adotada. POLILLO FILHO (1987) opta pela utilização da malha retangular conforme Figura 4.3.

Para o esquema proposto nesta seção, segundo a referência, varia-se a posição do poço em relação ao reservatório de acordo com diferentes valores para os parâmetros a, b e h. No entanto, para comparação com o aplicativo PoroNL, as camadas de folhelho foram consideradas infinitamente longe do poço (a e b tão afastadas quanto se queira), no intuito de que suas características diferenciadas não intervissem nas análises realizadas e a hipótese de placa infinita com um furo permanecesse válida.

O programa utilizado pela referência calcula as tensões considerando-se a diferença de profundidade de cada ponto e a aplicação das pressões externas no perímetro do poço também leva em conta este efeito. No PoroNL, todavia, as tensões são aplicadas de maneira uniforme, desprezando a diferença de cota entre o topo e base do poço devido ao raio de 0,1 m, pequeno quando comparado a profundidade total de 3000m (aproximadamente 0,33%).

Nos estudos para perfuração de poços horizontais, POLILLO FILHO (1987) realiza análises elásticas e elastoplásticas as quais são comparadas com os resultados obtidos pela implementação no PoroNL, Ambas serão apresentadas na próxima seção.

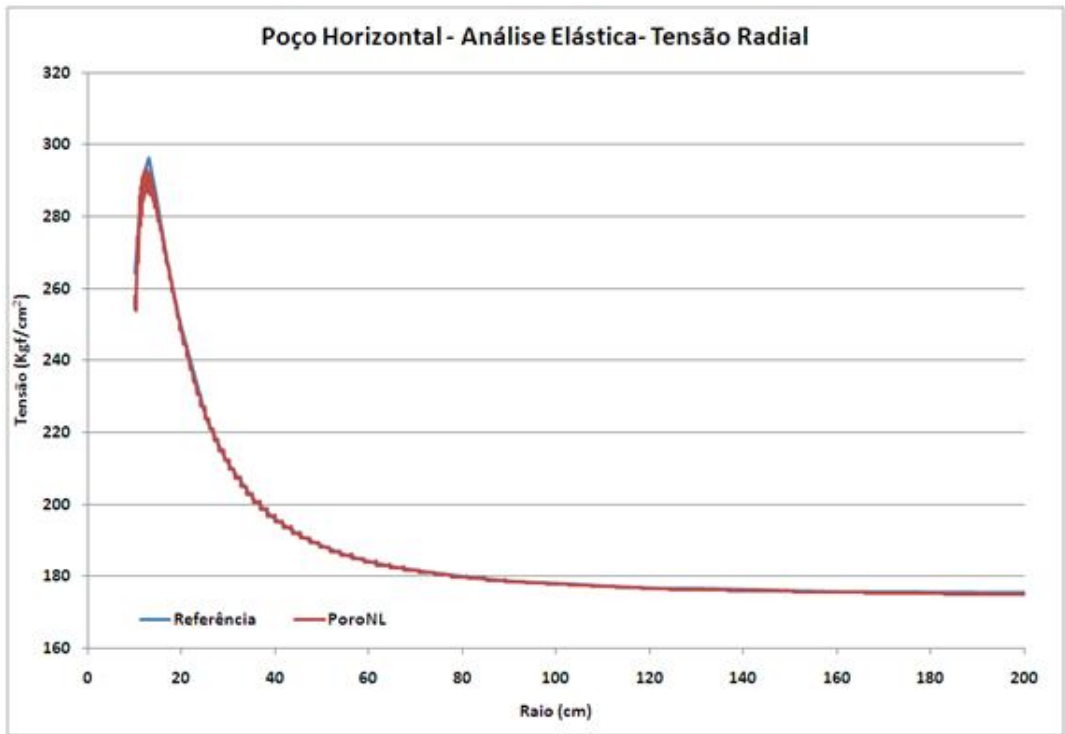
- ***Poço Horizontal: análise elástica***

Para que fosse feita uma análise numérica em regime elástico, foram adotados todos os parâmetros referentes ao material 2 (arenito) exceto pela coesão. Para tal, foi utilizada valor superior, da ordem de  $10^5$ . Com isso, o critério de ruptura de Mohr-Coulomb, implementado no código PoroNL apresenta o estado de tensões do material

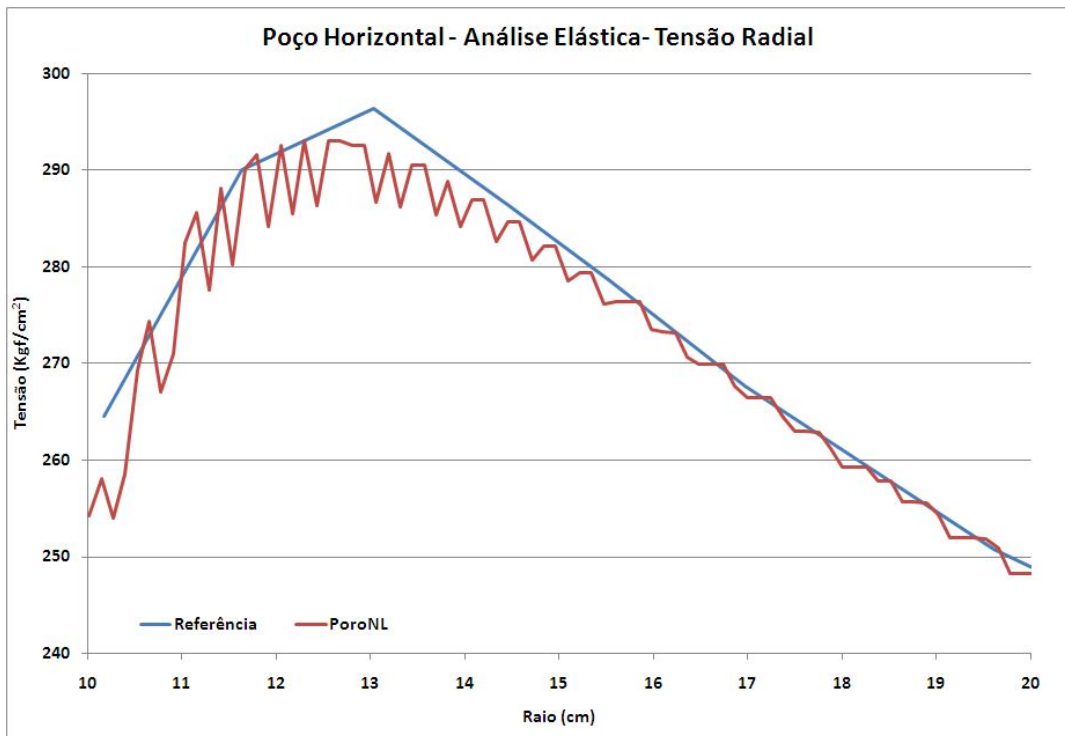
elástico. Foi considerado um diferencial de pressão na parede do poço de  $250 \text{ kgf/cm}^2$ . A seqüência de gráficos expõe os resultados obtidos para as tensões radiais, circunferenciais e tangenciais ao longo do eixo AA, paralelo ao eixo x conforme mostrado anteriormente nas figuras Figura 4.1 e Figura 4.3.

Através dos resultados abaixo, obtidos em uma análise elástica para um arenito, pode-se concluir que o PoroNL apresenta resultados semelhantes aos obtidos pela referência, principalmente quando se afasta do poço e as tensões tendem as tensões originais no maciço. Vide Gráficos 4.6, 4.8 e 4.10.

É conveniente mencionar, no entanto, que há uma sensível instabilidade de valores na região próxima ao poço: Gráficos 4.7, 4.9 e 4.11. Esta instabilidade pode ser atribuída, em uma análise inicial, a três variáveis relacionadas à malha, à geometria e a ferramenta de pós-processamento. A primeira em relação à malha deve-se a incapacidade de elementos de baixa ordem representar estados incompressíveis visto que o código PoroNL utiliza o tetraedro linear de 4 nós, com deformação constante. A segunda, em relação à geometria, em virtude da não representatividade fidedigna do estado plano de deformação cujas hipóteses foram assumidas no trabalho de POLILLO FILHO (1987) e nas simulações com o PoroNL. A ferramenta de pós-processamento usada, ENSIGHT, através de uma "*linetool*" fornece os resultados ao longo de um segmento de reta sem tratamento prévio algum.



**Gráfico 4.6 - Poço horizontal - tensão radial: visão geral.**



**Gráfico 4.7 - Poço horizontal - tensão radial: detalhe próximo à parede do poço.**

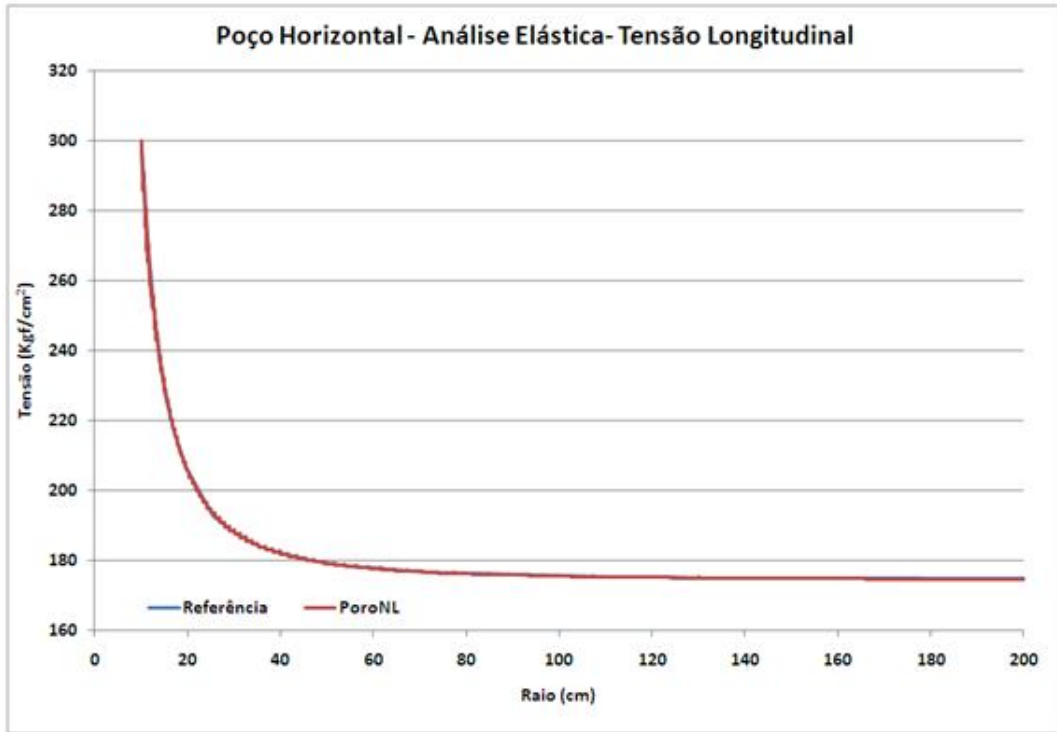


Gráfico 4.8 - Poço horizontal - tensão longitudinal: visão geral.

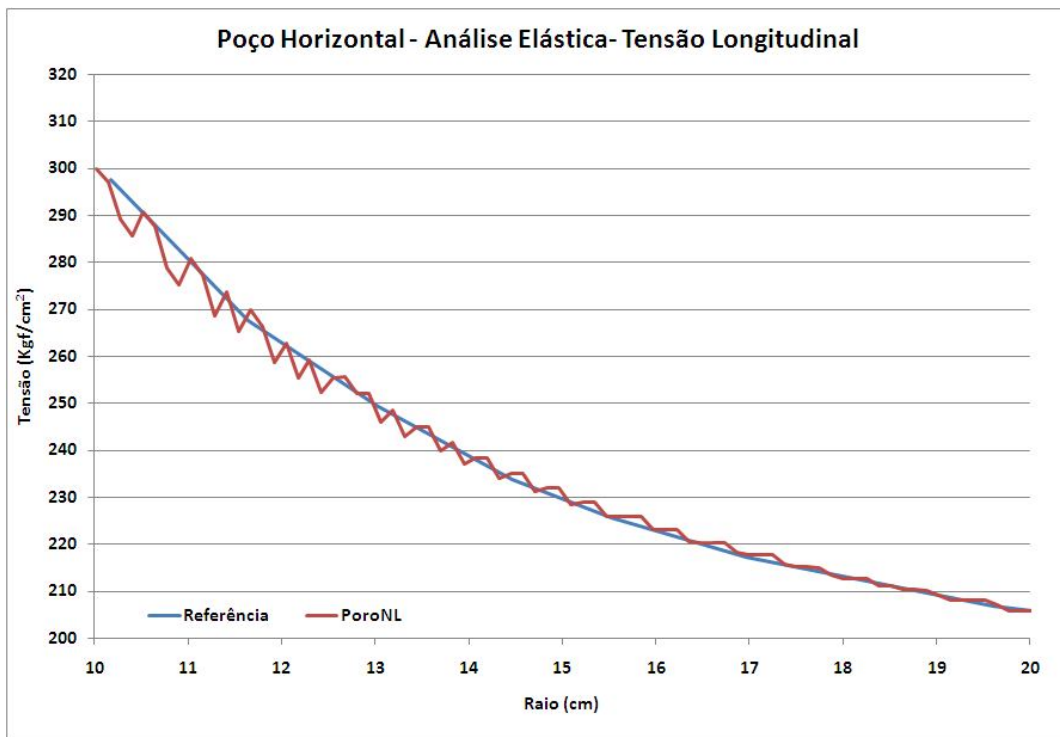


Gráfico 4.9 - Poço horizontal - tensão longitudinal: detalhe próximo à parede do poço.

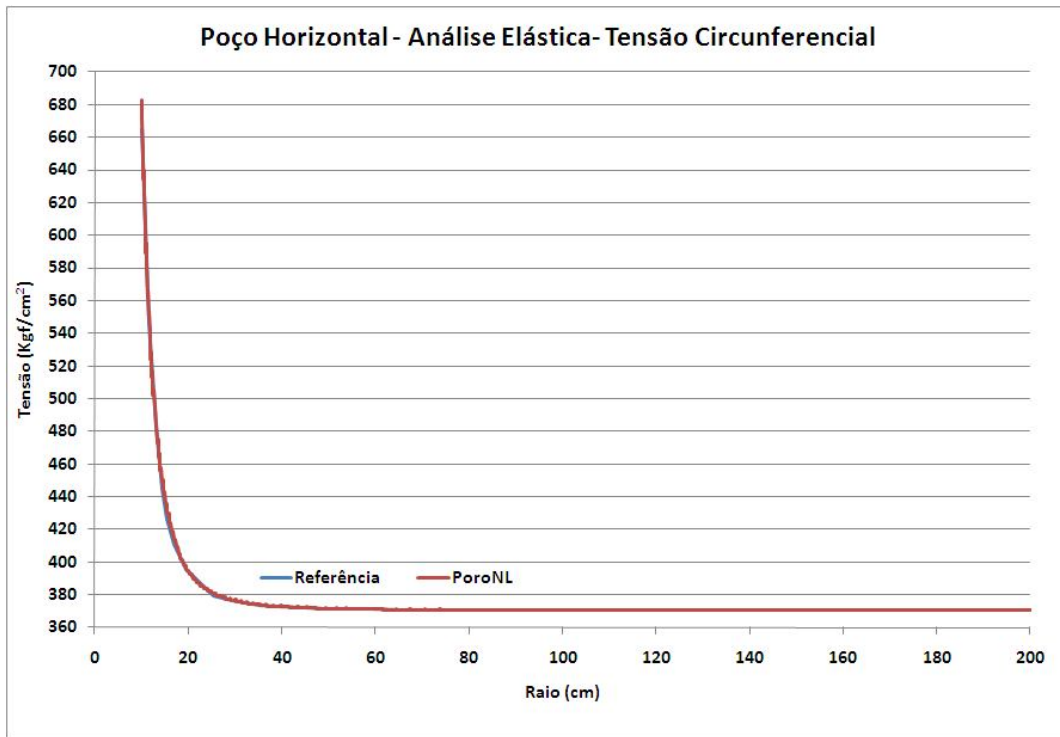


Gráfico 4.10 - Poço horizontal - tensão circunferencial: visão geral.

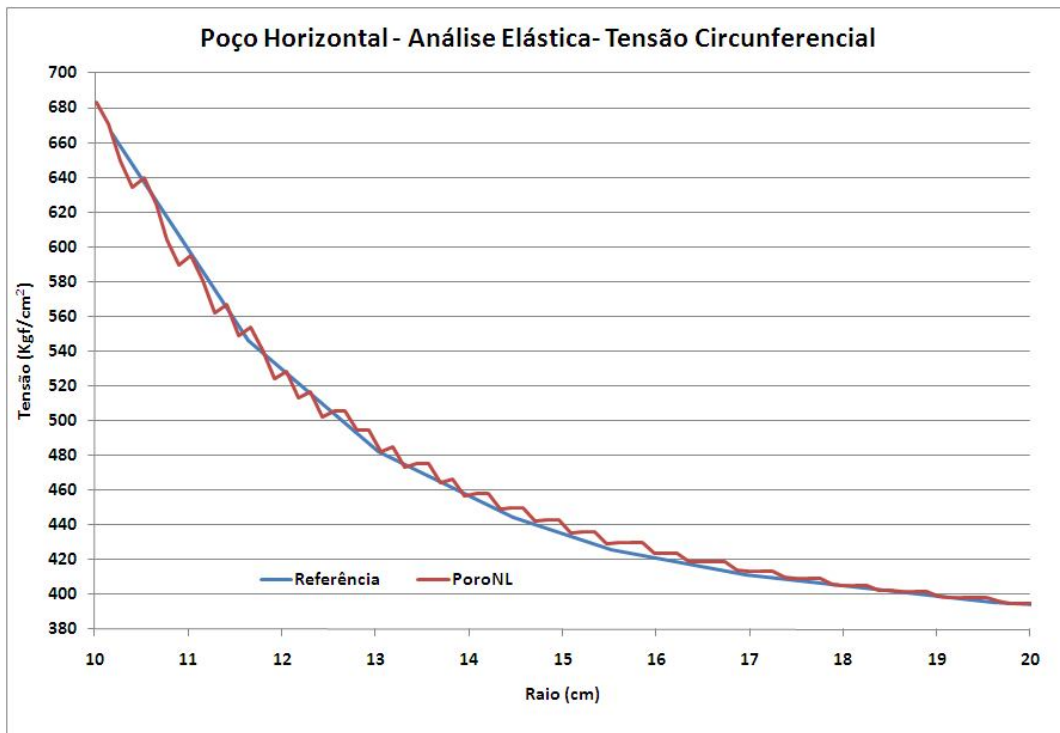


Gráfico 4.11 - Poço horizontal - tensão circunferencial: detalhe próximo à parede do poço.

- ***Poço Horizontal: análise elastoplástica***

A mesma formação 2, com todos os parâmetros relacionados na Tabela 4.1, é usada para análise elastoplástica em um poço horizontal.

Das simulações apresentadas pela referência, para um diferencial de pressão poço-formação entre 200-250 kgf/cm<sup>2</sup>, inicia-se um aumento das tensões compressivas, culminando em seu colapso por esmagamento, num processo semelhante ao identificado para poços verticais.

Seguindo a mesma metodologia, o aplicativo PoroNL não convergiu para baixos diferenciais aplicados à parede do poço, valores inferiores a 69,50 kgf/cm<sup>2</sup>.

Há plastificação do material indicando provável colapso para diferenciais de pressão entre 69,75 kgf/cm<sup>2</sup> a 119,68 kgf/cm<sup>2</sup>. Sujeito a pressões superiores a esta, o material comporta-se elasticamente até o reinício da plastificação por esmagamento a um diferencial de pressão de 185,96 kgf/cm<sup>2</sup> (7% menor que o limite inferior estabelecido pelas análises da referência. Esta diferença é possivelmente conseqüência da não consideração da variação das tensões iniciais aplicadas no topo e base do poço a partir de seus gradientes. Adicionalmente, é conveniente reforçar a natureza tridimensional do código PoroNL em oposição ao bidimensional usado por POLILLO FILHO (1987) em seu trabalho.

Resultados qualitativos podem ser comparados entre os dois códigos a partir da região plastificada no entorno do poço para diversos diferenciais de pressão (Figura 4.5, Figura 4.6, Figura 4.7, Figura 4.8 e Figura 4.9). Todavia, resultados quantitativos para esta análise são apresentados apenas para o diferencial de pressão de 250kgf/cm<sup>2</sup> na referência. Tais resultados foram comparados com o PoroNL e serão apresentados nesta seção através de gráficos.

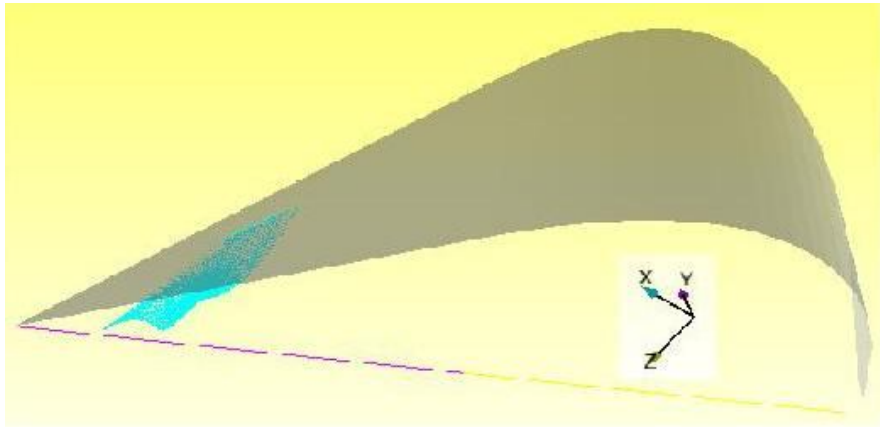
## Análise Qualitativa

$$\Delta P = 0-50 \text{ kgf/cm}^2$$

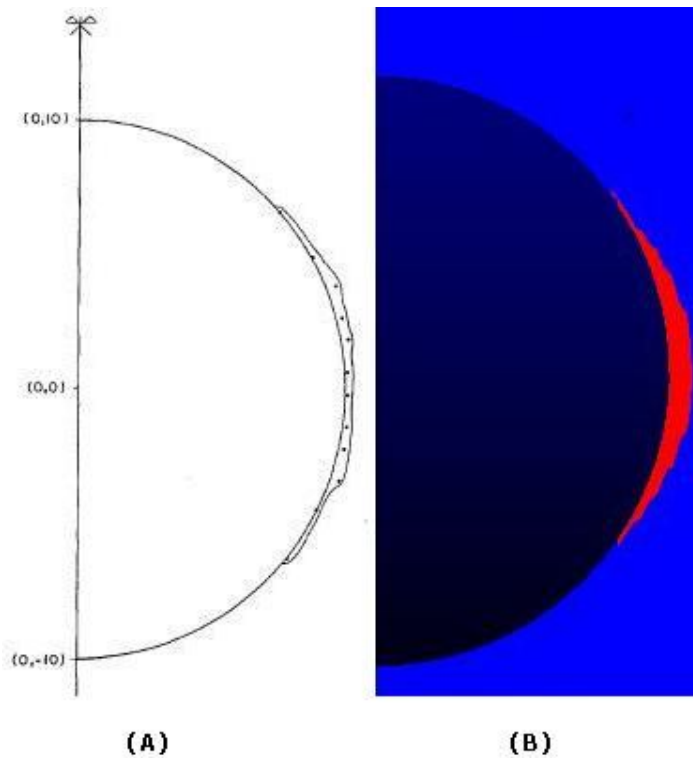
Para diferenciais de pressão neste intervalo, o programa PoroNL apresenta elementos plastificados, porém diverge no resultado final não havendo valores exatos para quantificar a plastificação.

Primeiramente, apresenta-se para este caso a superfície de ruptura implementada no PoroNL, (critério de escoamento de Mohr-Coulomb com fechamento em cap suave) com a representação do estado de tensões dos elementos plastificados, no intuito de ressaltar a equiparidade dos critérios nas duas análises (Figura 4.5).

O PoroNL converge inicialmente com plastificação de 398 elementos para  $\Delta P = 69,75 \text{ kgf/cm}^2$ . Este resultado foi comparado com o de referência de  $\Delta P = 50 \text{ kgf/cm}^2$  ilustrativamente (Figura 4.6).



**Figura 4.5 - Superfície de ruptura de Mohr Coulomb com cap para  $\Delta P = 69,75 \text{ kgf/cm}^2$ .**

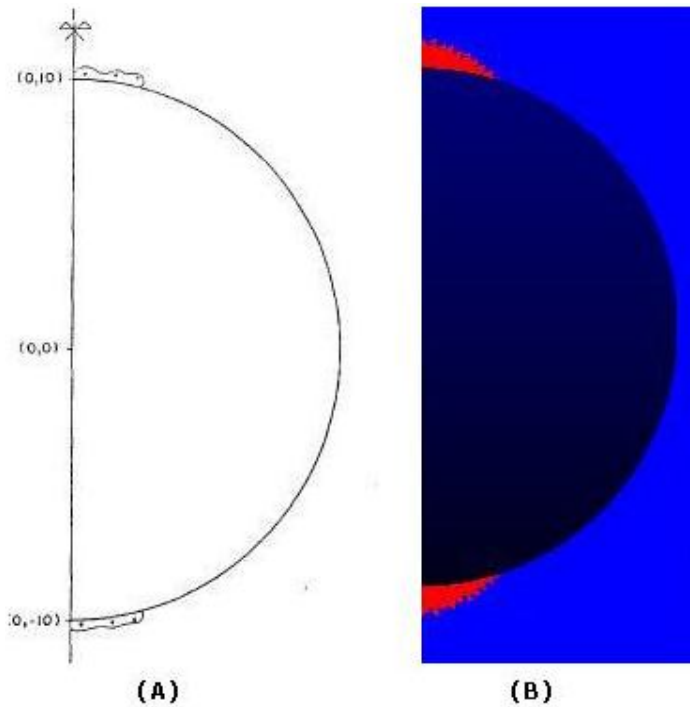


**Figura 4.6 - Áreas plastificadas:**

**(A) Referência com  $\Delta P=50 \text{ kgf/cm}^2$  e (B) PoroNL com  $\Delta P =69,75 \text{ kgf/cm}^2$ .**

$\Delta P=250 \text{ kgf/cm}^2$

Para este diferencial de pressão, o aumento das tensões compressivas gera o esmagamento do solo, culminando na existência de uma área plastificada na região de maior concentração de tensões devido a magnitude da tensão atuante (no caso vertical). Ambos os programas indicam esta região. Neste último, identificou-se a plastificação de 240 elementos (Figura 4.7).



**Figura 4.7 - Áreas plastificadas com  $\Delta P=250 \text{ kgf/cm}^2$ : (A) Referência e (B) PoroNL.**

$\Delta P=400 \text{ kgf/cm}^2$

Percebe-se que o aumento do diferencial de pressão na parede do poço implica no aumento da área plastificada (Figura 4.8), identificado por ambos os modelos. No PoroNL, há plastificação de 1551 elementos. Observa-se que as formas das áreas plastificadas divergem, conseqüência da diferença entre as malhas utilizadas. No entanto, não há dados suficientes na referência que possibilitem uma análise mais apurada sobre a região plastificada. Para  $\Delta P=500 \text{ kgf/cm}^2$ , o mesmo comportamento é observado (Figura 4.9).

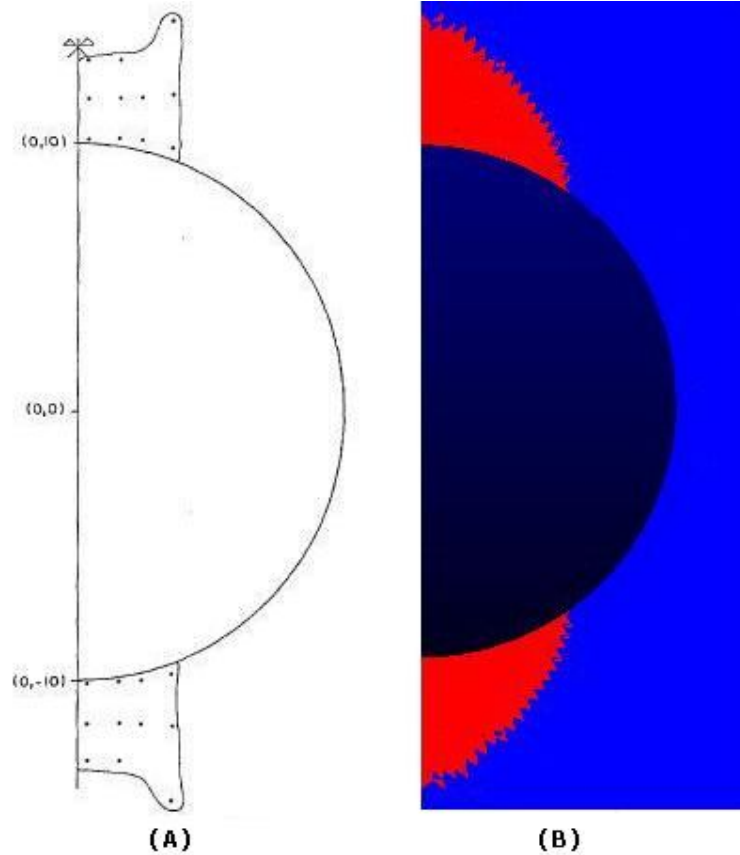


Figura 4.8 - Áreas plastificadas com  $\Delta P=400 \text{ kgf/cm}^2$ : (A) Referência e (B) PoroNL.

$\Delta P=500 \text{ kgf/cm}^2$

Com o máximo do diferencial de pressão na parede do poço simulado neste trabalho, vê-se a magnitude da área plastificada. No PoroNL, apresenta-se com plastificação 2742 elementos.

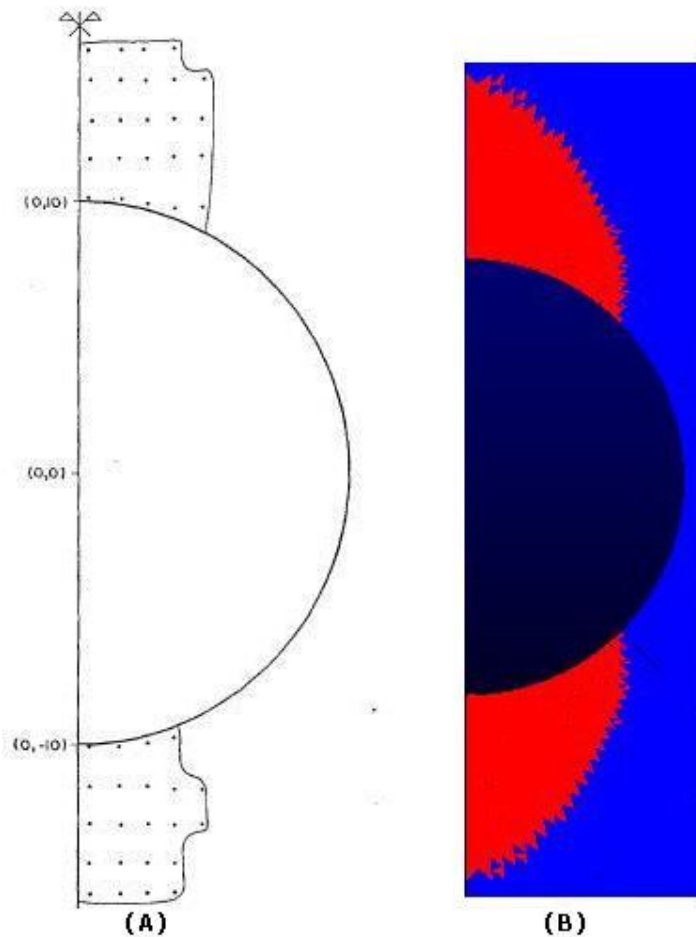
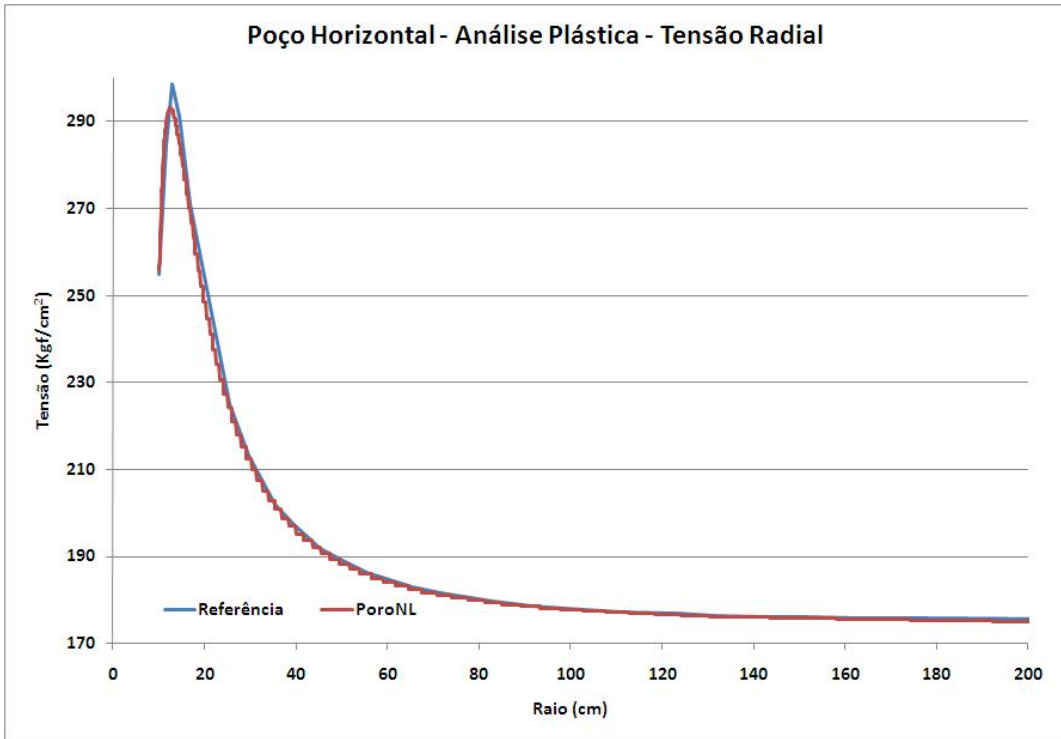


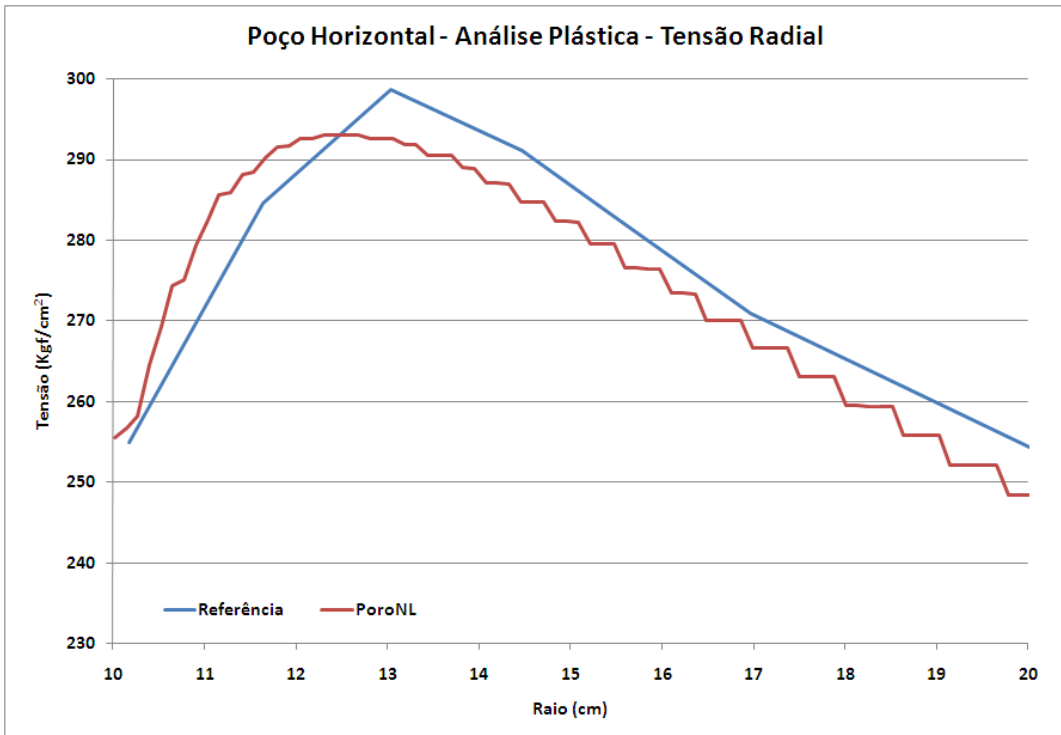
Figura 4.9 - Áreas plastificadas com  $\Delta P=500 \text{ kgf/cm}^2$ : (A) Referência e (B) PoroNL.

### Análise Quantitativa

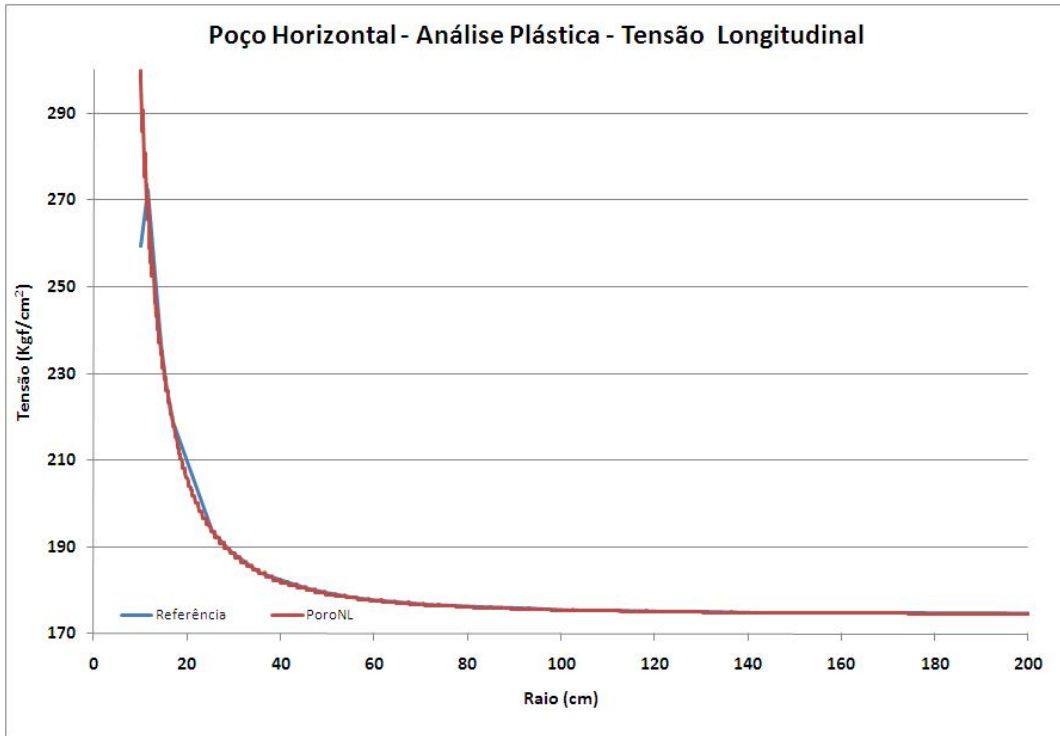
A seqüência de gráficos (Gráfico 4.12 a Gráfico 4.2) a seguir expõe os resultados obtidos para as tensões radiais, circunferenciais e tangenciais ao longo do eixo AA, paralelo ao eixo x à medida que se afasta da parede do poço, conforme mostrado anteriormente na Figura 4.1 e Figura 4.3. Foi considerado um diferencial de pressão aplicado na parede do poço de  $250 \text{ kgf/cm}^2$  para comparação com os resultados da referência.



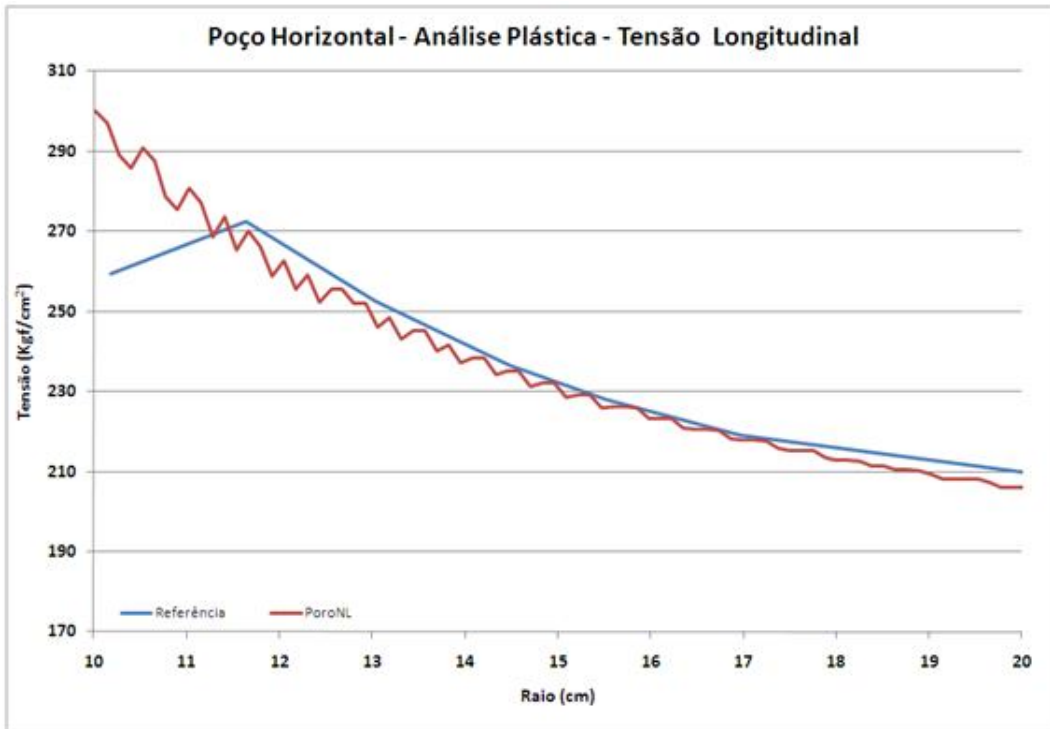
**Gráfico 4.12 - Poço horizontal – tensão radial: visão geral.**



**Gráfico 4.13 - Poço horizontal – tensão radial: detalhe próximo à parede do poço.**



**Gráfico 4.14 - Poço horizontal – tensão longitudinal: visão geral.**



**Gráfico 4.15 - Poço horizontal – tensão longitudinal: detalhe próximo à parede do poço.**

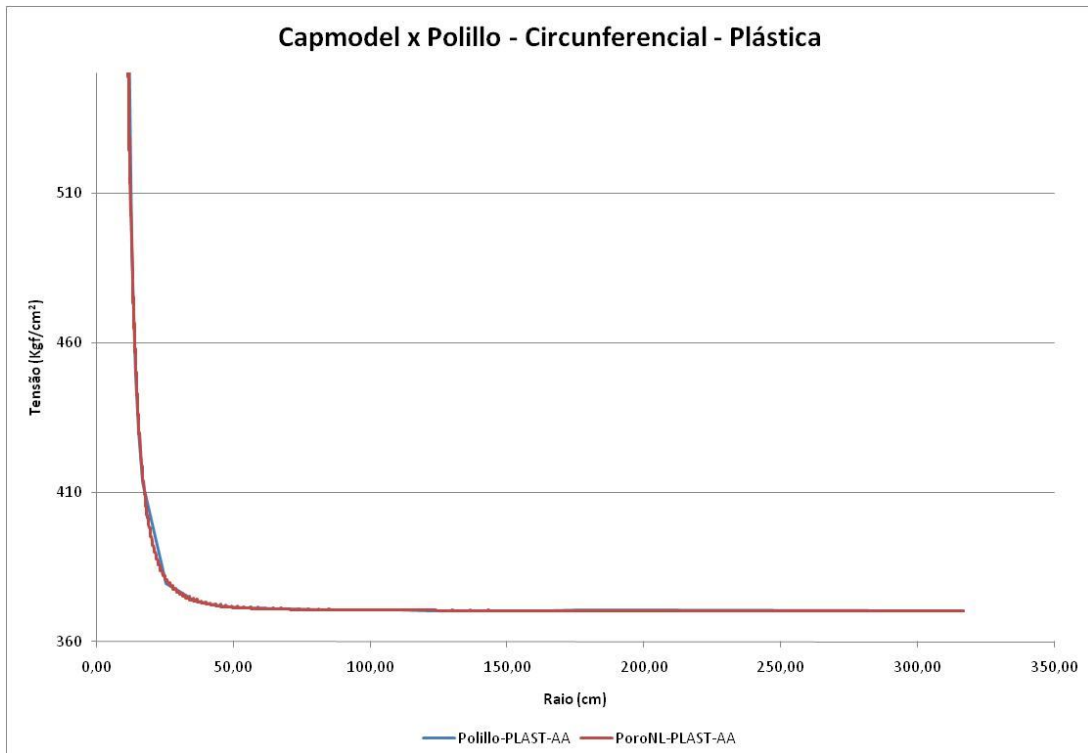


Gráfico 4.2 - Poço horizontal – tensão circunferencial: visão geral.

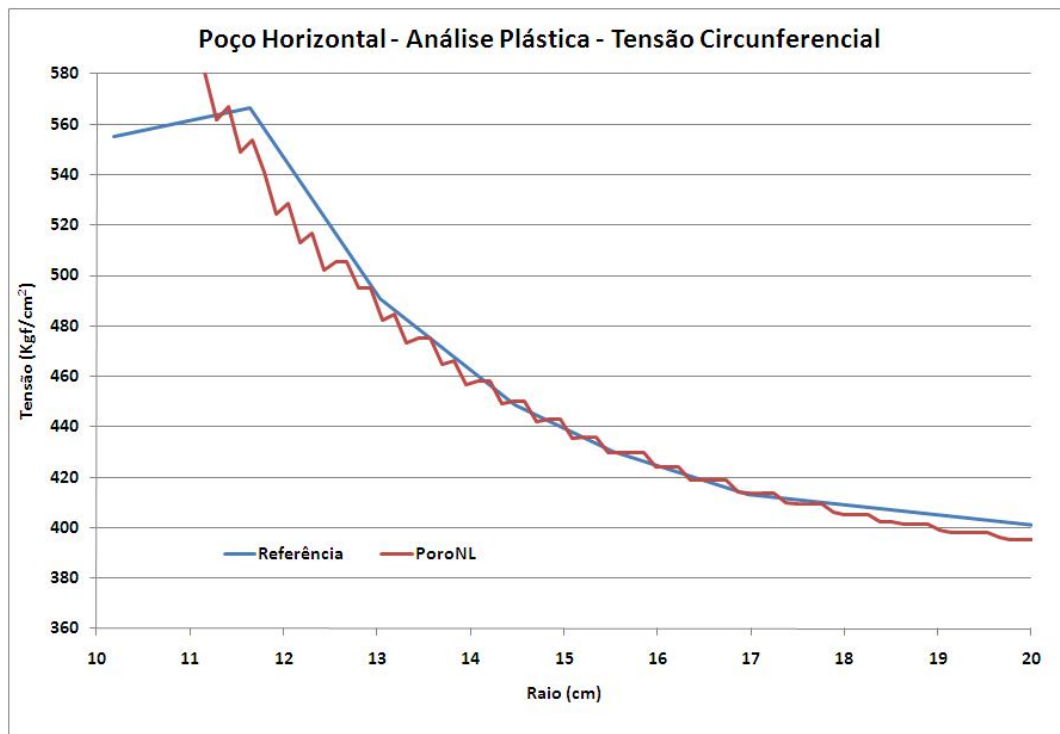


Gráfico 4.1 - Poço horizontal – tensão circunferencial: detalhe próximo à parede do poço.

Assim como identificado para a análise elástica, a análise elastoplástica também apresenta instabilidades nos valores das tensões, principalmente na região próxima a parede do poço, a mais influenciada pela pressão interna causada pelo fluido de perfuração.

Os ruídos observados podem ser consequência, em primeira análise, da ferramenta utilizada para obtenção dos valores através do pacote de pós processamento ENSIGHT, conhecida como "*linetool*".

Os elementos tetraedros lineares, pertencendo ao subconjunto dos elementos de baixa ordem, estão sujeitos a travamento volumétrico e podem não ser os mais indicados para análises próximas a parede de um poço. Tais análises são, certamente, subsídios para trabalhos futuros.

Adicionalmente, não se podem garantir as condições de estado plano de deformação as quais foram assumidas para comparação com os resultados de POLILLO FILHO (1987), apesar da pequena espessura adotada na geometria do modelo PoroNL.

No processo de geração de malha através do software ANSYS, os tetraedros foram obtidos a partir das divisões de hexaedros. Conseqüentemente, em se utilizando a *linetool* para obtenção dos valores de tensão nos elementos, os resultados são obtidos por mais de um elemento (próximos, porém com centros de massa distintos), implicando nas perturbações identificadas mais facilmente próximas ao poço. Tal fato não ocorre na análise bidimensional da referência.

## **4.2. Experimento Numérico II**

Os reservatórios em rochas carbonáticas têm assumido um papel relevante na indústria do petróleo nacional em virtude das descobertas dos megacampo na região de Santos denominados pré-sal. ALVES *et al.*(2007) realiza um trabalho de análise de

estabilidade em poços de petróleo perfurados em rochas carbonáticas associando estudos experimentais a um modelo numérico e ressalta a escassez de estudos dedicados ao processo de compactação gerado por colapso hidrostático. Porocolapso se refere à redução severa da porosidade e da permeabilidade da matriz rochosa provocada por pressões hidrostáticas altas. Na vizinhança do poço este material desagregado pode gerar produção de areia, desmoronamento das paredes e conseqüentemente problemas operacionais como diminuição da taxa de penetração e pack-offs e prisão de coluna.

Para este tipo de análise, são utilizados modelos constitutivos elastoplásticos baseados em *cap models* da teoria da plasticidade.

Esta seção apresenta uma análise de sensibilidade da formação ao porocolapso com variação de  $X_0$  (parâmetro indicativo da resistência ao porocolapso do material, correspondendo a interseção do cap com o eixo hidrostático) com o objetivo de avaliar, segundo o código numérico utilizado neste trabalho, modos de falha equivalentes ao de rochas carbonáticas onde estão sendo perfurados recentemente poços no Brasil. Para tal, foi utilizada como referência a análise elastoplástica efetuada por POLILLO FILHO (1987) em um poço horizontal. A mesma formação 2, com todos os parâmetros relacionados na Tabela 4.1, é usada nesta análise.

Destas simulações, para um diferencial de pressão poço-formação entre 200-250 kgf/cm<sup>2</sup>, inicia-se um aumento das tensões compressivas, culminando em seu colapso por esmagamento, num processo semelhante ao identificado para poços verticais. A resistência à tração desta rocha (41,67 kgf/cm<sup>2</sup>) jamais seria alcançada pela tensão circunferencial, mesmo se aplicadas pressões altíssimas no interior do poço.

Para um diferencial de pressão ( $\Delta P$ ) entre 0-50 kgf/cm<sup>2</sup>, identifica-se na referência uma região plastificada correspondente a falha por cisalhamento. Por meio

desta mesma metodologia, o aplicativo PoroNL não convergiu para tal diferencial aplicado à parede do poço, identificando plastificação para valores superiores a 69,50 kgf/cm<sup>2</sup>.

Pelo PoroNL, há plastificação do material indicando provável colapso do poço para diferenciais de pressão entre 69,75 kgf/cm<sup>2</sup> a 119,68 kgf/cm<sup>2</sup>. Sujeito a pressões superiores a esta, o material comporta-se elasticamente até o reinício da plastificação por esmagamento a um diferencial de pressão de 185,96 kgf/cm<sup>2</sup> (7% menor que o limite inferior estabelecido pela referência de 200 kgf/cm<sup>2</sup>). Esta diferença é possivelmente conseqüência da não consideração da variação das tensões iniciais aplicadas no topo e base do poço a partir de seus gradientes, conforme detalhamento na seção 4.1. Reforça-se também a natureza tridimensional do código PoroNL em oposição ao bidimensional da referência.

A Tabela 4.5 exibe um comparativo da influência da variação do parâmetro  $X_0$  na plastificação do material, ressaltando que os limites de pressão mencionados acima pelo código PoroNL se referem a um  $X_0=150\text{MPa}$ , referência adotada de COELHO (2001).

**Tabela 4.5 - Análise de sensibilidade através da variação de  $X_0$ .**

Simulação	$X_0$ (Mpa)	Pw (Mpa)	$\Delta P$ (Kgf/cm <sup>2</sup> )	Nº elementos plastificados	Nº iterações PoroNL	Volume elementos plastificados (m <sup>3</sup> )	Área elementos plastificados (m <sup>2</sup> )	Relação $X_0(1)/X_0(2)$	Relação A(1)/A(2)
(1)	150			398	203	1,027E-06	0,00033		
		38,4	69,75					2,66	3,33
(2)	45			1058	16	3,417E-06	0,00109		
(1)	150	43,3	119,68	1	2	2,347E-09	0,00000	1.849,00	3.515,41
(2)	35			1849	15	8,251E-06	0,00263		
(1)	150	49,8	185,96	1	2	2,347E-09	0,00000	1.849,00	735.756,62
(2)	25			1849	15	1,727E-03	0,55000		
(1)	150	56,08	250	240	5	6,411E-07	0,00020	52,38	2.515,61
(2)	25			12570	106	1,613E-03	0,51365		
(1)	150			1551	14	6,344E-06	0,00202		
		70,79	400					3,08	5,03
(2)	30			4782	66	3,190E-05	0,01016		
(1)	150	80,6	500	2742	18	1,474E-05	0,00469	1,58	1,49
(2)	35			4339	34	2,198E-05	0,00700		

Resumidamente, partindo-se dos dados da Tabela 4.5, conclui-se que a redução da superfície de ruptura devido a aproximação de  $X_0$  a origem dos eixos, provoca um aumento da plastificação, identificada pelo número de elementos plastificados e conseqüentemente, pelo volume e área plastificados. Atenção especial deve ser dada aos dados referentes ao peso de fluido de 43,3 MPa e 49,8 MPa. Como em relação a  $X_0(1)$  (alta resistência ao colapso) foi identificado apenas 1 elemento plastificado, os valores para as relações calculadas entre os números de elementos plastificados e suas respectivas áreas assumem ordem de grandeza diferenciada, devendo ser analisadas cautelosamente.

Os resultados qualitativos podem ser comparados entre os dois códigos a partir da região plastificada no entorno do poço para diversos diferenciais de pressão. Todavia, resultados quantitativos para esta análise são apresentados apenas para o

diferencial de pressão de  $250\text{kgf/cm}^2$  e serão comparados com o PoroNL através dos gráficos.

## **Análise Qualitativa**

- $\Delta P=0-50\text{ kgf/cm}^2$

Para estes diferenciais de pressão, o programa PoroNL apresenta elementos plastificados, porém diverge no resultado final não havendo valores exatos para quantificar a plastificação.

Este converge inicialmente com plastificação de 398 elementos para  $\Delta P=69,75\text{ kgf/cm}^2$ . Este resultado foi comparado com o primeiro resultado apresentado pela referência ( $\Delta P=50\text{ kgf/cm}^2$ ). Conjuntamente, apresenta-se para este caso a superfície de ruptura implementada no PoroNL, cujo critério de escoamento é Mohr-Coulomb com fechamento em cap, com a identificação dos elementos plastificados, no intuito de ressaltar a equiparidade dos critérios. Com a redução de  $X_0$  até o menor valor convergente (45MPa), o número de elementos plastificados aumenta de 398 para 1058.

A Figura 4.10 compara o estado de tensões representado na superfície de Mohr-Coulomb com a variação da influência do cap de acordo com seu parâmetro  $X_0$ . Já a Figura 4.10 exibe um comparativo das regiões plastificadas.

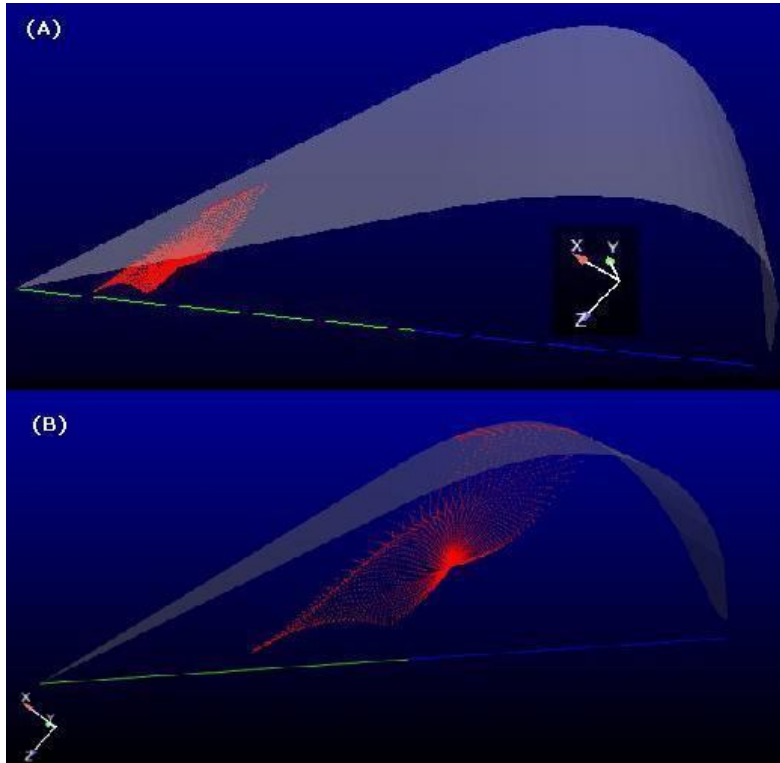


Figura 4.10 - Superfície de Mohr Coulomb com cap:

(A) PoroNL:  $X_0=150\text{MPa}$ ; (B) PoroNL:  $X_0=45\text{MPa}$ .

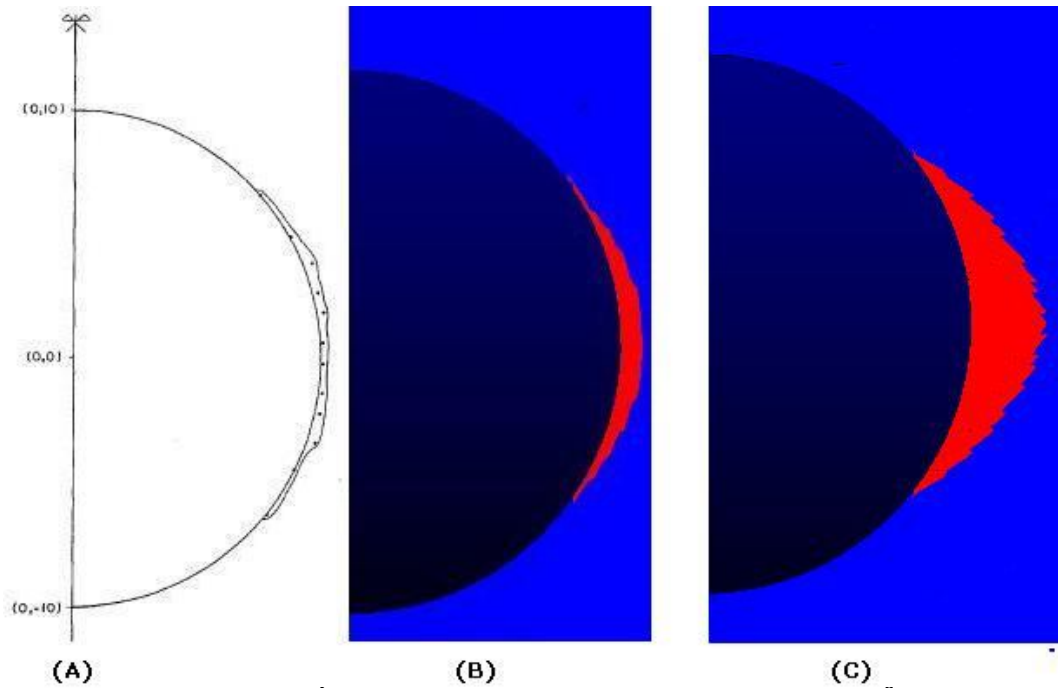


Figura 4.10 - Áreas Plasticificadas:(A) Referência  $\Delta P=50\text{kgf/cm}^2$ ; e  $\Delta P=69,75\text{kgf/cm}^2$  (B) PoroNL:  $X_0=150\text{MPa}$ ; (C) PoroNL:  $X_0=45\text{MPa}$ ;

- $\Delta P = 250 \text{ kgf/cm}^2$

Com este diferencial de pressão, o aumento das tensões compressivas gera o esmagamento do solo, culminando na existência de uma área plastificada na região de maior concentração de tensões devido a magnitude da tensão vertical atuante. Ambos os programas indicam esta região. Neste último, identificou-se a plastificação de 240 elementos. Com a redução de  $X_0$  até o menor valor convergente (25MPa), o número de elementos plastificados aumenta de 240 para 12570, como mostrado na Figura 4.11.

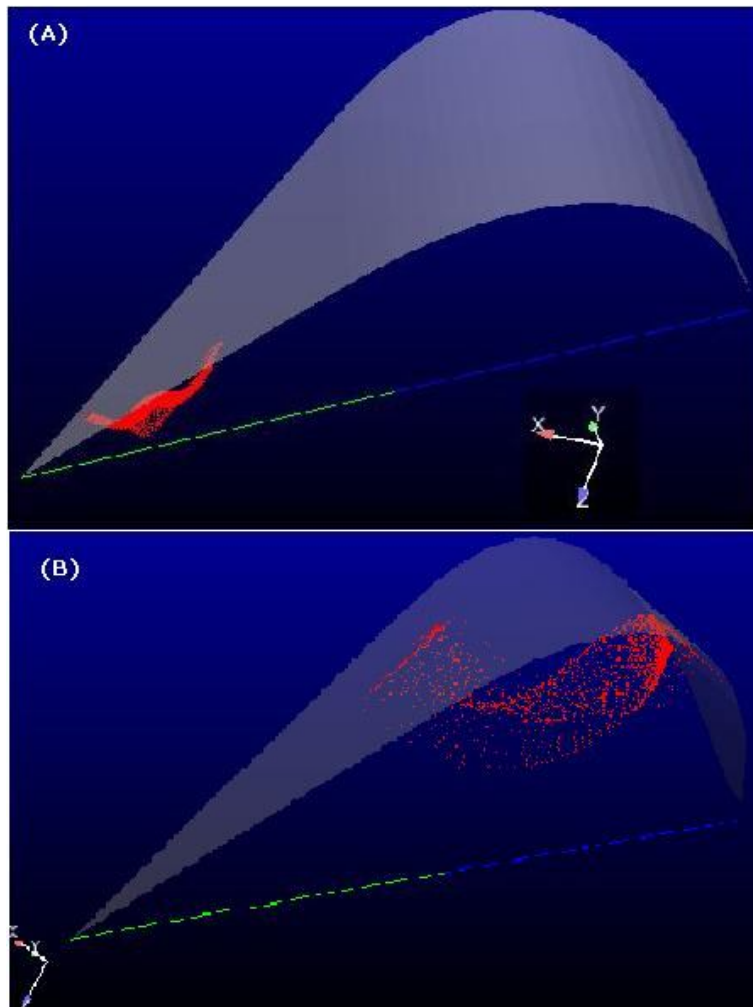
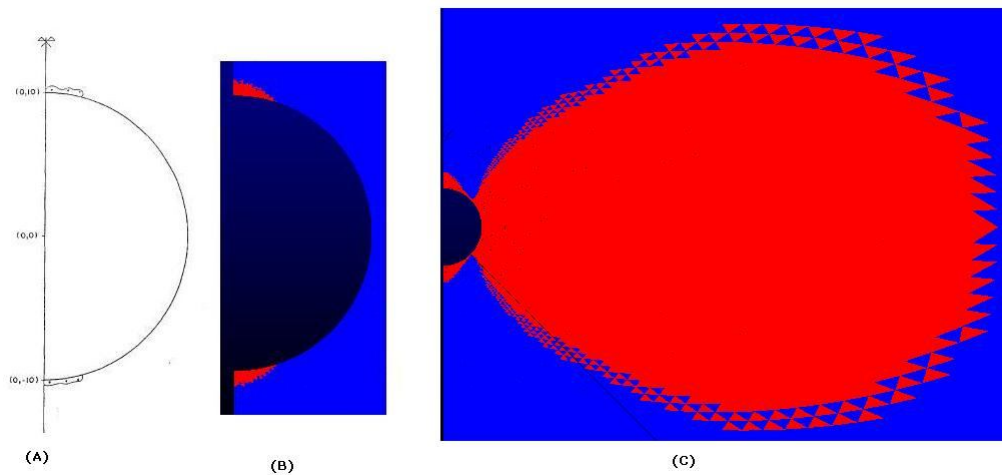


Figura 4.11 - Superfície de Mohr Coulomb com cap  $\Delta P = 250 \text{ kgf/cm}^2$ . (A)  $X_0 = 150 \text{ MPa}$  e (B)  $X_0 = 25 \text{ MPa}$ .



**Figura 4.12 - Áreas Plastificadas  $\Delta P=250\text{kgf/cm}^2$ :**

**(A) Referência; (B) PoroNL:  $X_0=150\text{MPa}$ ; (C) PoroNL:  $X_0=25\text{MPa}$ ;**

Faz-se necessário comentar, a partir da Figura 4.12, que um aumento de pressão interna no poço potencializa os efeitos de plastificação. Em se considerando somente o critério de Mohr Coulomb, há plastificação somente no topo e na base do poço horizontal, conforme identificado por POLILLO FILHO (1987) e pelo código PoroNL com a superfície de fechamento (cap) sem interferência no estado de tensões. Todavia, em se considerando o material mais sensível ao porocolapso (através da redução de  $X_0$ ), vê-se que esta magnitude de pressão causa grande plastificação também nas laterais do poço, com possibilidades reais de ocorrência de instabilidades.

- $\Delta P = 400 \text{ kgf/cm}^2$

Percebe-se que o aumento do diferencial de pressão aplicado implica em uma maior plastificação, identificada por ambos os modelos. Observa-se que as formas das áreas plastificadas divergem, conseqüência da diferença entre as malhas utilizadas pela referência e pelo aplicativo PoroNL. No entanto, não há dados suficientes no trabalho de POLILLO FILHO (1987) que possibilitem uma análise mais detalhada sobre a região plastificada e sua forma, conforme dito anteriormente. Tal comportamento também é observado para um  $\Delta P = 500 \text{ kgf/cm}^2$ .

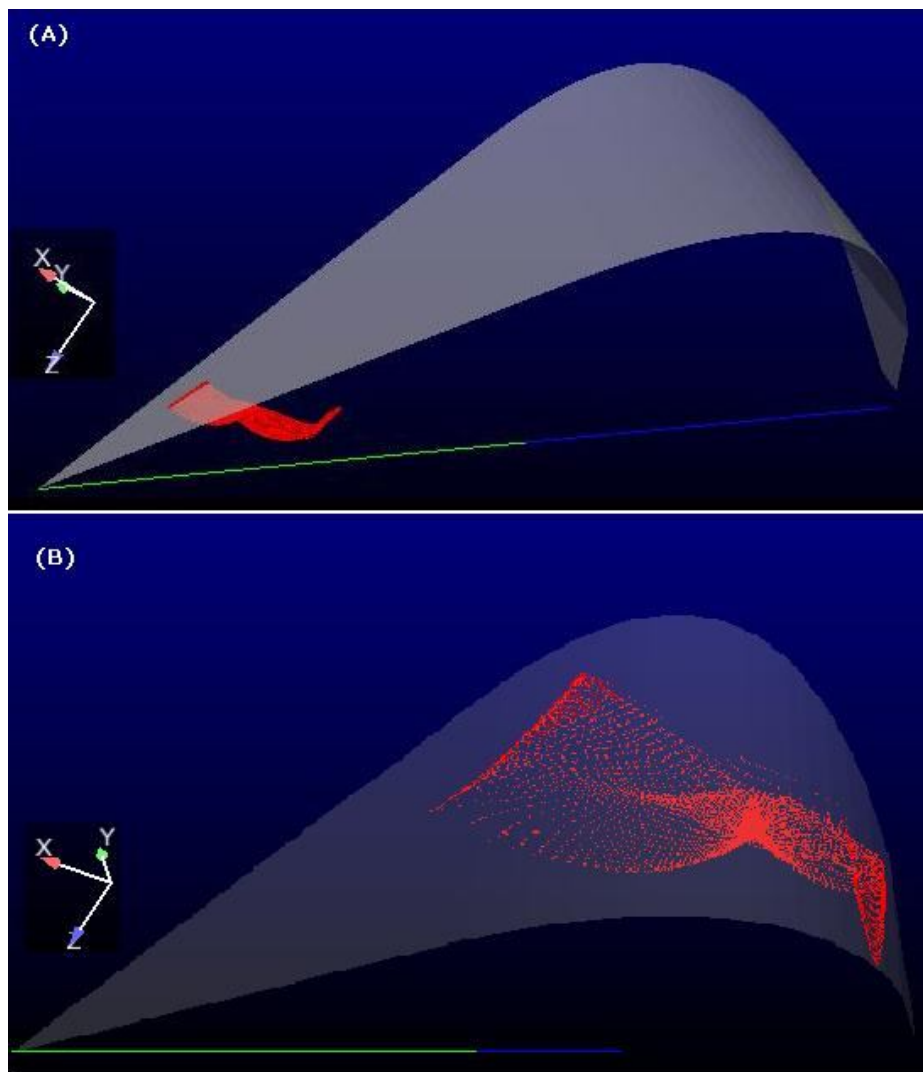
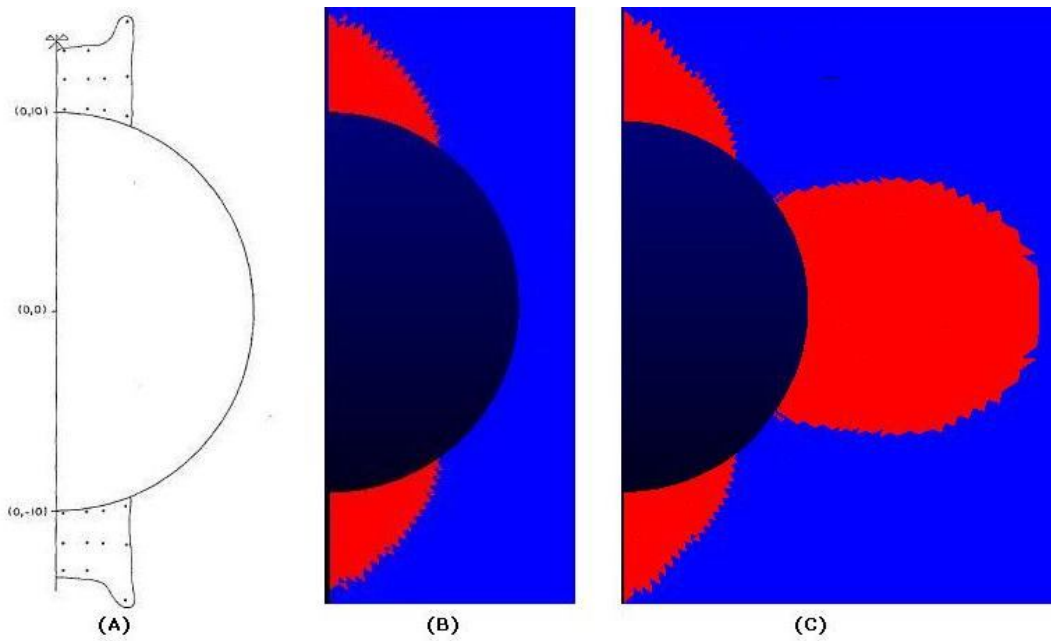


Figura 4.13 - Superfície de Mohr Coulomb com cap  $\Delta P = 400 \text{ kgf/cm}^2$ . (A)  $X_0 = 150 \text{ MPa}$  e (B)  $X_0 = 30 \text{ MPa}$ .

Diferentemente do resultado obtido para um diferencial de  $250 \text{ kgf/cm}^2$  no qual houve aumento significativo da área plastificada, para um  $\Delta P=400 \text{ kgf/cm}^2$ , ocorre plastificação nas laterais do poço, porém em menor escala quando o material é considerado mais sensível ao efeito do porocolapso com a redução de  $X_0$ . Com variação de  $150 \text{ MPa}$  para  $30 \text{ MPa}$ , houve aumento no número de elementos plastificados de 1551 para 4785 (Figura 4.14).

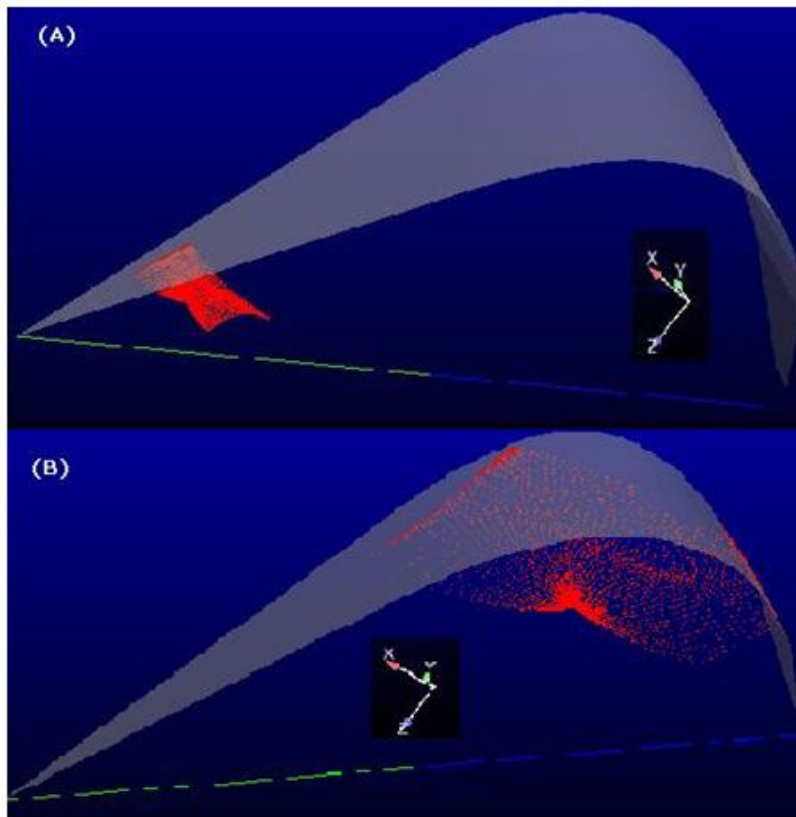


**Figura 4.14 - Áreas Plastificadas  $\Delta P=400 \text{ kgf/cm}^2$ : (A) Referência; (B) PoroNL:  $X_0=150 \text{ MPa}$ ; (C) PoroNL:  $X_0=30 \text{ MPa}$ .**

- $\Delta P=500 \text{ kgf/cm}^2$

O estado de tensões e a magnitude da área plastificada podem ser vistos para este diferencial de pressão respectivamente na Figura 4.16 e Figura 4.15. No PoroNL, apresenta-se plastificação 2742 elementos para  $X_0=150 \text{ MPa}$ . Com a redução de  $X_0$  até o menor valor convergente  $X_0=30 \text{ MPa}$ , o número de elementos plastificados aumenta

para 4339. A plastificação da região lateral do poço também aparece como nos diferenciais de pressão anteriores, porém em menor escala (Figura 4.16).



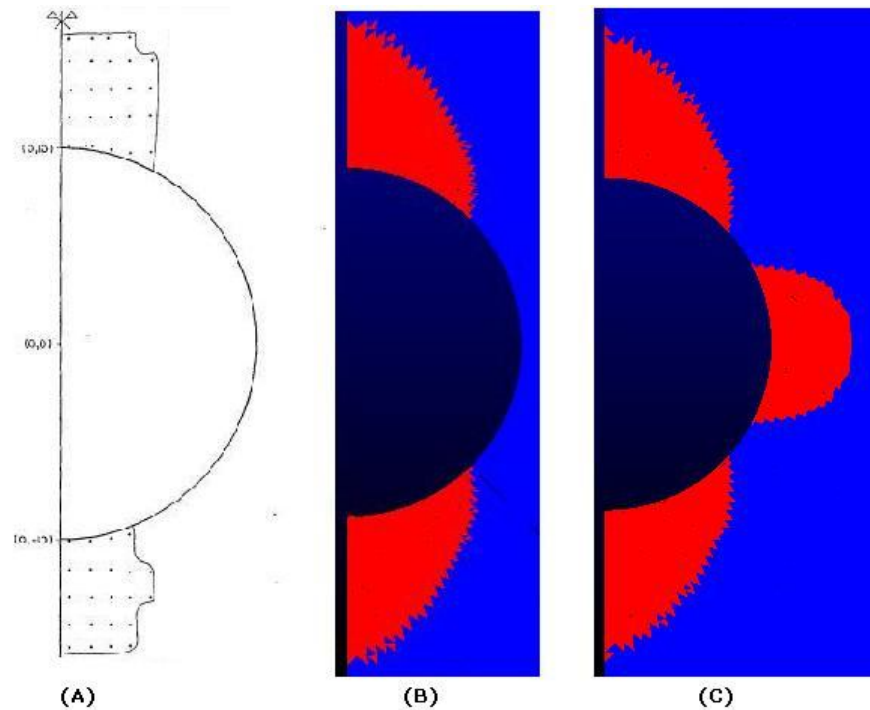
**Figura 4.15 - Superfície de Mohr-Coulomb com cap  $\Delta P=500 \text{ kgf/cm}^2$ : (A)  $X_0=150\text{MPa}$  e (B)  $X_0=35\text{MPa}$**

Ensaio realizados com amostras descritos por Tundi *et al.* *apud* BAUD *et al.* (2009) revelam que rochas carbonáticas estão sujeitas a um número complexo de modos de falha envolvendo zonas de compactação e deformação.

BAUD *et al.* (2009) realiza experimentos em dois tipos de rochas carbonáticas identificando seus modos de falha e comportamentos em análises laboratoriais. Sob altas tensões de confinamento, segundo seus estudos experimentais, o esmagamento dos grãos nas amostras deformadas carbonáticas analisadas é identificado como o mecanismo de deformação dominante e o nível de isotropia da falha está aparentemente ligado ao histórico de plastificação da amostra. Nas formações analisadas, identificam-se dois modos de falha distintos sendo um deles o

cisalhamento com fluxo plástico cataclástico. As zonas de plastificação devido a esta são visualizadas em todas as amostras.

Diferentes tipos de rochas carbonáticas e seus respectivos valores de porosidade revelam valores de tensão entre 17 e 60 MPa em ensaios hidrostáticos (Figura 4.17). Com os valores obtidos para  $X_0$  durante as simulações numéricas variando entre 25 e 45MPa, vê-se que tal comportamento é representativo do que se encontra em campo.



**Figura 4.16 - Áreas Plastificadas  $\Delta P=500\text{kgf/cm}^2$ : (A) Referência; (B) PoroNL:  $X_0=150\text{MPa}$ ; (C) PoroNL:  $X_0=35\text{MPa}$ .**

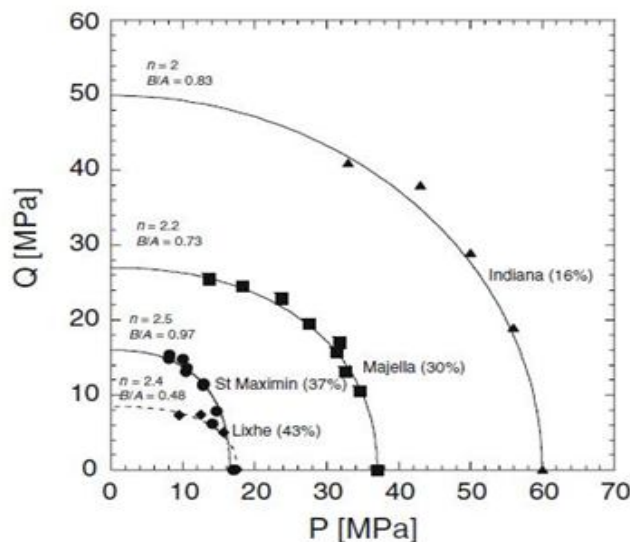


Figura 4.17 - Envelopes de ruptura em rochas carbonáticas e suas porosidades iniciais. (Reproduzido de BAUD *et al.*, 2009).

## Análise Quantitativa

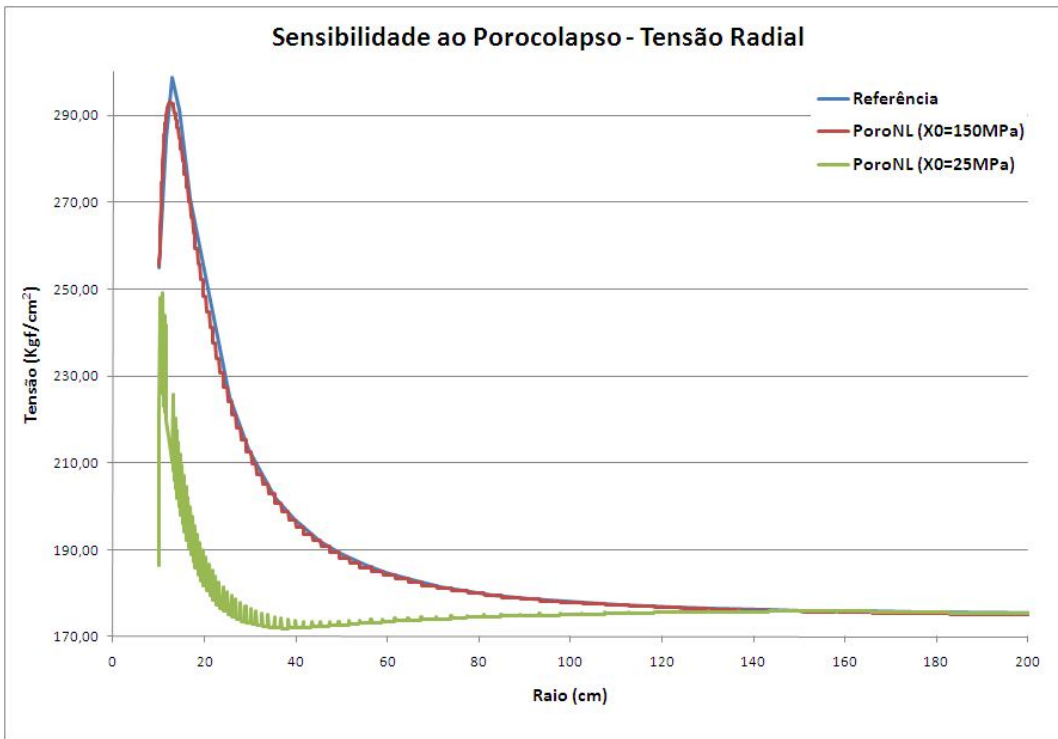
A seqüência de gráficos a seguir expõe os resultados obtidos para as tensões radiais, circunferenciais e tangenciais ao longo do eixo AA, paralelo ao eixo x à medida que se afasta da parede do poço (Figura 4.3). Foi considerado um diferencial de pressão na parede do poço de 250 kgf/cm<sup>2</sup> para comparação com os resultados obtidos por POLILLO FILHO (1987), referência deste experimento numérico e a variação de  $X_0$  no PoroNL de  $X_0=150\text{MPa}$  (valor proposto por COELHO (2001)) para  $X_0=25\text{MPa}$  (menor valor convergente obtido pelo código PoroNL).

Pelas diferenças já observadas nas áreas plastificadas, as tensões apresentam valores diferenciados quando comparadas àqueles obtidos para os materiais menos sensíveis ao porocolapso, ou seja, naqueles em que a superfície de fechamento (cap) encontra-se afastada o suficiente do estado de tensões analisados, equivalendo-se a um critério de Mohr Coulomb isoladamente. Essas distorções são identificadas principalmente na vizinhança do poço.

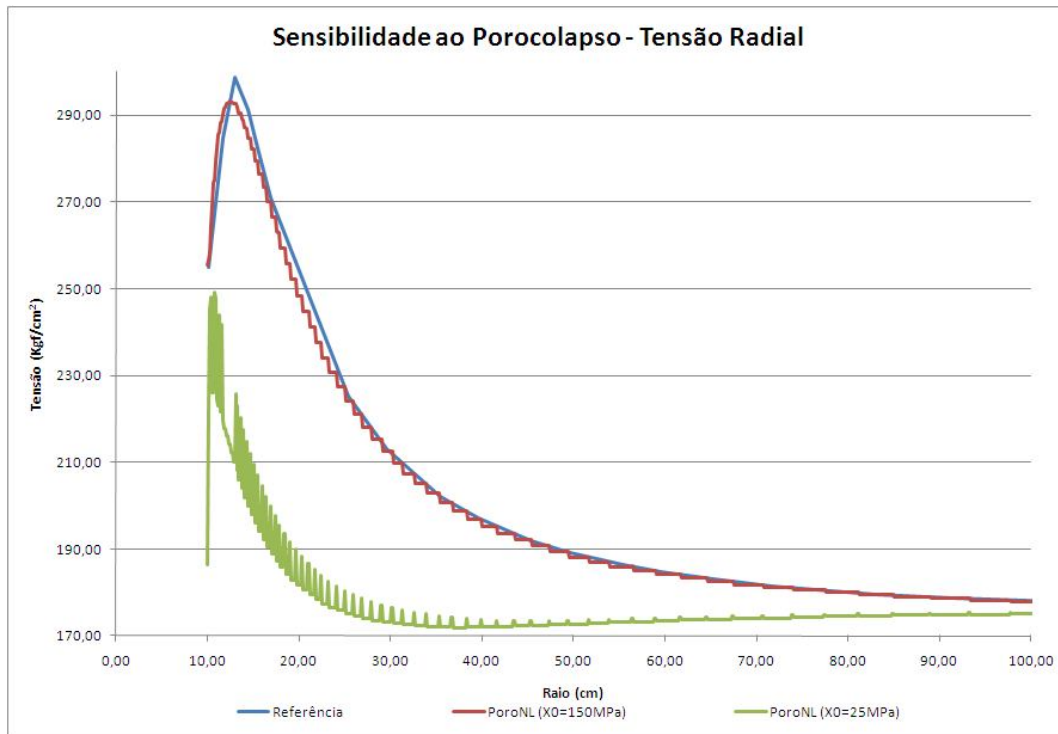
Essa grande variação do módulo das tensões mostra como a alteração na sensibilidade do material ao porocolapso altera o estado de tensões em todo o material, ressaltando a relevância de estudos detalhadas de caracterização da rocha e seus parâmetros anteriores ao projeto de poço (Gráfico 4.18 a Gráfico 2.23).

Com o afastar do poço, as diferenças se reduzem.

Já as instabilidades nos valores de tensão próximas à parede do poço, já diagnosticada na seção 4.1 reaparece nesta análise. Os ruídos observados podem ser consequência do tripé elemento (tetraedro linear), geometria (não garantia do estado plano de deformação) e da ferramenta utilizada para obtenção dos valores através do pacote de pós-processamento ENSIGHT, denominada "*linetool*", conforme expresso anteriormente.



**Gráfico 4.3 - Poço horizontal – tensão radial: visão geral.**



**Gráfico 4.4 - Poço horizontal - tensão radial: detalhe próximo à parede do poço.**

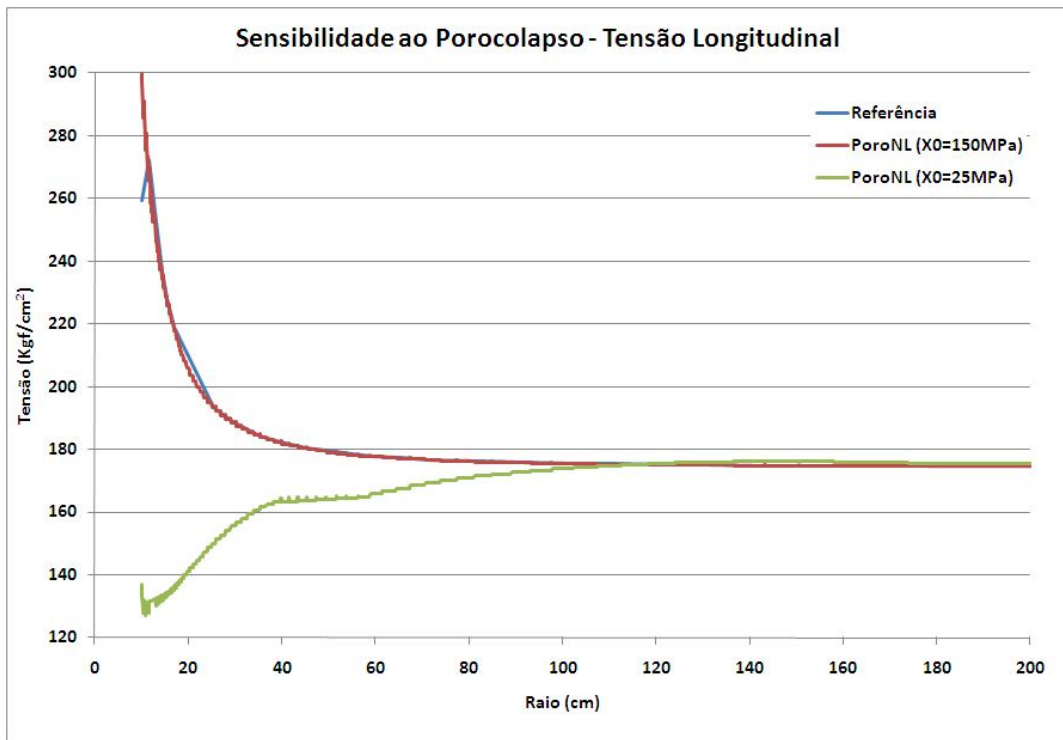


Gráfico 4.20 - Poço horizontal – tensão longitudinal: visão geral.

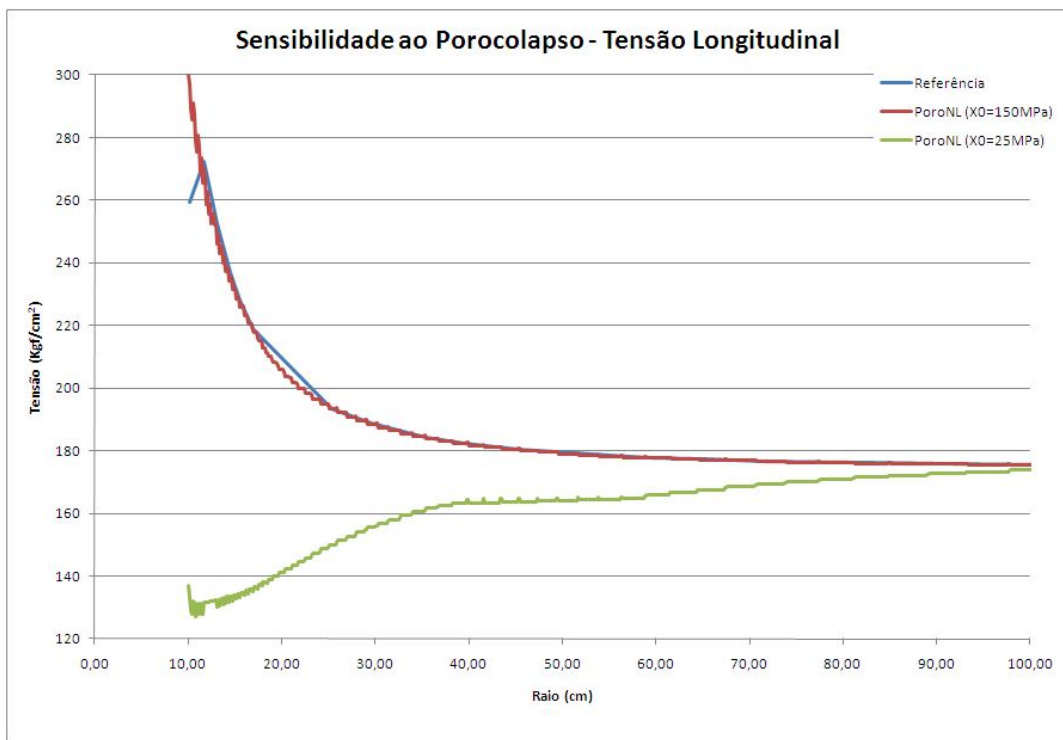


Gráfico 4.21 - Poço horizontal – tensão longitudinal: detalhe próximo à parede do poço.

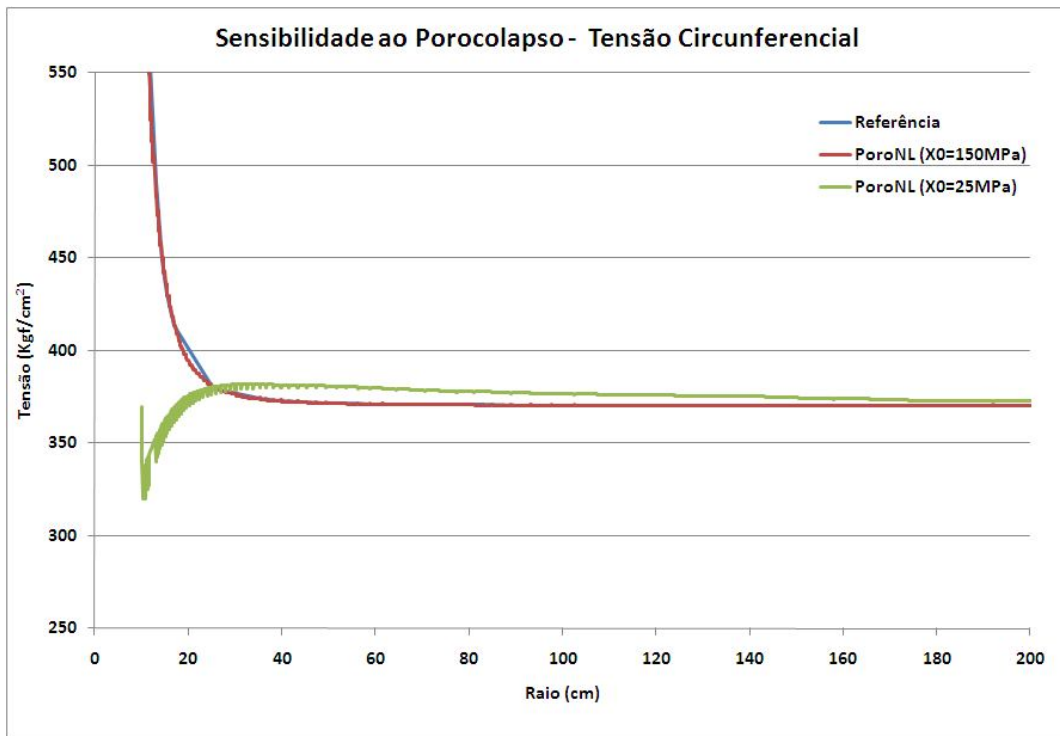


Gráfico 4.22 - Poço horizontal - tensão circunferencial: visão geral.

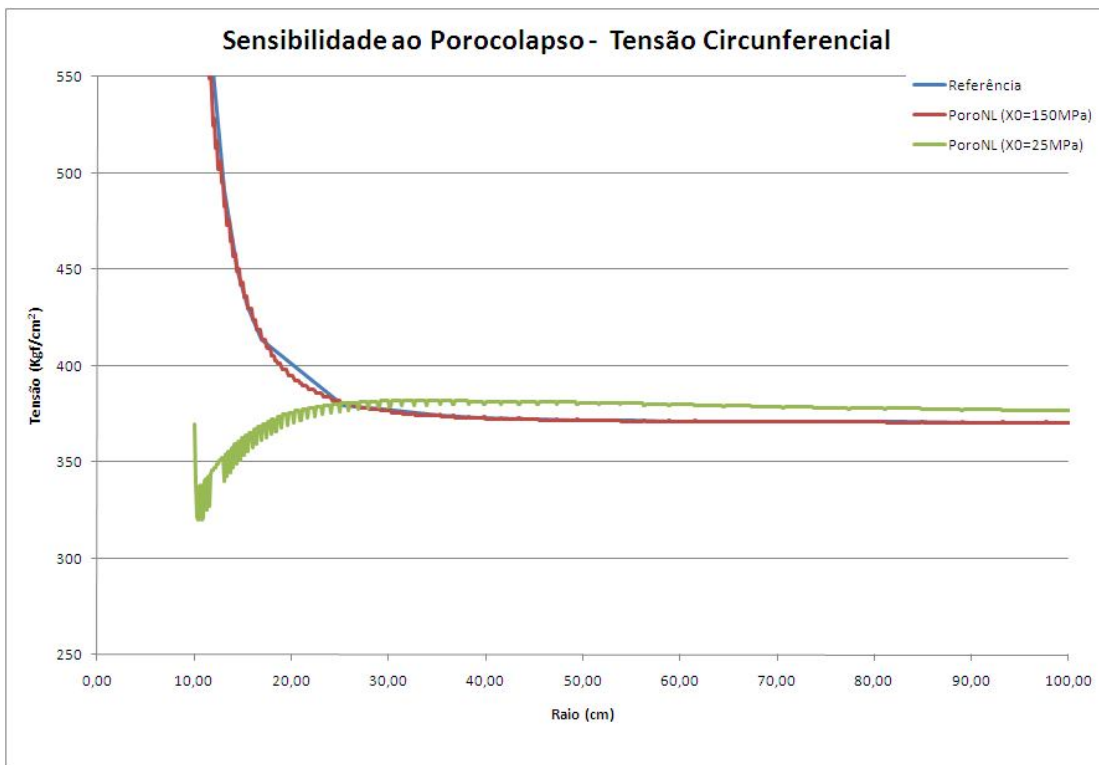


Gráfico 4.23 - Poço horizontal - tensão circunferencial: detalhe próximo à parede do poço.

### 4.3. Experimento Numérico III

Uma análise elastoplástica também foi realizada por MULLER *et al.* (2008) na qual é utilizado o acoplamento fluido-mecânico e o método particionado para solução. As matrizes tangentes estão detalhadas segundo MULLER *et al.* (2009) e LEWIS (1993). O problema não linear global é solucionado segundo o método L-BFGS descrito por Nocedal (1980).

MULLER (2008), referência deste experimento numérico, faz uso de um algoritmo de programação seqüencial SQP, descrito em Vanderplaats (1984) para a solução de um problema de plasticidade (não linearidade local). O critério de Mohr-Coulomb é usado para descrição do comportamento elastoplástico do material.

Para modelagem numérica do problema foram utilizados elementos finitos isoparamétricos de quatro nós, sendo adotadas as mesmas funções de interpolação para deslocamentos e poro pressões. A malha de elementos finitos é apresentada na Figura 4.18 sendo a região próxima ao poço apresentada no detalhe. A malha é composta por 1500 elementos e 1581 nós. As condições iniciais em termos de tensões e poropressões a as propriedades mecânicas e hidráulicas do meio apresentam-se na Tabela 4.6.

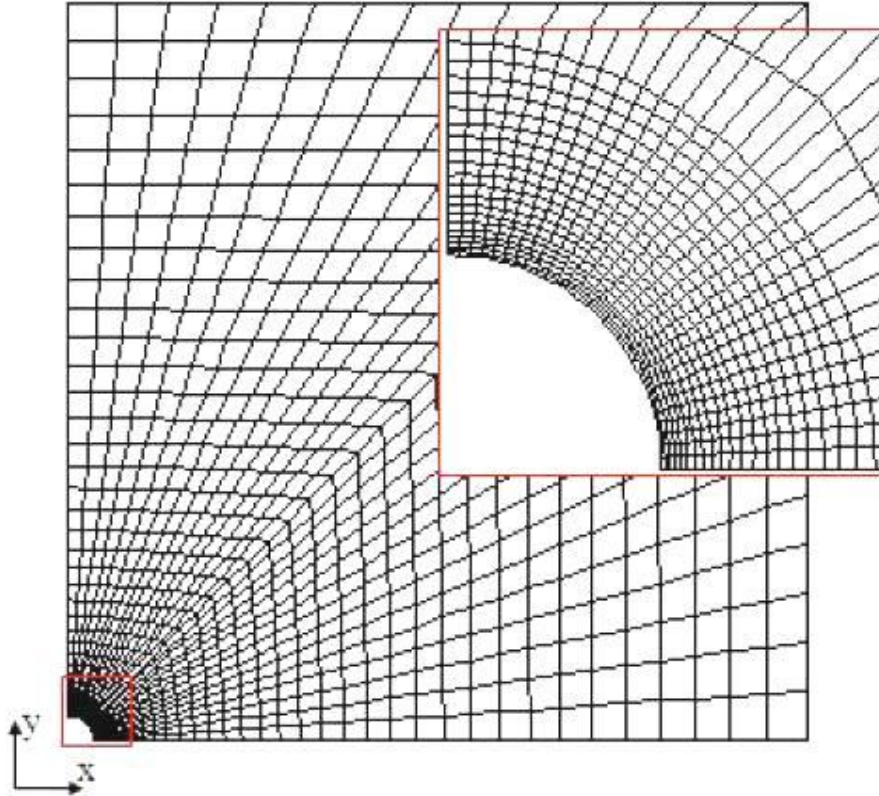


Figura 4.18 - Malha de elementos finitos. Reproduzido de MULLER (2008).

Tabela 4.6 - Parâmetros utilizados na Análise.

Adaptado de MULLER (2008).

Parâmetros	Valor Considerado
E(Mpa)	14.000,00
$\nu$	0,20
c (Mpa)	30,00
$\Phi$ (Graus)	5,00
$\phi$	0,20
$k$ (m <sup>2</sup> )	1,00E-14
$\mu$ (Mpa)	1,00E-09
$K_s$ (Mpa)	36.000,00
$K_\pi$ (Mpa)	2.800,00
$\sigma'_{xx}$ (Mpa)	-20,00
$\sigma'_{yy}$ (Mpa)	-35,00
$p_0$ (Mpa)	20,00
$A_{lim}$ (m <sup>2</sup> )	0,0078
$T_0$ (Mpa)	2,00

No exemplo analisado, foi considerado o estado plano de deformações, embora o procedimento proposto se aplique também a problemas tridimensionais. O poço perfurado possui diâmetro de 0,20m e a condição de fluido não penetrante é assumida (como no modelo PoroNL). A característica transiente do processo fluido-mecânico nas proximidades do poço é considerada, sendo os limites de pressão interna (PI) obtidos relativos à condição crítica desse processo.

O procedimento para análise numérica baseia-se em funções de falha  $S$ , que descrevem a perda de estabilidade dos poços. Para um determinado instante  $t$ , segundo as hipóteses assumidas no trabalho, uma possível função de falha relativa a um problema básico de otimização é descrita segundo a equação abaixo para o caso de colapso no poço:

$$S = (A_{lim}, A_p(PI, t), t) \cong 0 \quad 4.1$$

Onde

$A_{lim}$  é a área limite pré-estabelecida;

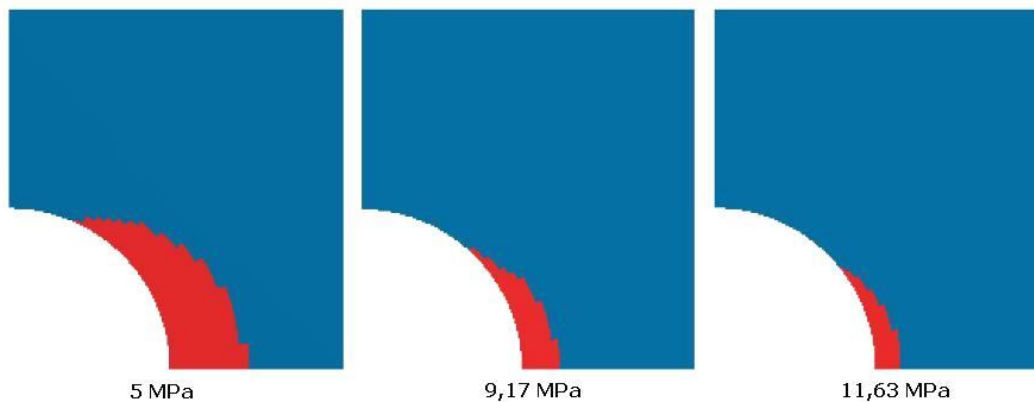
$A_p$  é a área plastificada;

$t$  é o tempo.

Ou seja, o poço perderá a estabilidade se num instante  $t$  for verificada uma área plastificada maior que a área limite pré-estabelecida. A área plastificada é obtida via integração numérica, por quadratura de Gauss, avaliando-se o determinante da matriz jacobiana, em cada ponto de Gauss que se verifica a plastificação.

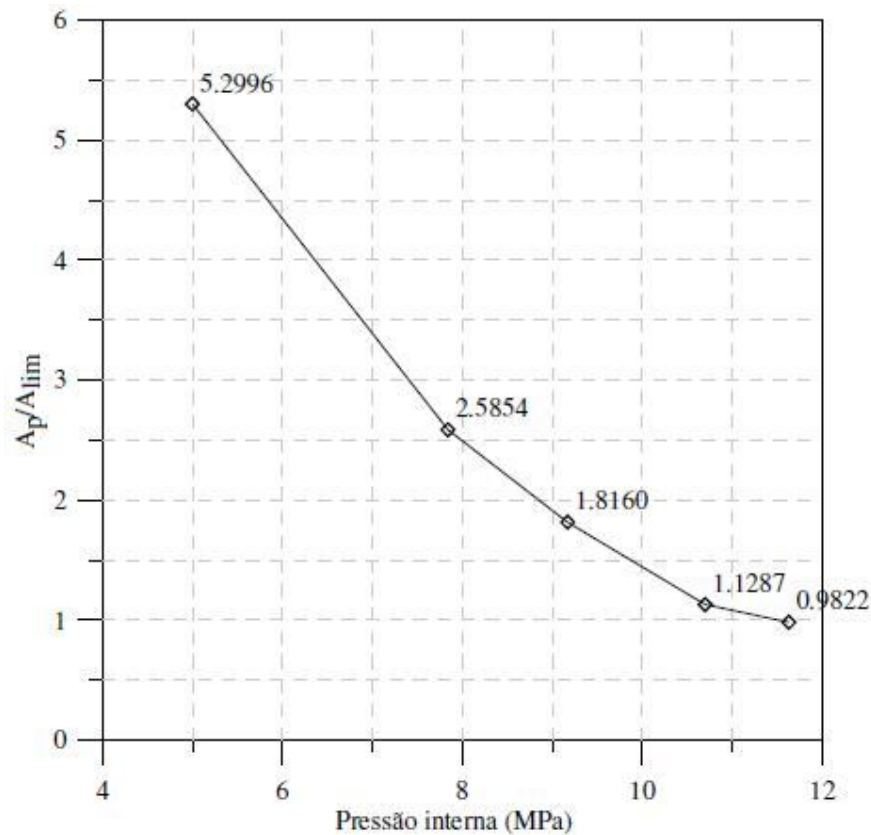
A partir de um valor inicial de PI o procedimento é repetido até a convergência da solução. A área limite de plastificação adotada foi de  $\frac{1}{4}$  de círculo. No trabalho, o autor ressalta dois pontos fundamentais para solução do problema. O primeiro refere-se à necessidade de uma boa solução do problema de acoplamento fluido-mecânico para um determinado valor de PI; o segundo por sua vez, mais complexo, refere-se a obtenção da sensibilidade das funções de falha com relação ao valor de PI. Para essa análise de sensibilidade emprega-se uma aproximação por diferenças finitas.

A Figura 4.19 exemplifica as regiões plastificadas para valores de  $PI = 5,00$ ;  $9,17$  e  $11,63$  MPa respectivamente. Já o Gráfico 4. apresenta os resultados obtidos durante o processo de busca do limite inferior de  $PI$ . A estimativa inicial para  $PI$ , para obtenção do limite inferior, foi de  $5,00$  (MPa). Verifica-se que para esse valor a razão entre a área plastificada e a área limite considerada é de  $5,2996$ . A partir disso, foram necessárias mais quatro iterações para se obter uma razão de  $0,9822$ .



**Figura 4.19 - Área plastificada para diferentes valores de  $PI$ .**

**Adaptado de MULLER (2008).**



**Gráfico 4.24 - Evolução das respostas durante o processo de busca.**

**Reproduzido de MULLER (2008).**

As mesmas características foram aplicadas ao código PoroNL, ressaltando-se as diferenças de concepção entre os modelos, principalmente em relação ao acoplamento fluido-mecânico, o tipo de elemento e o caráter da análise (o PoroNL não considera a variável temporal, faz uso de elementos tetraédricos lineares e é tridimensional).

Para uma formação com essas características físicas e de condições de carregamento (tensões *in situ*), ocorre plastificação na região próxima ao poço. Qualitativamente, este resultado pode ser visto na Figura 4.20.

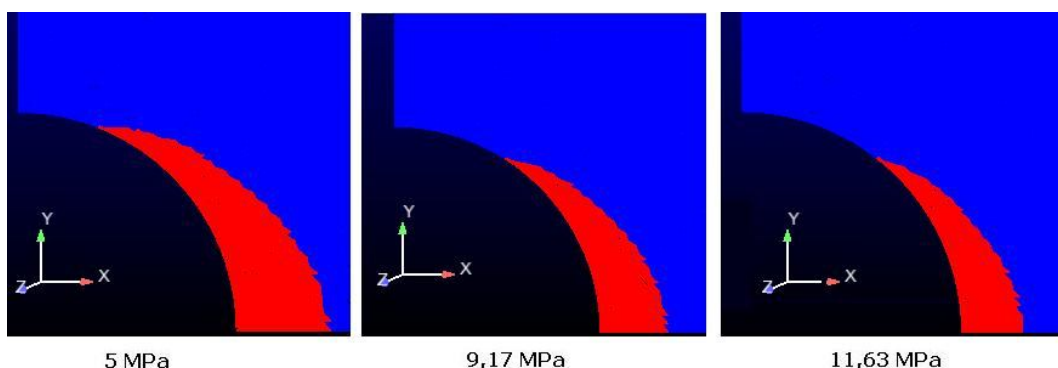


Figura 4.20 - Resultado qualitativo da região plastificada obtido pelo código PoroNL.

Tabela 4.7 - Resultados quantitativos da região plastificada.

**Comparação PoroNL/ Referência.**

Pw	Referência		PoroNL			Comparativo PoroNL/Referência
	Ap/Aplim	Elem Plast	Vplast(m <sup>3</sup> )	Aplast(m <sup>2</sup> )	Ap/Aplim	
11,63	0,9822	1525	5,0353E-06	0,0016036	0,2055896	20,93%
10,69	1,1287	1657	5,58255E-06	0,0017779	0,2279336	20,19%
9,17	1,816	1879	6,52832E-06	0,0020791	0,2665491	14,68%
7,81	2,5854	2101	7,52254E-06	0,0023957	0,3071427	11,88%
5	5,2996	2588	9,79429E-06	0,0031192	0,3998975	7,55%

Pela Tabela 4.7 e pelo Gráfico 4., pode-se concluir que o código PoroNL apresenta resultados menos conservadores quando comparados à análise realizada por MULLER (2008). Utilizando-se como parâmetro de estabilidade uma região plastificada equivalente a  $\frac{1}{4}$  de poço (o estudo não apresenta detalhes sobre a escolha de tal parâmetro). Em virtude das diferenças observadas, sugere-se um estudo quantitativo mais detalhado principalmente em relação a um critério para instabilidade de poços após a ocorrência do escoamento.

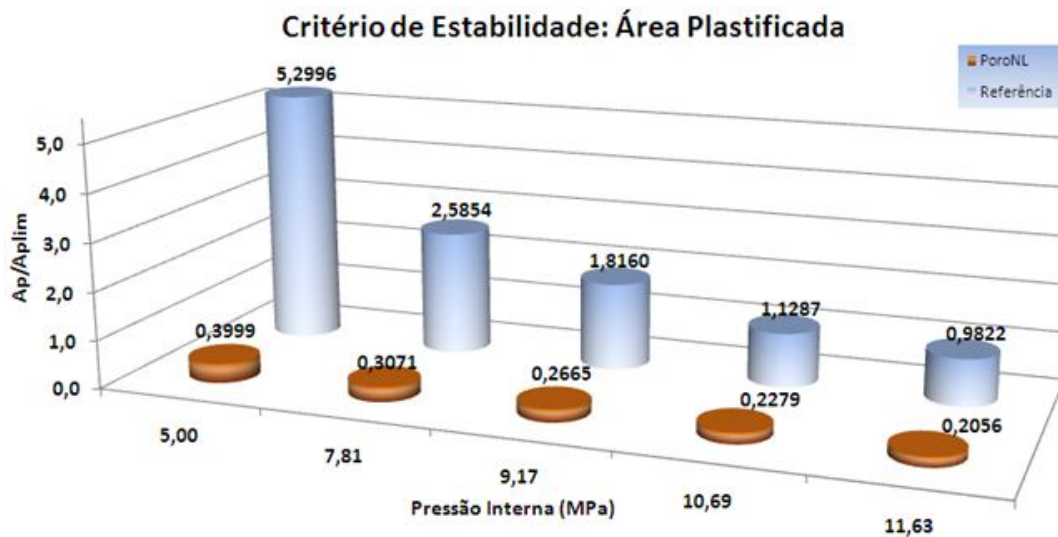


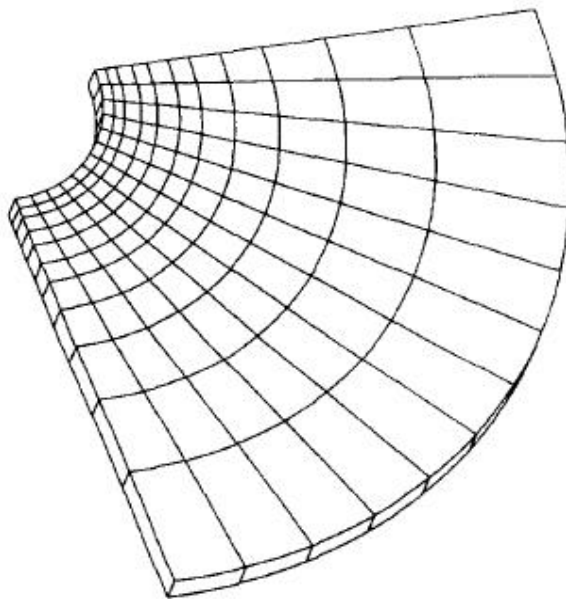
Gráfico 4.25 - Comparativo de áreas plastificadas: Referência e PoroNL.

#### 4.4. Experimento Numérico IV

EWIS (1993), referência deste experimento, realiza uma análise de estabilidade para poços horizontais e direcionais perfurados em rochas fracas. Afirma em seu trabalho que análises elásticas são mais conservadoras, sobretudo pelo comportamento não linear inelástico do maciço rochoso, resultando em tensões menores que as previstas com a utilização de equações elásticas. Além disso, enfatiza que resultados diferentes podem ser obtidos variando-se o critério de escoamento.

Seu objetivo é comparar uma análise não linear com a elástica na avaliação da estabilidade de poços sob o mesmo critério de falha. Além disso, se propõe a avaliar a possibilidade de perfuração *underbalanced* sem causar instabilidades no poço por fechamento (colapso) o qual pode gerar dificuldades durante a perfuração, inclusive prisão de coluna como já mencionado.

A malha de elementos finitos (Figura 4.21) utilizada para obtenção das respostas do modelo tridimensional, a qual foi gerada pelo software ABAQUS é composta por duas superfícies planas de uma “fatia” as quais estão restringidas a se moverem igual ou paralelamente, configurando a hipótese de estado plano de deformação. No entanto, os deslocamentos são permitidos em todas as direções e são sujeitos as devidas condições de contorno. Estas condições asseguram a espessura constante e manutenção das paredes do poço paralelas ao seu eixo.



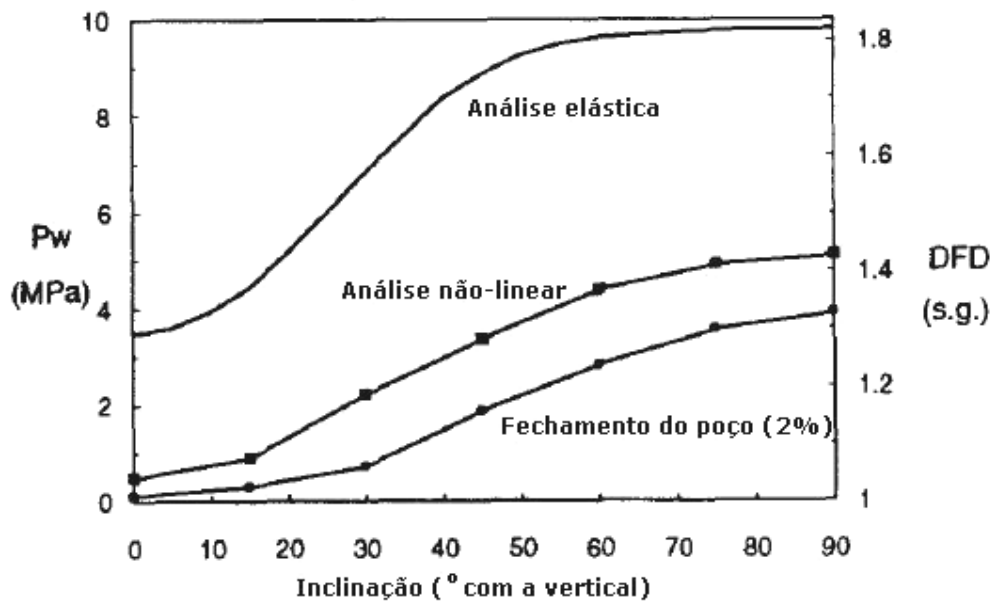
**Figura 4.21 - Representação parcial de um modelo tridimensional em elementos finitos para poços direcionais. Reproduzido de EWIS (1993).**

A referência faz uso de um modelo de endurecimento não linear elastoplástico com critério de ruptura Drucker Prager, o fluxo plástico é considerado não-associativo. As propriedades utilizadas e as tensões *in situ* no maciço estão apresentadas na Tabela 4.8. Foi considerada nula a pressão estática no maciço. Tais propriedades são respectivamente: módulo de elasticidade, ângulo de atrito (critério de Drucker-Prager), tensão de escoamento com deformação plástica 0,02, ângulo de atrito (critério de Mohr-Coulomb, coesão, tensões verticais, horizontal menor, horizontal maior.

**Tabela 4.8 - Propriedades da rocha e condições *in situ*. Adaptado de EWIS (1993).**

Constituição	E(MPa)	$\beta(^{\circ})$	$\sigma_v(0,02)$ (Mpa)	$\Phi(^{\circ})$	c (Mpa)	$\sigma_v$ (Mpa)	$\sigma_h$ (Mpa)	$\sigma_H$ (Mpa)	Profundidade (m)
Argila Mole	9.700,00	30	4,14	15,30	1,96	13,79	8,28	8,28	1200

Há na referência outra variável a ser considerada em se tratando de estabilidade de poço: o fechamento após o escoamento. O Gráfico 4. exibe pesos de fluido em relação a variação da inclinação do poço considerando-se as análises elástica, não linear em seu estado último e com permissão de 2% de fechamento do diâmetro em relação ao seu tamanho original.



**Gráfico 4.26 - Pesos de fluido exigido em relação a inclinação de um poço por diferentes critérios. Adaptado de EWIS (1993).**

## Poço Vertical

Análise análoga foi realizada para um poço vertical sujeito a tensões horizontais iguais no PoroNL. Sendo assim, uma vez ocorrida a plastificação, esta deve estar axissimetricamente distribuída pelo perímetro do poço. Qualitativamente, estes resultados foram obtidos para 2 pesos de fluido diferentes simulados no código

PoroNL: 0,2 e 3,8 MPa referentes respectivamente ao peso para fechamento de 2% e para análise elástica conforme Gráfico 4..

No entanto, para peso de fluido de 0,2 MPa, com o qual há um fechamento de 2% em relação ao diâmetro segundo a referência, o código poro NL se apresentou mais conservador, com fechamento de 5,6% (calculado a partir do deslocamento máximo das paredes). Conseqüentemente, para um peso de fluido de 3,8 MPa, cujo comportamento é elástico pelo referência, o PoroNL ainda indica plastificação, com fechamento de 0,63%. A distribuição axissimétrica é identificada conforme previsto (Figura 4.22).

O comportamento elástico, pelo código PoroNL é alcançado por um peso de fluido de 4,8MPa.

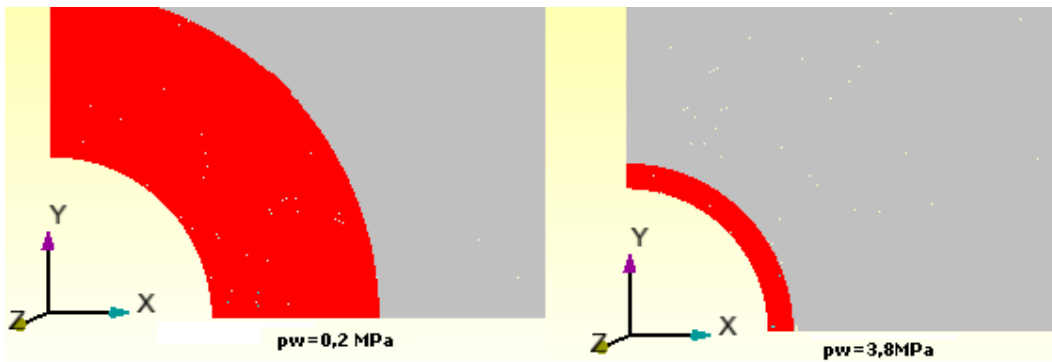


Figura 4.22 - Comparativo das regiões plastificadas para diferentes pesos de fluido.

## Poço Horizontal

Simulação análoga foi executada para um poço horizontal, sujeito as mesmas condições. EWIS (1993) prevê respectivamente para 2% de fechamento, estado último em análise não linear e comportamento elástico pesos de fluido equivalentes a 3,8; 5,2 e 9,8 MPa.

Os resultados obtidos pelo PoroNL indicam que para peso de fluido de 3,8MPa, há plastificação com fechamento de poço da ordem de 2,66%. Para peso de 5,2MPa, ainda ocorre plastificação, porém com fechamento de 1,65%. O comportamento elástico não é identificado para esta condição de carregamento, sendo que o menor índice de plastificação é encontrado com peso de fluido de 9,8 MPa, correspondendo a 0,83% de fechamento do poço.

Qualitativamente, conclui-se que o PoroNL também se apresenta mais conservador em relação a estabilidade quando comparado à referência em poços horizontais. No entanto, exatamente como salientado pelo autor anteriormente, os critérios de ruptura bem como a constituição das malhas distintas podem justificar essas diferenças de comportamento observadas.

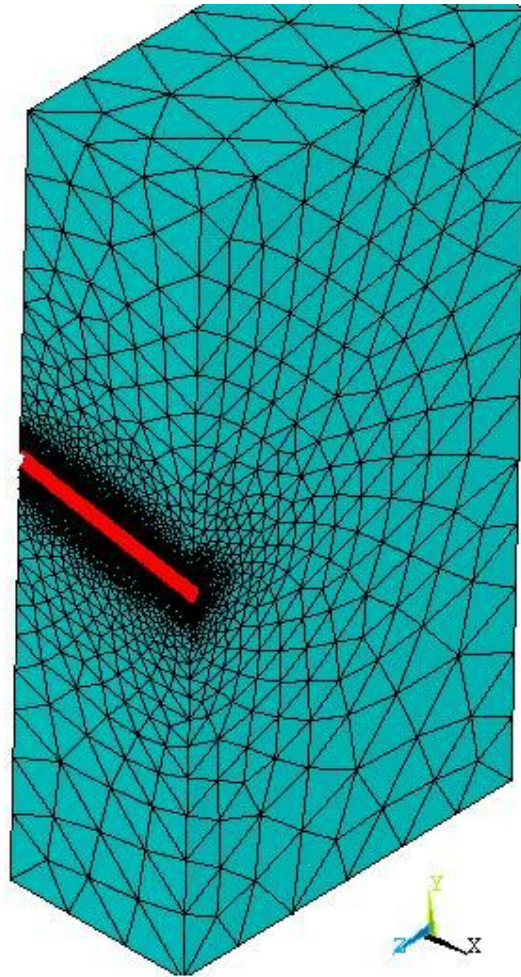
#### **4.5. Experimento Numérico V**

Com o objetivo de concluir esta fase de simulações no PoroNL, foi escolhido um poço tridimensional perfurado em uma formação produtora cujos parâmetros são compatíveis ao projetos executados atualmente no Brasil.

Trata-se de um poço cuja zona de análise encontra-se imersa no reservatório Quissamã, do tipo calcarenito, análogo ao já referenciado no trabalho de COELHO (2001).

Para esta análise, um novo modelo geométrico tridimensional foi gerado, com elementos do tipo tetraedro linear. O poço encontra-se a uma profundidade medida de 2760m com inclinação de  $78,96^\circ$  perfurada paralelamente a tensão máxima horizontal. A profundidade vertical considerada é de 2485m. Trata-se da 3ª fase de perfuração, (broca de 14  $\frac{3}{4}$ " ). Neste caso, o poço modelado, considerado cilíndrico, possui raio de 0,187m.

O modelo final utilizado contempla 12.625 nós e 64.905 elementos. Devido às condições de simetria geométrica e de carregamentos, foi considerada uma seção transversal contendo metade de um poço conforme Figura 4.23.



**Figura 4.23 - Malha tridimensional com simetria em relação ao eixo Z.**

Os parâmetros da formação bem como o estado de carregamento in situ utilizado podem ser vistos na Tabela 4.9.

**Tabela 4.9 - Parâmetros do modelo de poço perfurado no Mb. Quissamã.**

Constituição	E(MPa)	Coef. Biot ( $\beta$ )	$\nu$	$\alpha(^{\circ})$	$\Phi(^{\circ})$	c (Mpa)	$\sigma_v$ (Mpa)	$\sigma_h$ (Mpa)	$\sigma_H$ (Mpa)	PM (m)	TVD (m)
Calcarenito	2.068,43	0,80	0,18	78,96	42,00	8,50	27,57	21,13	21,13	2.760,00	2.485,00

Com relação à pressão estática do reservatório ( $P_e$ ), foi considerado um intervalo cujos limites inferior e superior são respectivamente: 80 e 180 kgf/cm<sup>2</sup>, ou seja, 7,84 e 17,65 MPa (reservatório depletado e pressurizado, respectivamente).

Tratando-se de uma formação com baixa resistência a tração, sugere-se que para uma maior eficiência da perfuração, o fluido tenha peso de aproximadamente 7,5 lb/gal, equivalente a 21,81MPa. Nestas condições, as simulações foram executadas nos limites do intervalo da pressão estática mencionado anteriormente para avaliação do código.

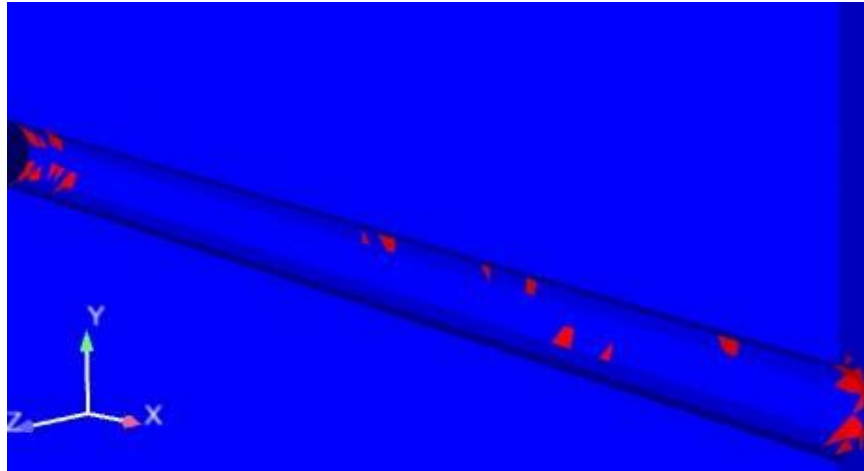
### **Reservatório depletado: $P_e=7,84\text{MPa}$**

Sob estas condições considera-se uma perfuração *overbalanced* com peso de fluido superior a pressão hidrostática e igual a 21,81 MPa.

Nesta análise a formação se comporta elasticamente, sem nenhuma plastificação. Neste caso, em se adotando uma hipótese simplificadora com a solução do problema com as equações do regime elástico não haveria incorporação de erros significativos. No entanto, dependendo da resistência à fratura da rocha, poder-se-ia apresentar sérios problemas de perda de fluido com a fratura da formação durante a perfuração.

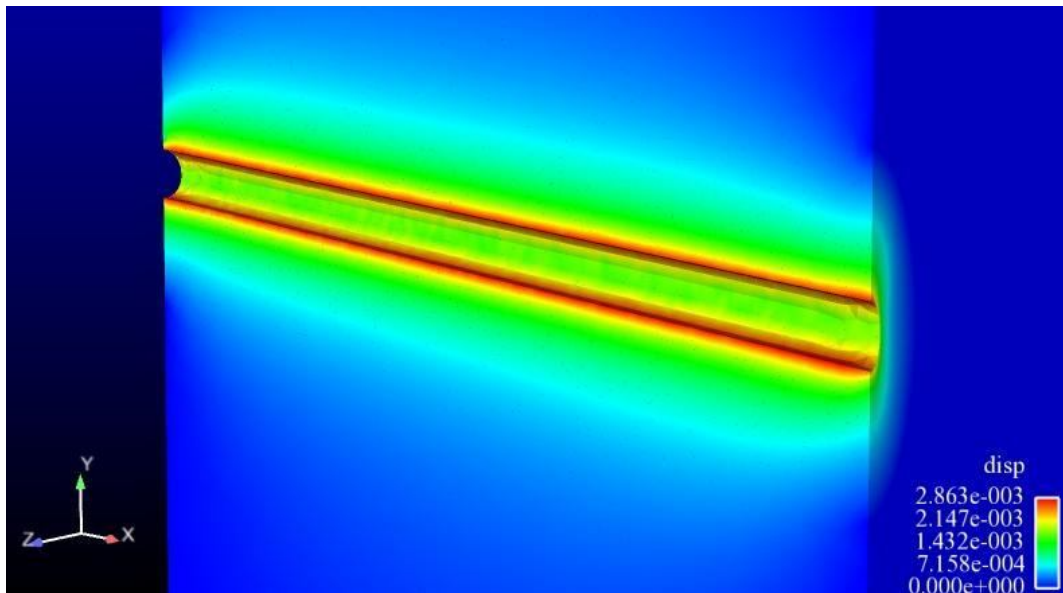
Para o caso em que não haja informações suficientes sobre a resistência à fratura da rocha, é conveniente a utilização de fluido mais leve. O valor mais desfavorável é um fluido com peso exatamente equivalente a pressão hidrostática do reservatório, suficiente para evitar influxos no poço (*kick*).

A análise pelo código PoroNL com peso de fluido igual a 7,84 MPa apresentou plastificação dos elementos conforme pode ser visto na Figura 4.24. O volume de elementos plastificados totalizou 1,1% do volume total do poço, considerado estável segundo analogia ao critério de MULLER (2008), o qual se estabelece como área plastificada máxima a equivalente à área da seção transversal do poço em modelos bidimensionais (para modelos tridimensionais, é considerar o volume do poço).



**Figura 4.24 - Região plastificada em reservatório depletado com peso de fluido de 7,84MPa.**

Como visto, EWIS (1993) propõe como critério um fechamento máximo de 2% em relação ao diâmetro do poço. Neste caso, os resultados do PoroNL configuram um fechamento de 0,76% do diâmetro do poço, podendo, assim, ser considerado também estável por este critério. O fechamento foi calculado em relação ao deslocamento máximo obtido pela parede do poço conforme pode ser visto na Figura 4.25.



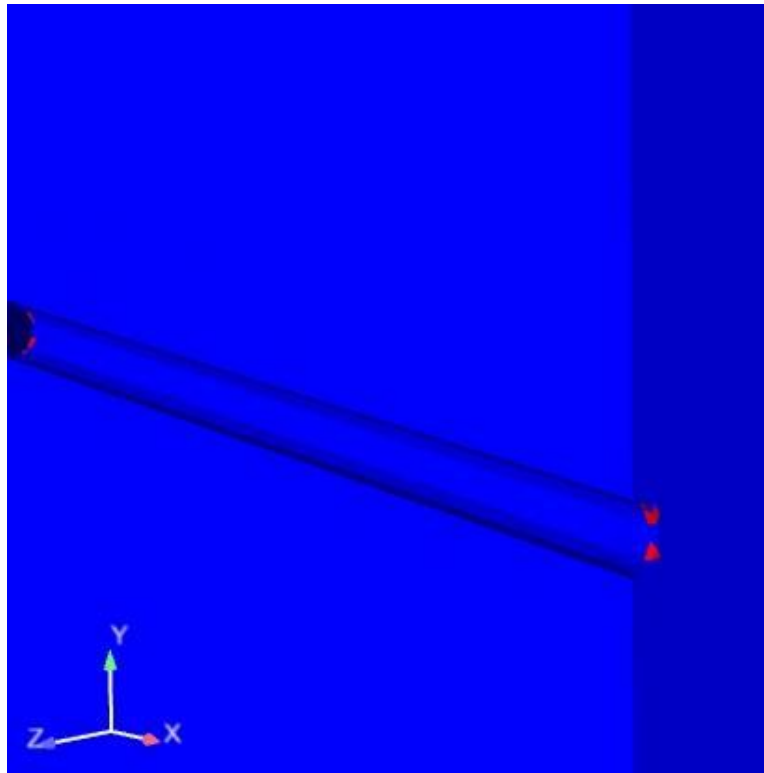
**Figura 4.25 - Deslocamento máximo na parede de um poço em reservatório depletado com peso de fluido de 7,84MPa.**

### **Reservatório pressurizado: $P_e=17,65\text{MPa}$**

Em primeira análise, simulada no aplicativo PoroNL, utilizando-se fluido com peso equivalente a 21,81 MPa, é confirmado o comportamento plástico do material conforme Figura 4.26. Neste caso, o volume plastificado corresponde a 0,1% do volume total do poço sendo considerado estável segundo um critério análogo ao de MULLER (2008) para modelos tridimensionais.

Já considerando o deslocamento máximo na parede do poço, sendo este de 2,484 mm, correspondente a 0,66% do diâmetro do poço (Figura 4.27). Analogamente, considerar-se-ia o poço estável segundo o critério proposto por EWIS (1993).

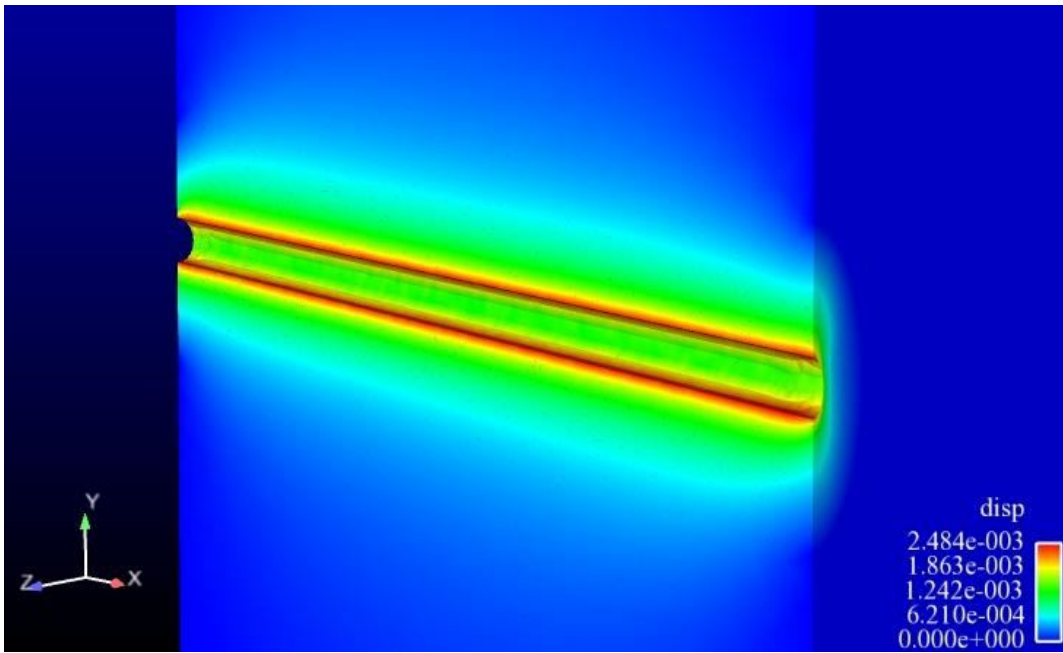
Perfurando-se com fluido mais leve, com peso específico equivalente a pressão estática do reservatório, 17,65 MPa para otimização dos parâmetros de perfuração (taxa de penetração por exemplo), os mesmos resultados foram obtidos comparando-se com a análise anterior para poço depletado e peso de fluido equivalente a pressão estática do reservatório.



**Figura 4.26 - Região plastificada em reservatório pressurizado com peso de fluido de 21,81 MPa.**

Nesta análise, foi obtida uma plastificação de 1,1% do volume do poço e um deslocamento máximo de 0,76% do diâmetro.

Resultados diferenciados podem surgir com a implementação do acoplamento fluido-mecânico no código PoroNL, para reservatórios em diferentes etapas: pressurizados e depletados.



**Figura 4.27 - Deslocamento máximo na parede de um poço em reservatório pressurizado com peso de fluido de 21,81MPa.**

# Capítulo 5

## Conclusões

### 5.1. Resumo

Este trabalho apresentou uma avaliação da sensibilidade de um código elastoplástico em elementos finitos, denominado PoroNL, baseada nos mais recentes resultados obtidos pelo estado da arte em estabilidade de poços.

O aplicativo em questão foi implementado computacionalmente. Trata-se de uma análise não linear considerando o comportamento elastoplástico do material isotrópico para o tratamento de porocolapso em meios porosos e inconsolidados. Tal tratamento é feito por meio de uma superfície de fechamento *cap* associado ao modelo de ruptura de Mohr-Coulomb.

Durante a perfuração de poços de petróleo, uma das atividades de maior relevância com relação à sua estabilidade é a definição da janela operacional, que corresponde ao limite superior e inferior de peso de fluido a ser utilizado durante a perfuração. Este se refere à tensão de fratura e àquele a tensão de colapso. A última foi abordada neste trabalho.

Foram feitos exaustivos experimentos numéricos baseados no trabalho de POLILLO FILHO (1987), o precursor da implementação realizada por GUEVARA

JUNIOR (2006). Chama-se a atenção na implementação, juntamente com o fechamento da superfície de ruptura com o cap suavizado, a incorporação das forças de escavação para simular a perfuração do poço, proposta por COSTA (1984) em seu trabalho sobre escavações em minas subterrâneas.

Outros experimentos numéricos foram realizados baseados nos trabalhos de MULLER (2008) e EWIS (1993) os quais propõem critérios de estabilidade para avaliação de um poço baseados respectivamente numa área máxima plastificada em relação a área da seção transversal do poço e no fechamento máximo do poço em relação ao seu diâmetro.

O código PoroNL apresenta como grande vantagem sua versatilidade para geometrias complexas como poços multilaterais, interseção de poços, diversidade de formações, aspecto importante para os recentes desafios da indústria do petróleo

Por fim, foi analisada a estabilidade de um poço direcional localizado no Membro Quissamã (calcarenito) segundo um modelo tridimensional.

## **5.2. Conclusões e Contribuições**

O código PoroNL após a implementação realizada por GUEVARA JUNIOR (2006) possibilitou a análise de diversos materiais e geometrias a partir de seu caráter tridimensional com a suavização do interface entre as superfícies do cap e o modelo de ruptura além da incorporação das forças de escavação realizada por TISSER (2004).

Considera-se que os objetivos desta pesquisa foram atingidos, tendo em vista os resultados da análise de sensibilidade aqui expostos. Como observações complementares, o código PoroNL encontra-se em conformidade com os resultados apresentados por POLILLO FILHO (1987), principalmente em relação ao estado de tensões à medida que se afasta da parede do poço. Instabilidades próximas a parede

foram observadas tendo como possíveis causas o tripé: malha gerada por elementos de baixa ordem, incapazes de representar estados incompressíveis; a geometria do problema e não garantia do estado plano de deformação e a ferramenta utilizada no pós-processamento, o Enight, o qual utiliza, sem nenhum tratamento prévio, os resultados obtidos. Ressalta-se que a malha mais refinada do PoroNL favoreceu a observação de pontos de singularidade de tensão.

Com relação ao critério de estabilidade proposto por EWIS (1993), os resultados obtidos foram equivalentes ao da referência. Pode-se, contudo, classificar o código PoroNL com mais conservador .

Os resultados obtidos do experimento numérico baseado no trabalho de MULLER (2008) não concordam com os resultados da literatura. É conveniente ressaltar que a diferença entre os modelos, principalmente o acoplamento fluido mecânico, a análise transiente e os elementos distintos utilizados são possíveis causas dos resultados diferentes. Sobre estes últimos, SANTOS (2009) em seu trabalho comprova através de um de seus experimentos que ordens de integração distintas provocam alterações resultados.

Por fim, reforça-se o experimento numérico destinado a avaliar a sensibilidade de um material ao porocolapso (falha do material devido a redução brusca de sua porosidade e permeabilidade devido as elevadas tensões hidrostáticas). Os resultados identificaram uma região de plastificação diferente daquela observada em rupturas típicas de cisalhamento, para materiais não submetidos ao porocolapso. BAUD *et al.*, (2009) apresentou resultados experimentais em porocolapso de rochas carbonáticas com porosidades semelhantes aquela utilizada nos experimentos numéricos deste trabalho.

Para baixos pesos de fluido, houve não-convergência numérica para alguns materiais o que não necessariamente implica em ruína total do material visto que o modelo físico se comporta diferentemente do modelo numérico.

A simulação com um poço tridimensional direcional apresentou-se em concordância em seus resultados com o que, posteriormente, foi confirmado em atividades de campo.

### **5.3. Trabalhos futuros**

Indubitavelmente, nesta linha de pesquisa, baseada em estabilidade de poços de petróleo a partir de análises não lineares com elementos finitos, ainda há muitos horizontes a serem explorados.

Partindo-se dos resultados encontrados neste trabalho, sugere-se que seja contemplada a implementação do acoplamento fluido-mecânico para análise de estabilidade de poços em reservatórios tanto pressurizados quanto depletados, ou mesmo em fase de produção. Neste contexto, a implementação do fluxo, partindo-se da equação de Darcy pode ser considerada um ponto inicial.

A evolução da perfuração com o tempo remete a uma nova linha de pesquisa. À medida que um poço é perfurado, o campo de tensões em sua vizinhança se altera, podendo criar instabilidades não analisadas em experimentos estáticos.

O código PoroNL com análises não lineares de estruturas em elementos finitos tetraedros lineares, direciona os projetos futuros a uma nova abordagem: o pós-processamento dos dados, identificado como uma das variáveis causadoras das instabilidades observadas nos resultados de tensões próximas à parede do poço. Neste mesmo contexto, é relevante a evolução de um estudo específico sobre o travamento volumétrico de elementos de baixa ordem, como é o caso dos tetraedros lineares para otimização deste aplicativo.

Com as fronteiras desafiadoras advindas a partir do descobrimento de Tupi, torna-se mais que atual e necessário uma implementação eficiente na análise de

rochas salinas, com todas as suas especificidades, inclusive a fluência, como forma de se tornar mais uma ferramenta no desenvolvimento dos campos do pré-sal.

Vislumbrando-se esse cenário, é conveniente que o aplicativo também contemple uma análise da ruptura do material por tração, sendo, portanto, capaz de delimitar a janela operacional por completo. Uma alternativa é um modelo que represente a *tension cut-off* suave (função representativa da ruptura por tração).

Por fim, a aplicabilidade deste código em atividades de campo é, inegavelmente, um desafio. Com as novas possibilidades e evoluções tecnológicas nas ferramentas de LWD e MWD e processamento de dados, simultaneamente a perfuração, obter-se-iam as informações em tempo real da formação perfurada as quais, após compiladas em características da formação, forneceriam os parâmetros para uma análise de estabilidade feita em campo, na própria plataforma, possibilitando um melhor desempenho da operação com os devidos ajustes relacionados a janela operacional utilizada (peso de fluido), limpeza do poço e parâmetros de perfuração.

Neste ínterim, a criação de uma interface suficientemente palpável é recomendável, desenvolvida para possibilitar ao usuário a extração e análise dos resultados adquiridos. Os ganhos na atividade, tanto econômico-financeiros quanto em segurança são inumeráveis.

# REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABAQUS, 1989. Manual do Usuário, versão 4-8.

ABOUSLEIMAN, Y., CUI, L., EKBOTE, S., ZAMAN, M., ROEGIERS, J-C., CHEN, G., A. H-D., 1997, “*Applications of Time-Dependent Pseudo-3D Stress Analysis in Evaluating Wellbore Stability*”, International Journal of Rock Mechanics and Mining Science, vol. 34, paper n° 001.

AHME, K., KHAN, K., MOHAMAD-HUSSEIN, M.A., 2009, “*Prediction of Wellbore Stability Using 3D Finite Element Model in a Shallow Unconsolidated Heavy-Oil Sand in a Kwait Field*”, SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Kingdom of Bahrain.

ALVES, J.L.D., 1999, “*Análise Não linear de Estruturas*”, Notas de Aula da Disciplina de Doutorado COC 884 do Programa de Engenharia Civil da COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro. Brasil.

ALVES, J.L.D., COELHO, L.C., BAUD, P., *et al.*, 2007, “*Estabilidade de Poços em Rochas Carbonáticas*”, 4º PDPETRO.Campinas, São Paulo. Brasil.

ANSYS - Simulation Driven Product Development. Disponível em <http://www.ANSYS.com/>.

BAUD, P., VINCIGUERRA, S., CAVALLO, A., *et al.*, 2009, “*Compactional and Failure in High Porosity Carbonates: Mechanical data and Microstructural Observations*”, Pure and Applied Geophysics, 166, pp. 869-898.

BLOCK, M., GUPTA, A., 1998, “*A New Strategy for Near Real-Time Prediction of Borehole Stability*”, 49th Annual Technical Meeting of Petroleum Society, Alberta, Canada.

BOURGOYNE JUNIO, K.K., CHEN, M.E., YOUNG JUNIOR, F.S., 1986, “*Applied Drilling Engineering*”, SPE – Society of Petroleum Engineers, Richardson TX, United States.

BRADLEY, W. B., 1979, "*Failure of Inclined Boreholes*", Journal of Energy Resources Technology., Transactions of ASME 101, 232-239.

CEDERBAUM, G., LI, L., SCHULGASSER, K., 2000, "*Poroelastic Structures*" 1<sup>st</sup> Ed. Elsevier Science Ltda.

CHEN , W-F., 1975, "*Limit Analysis and Soil Plasticity*". J. Ross Publishing.

COELHO, L. C, 2001, "Modelos de Ruptura de poços de Petróleo", Tese D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

COOK, R.D., MALKUS, D.S., PLESHA, M.E., (1989), "*Concepts and Applications of Finite Element Analysis*" 3<sup>th</sup> Edition. University of Wisconsin – Madison.

COPPE/UFRJ, 2001, "*Estabilidade de Poços não Convencionais Considerando Análise de Risco e plastificação das Paredes do Poço*", Relatório do Projeto COPPETEC-CT-PETRO767, Projeto 650.7.168.00.2.

COSTA , A. M., 1984, "*Uma Aplicação de Métodos Computacionais e Princípios de Mecânica das Rochas no Projeto e Análise de Escavações Destinadas à Mineração Subterrânea*", Tese DSc. do Programa de Engenharia Civil da COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro. Brasil.

CUI, L., CHEN, A. H-D., ABOUSLEIMAN, Y., 1997, "*Poroelastic Solution for an Inclined Borehole*", Transactions of ASME, vol 64, pp. 32-38.

CUI, L., CHEN, A. H-D., LESHCHINSKY, D., ABOUSLEIMAN, Y., ROEGIERS, J-C., 1995, "*Stability Analysis of an Inclined Borehole in an Isotropic Poroelastic Medium*", Rock Mechanics, Daemen & Schultz (eds), Balkema, Rotterdam, Netherlands.

DUMANS, C.F.F., AZAR, J.J., SHENOI, S., 1995, "*Analysis of Wellbore Stability Model Predictions*", VI IFSA World Congress, São Paulo, Brasil.

DUNNE, F., PETRINIC, N., 2005, "*Introduction to Computational Plasticity*". Oxford University Press. Oxford, UK.

ENSIGHT,      ENSIGHT      Visualization      Software.      Disponível      em  
<<http://www.ENSIGHT.com/>>

EWIS, R.T., 1993, "*Yield and Closure of Directional and Horizontal Wells*".

International Journal of Rock Mechanics and Mining Science, vol. 30, paper n° 007.

FERREIRA, F.H., SIQUEIRA, C.A.M., MARTINS, J.A.S., 1997, "*Integrated Horizontal Well Stability Design in Potiguar Basin*", 5<sup>th</sup> Latin American and Caribbean Petroleum Engineering, Rio de Janeiro, Brasil.

FJÆR, E., HOLT, R.M., HORSRUD, P., RAAEN IKU, A.M., FJÆR ET AL. (1996), R., 1992, "*Petroleum Related Rock Mechanics*", Eusevier science Publishing Company Inc, New York, United States.

FRYDMAN, M., FOUTOURA, S.A.B., 2000, "*Applications of a coupled chemical-hydro-mechanical Model to Wellbore Stability in Shales*", Rio Oil and Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, Brasil.

FUNG, L.S.K., WAN, R.G., RODRIGUES, H., BELLORIN, R.S., ZERPA, S.A., 1999, "*An Advanced Elastoplastic Model for Borehole Stability Analysis of Horizontal Wells in Unconsolidated Formation*", Journal of Canadian Petroleum Technology, v.38, n°12, pp.41-48.

GIL, I., ROEGIERS, J.C., 2002, "*Borehole Design: stability Considerations*", SPE/SRM Rock Mechanics Conference, Texas, United States.

GONÇALVES, C. J. C., 1997, "*Procedimento para Análise de Testes de Absorção – Relatório Final*". CENPES/PETROBRAS.

GONÇALVES, C.J.C., SOARES, A.M., COSTA, A.M., AMARAL, C.S., 1996, "*Análise de Estabilidade em Calcários na Bacia de Santos*", CONEXPO ARPEL 96 - V Congresso Latino Americano de Hidrocarburos, Rio de Janeiro, Brasil.

GUEVARA JUNIOR, N.O., 2006, "*Implementação Computacional de um Modelo Constitutivo para o Tratamento de Poro-Colapso em Meios Porosos*", Tese MSc. do Programa de Engenharia Civil da COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro. Brasil.

HUANG, T.K., CHEN (1975), W.F., 1990, "*Simple Procedure for Determining Cap-plasticity-model Parameters*", Journal of Geotechnical Engineering, v. 116, No. 3, pp. 492-513.

HUBBERT, M.K., WILHS D. G., 1957, "Mechanics of Hydraulic Fracturing", Petroleum Transactions of ASME, vol. 210, pp. 153-168.

LEWIS, R.W., SCHREFLER, B.A., 1998, *"The Finite Element Method in the Static and Dynamic Deformation and Consolidation of Porous Media"*, 2<sup>nd</sup> Ed. John Wiley & Sons Ltda.

LIMA, K.T.P., 2005, *"Utilização de Métodos Sísmicos, Perfilagem e testemunhos de Poços para Caracterização dos Turbiditos da Formação Urucutuca na Bacia de Almada (BA)"*, Tese de D. Sc., LENEP, UENF, Macaé, RJ, Brasil.

LIN, W., YAMAMOTO, K., ITO, H., MASAGO, H., KAWAMURA, Y., 2008, *"Estimation of Minimum Principal Stress from an Extended Leak-off Test Onboard the Chikyu Drilling Vessel and Suggestions for Future Test Procedures"*, Scientific Drilling, n° 06, doi:10.2204/iodp.sd.6.06.2008.

MAJEWSKI, S., KLEMCZAK, B., WANDZIK, G., SZOJDA, L., (1993) *"Elasto-plastic Capmodel for Cohesive-Frictional Materials"*, Polish Scientific Research Committee, Poland.

MECPRO, (1985) *"Geomechanical Calibrated Model to compute In Situ Rock Properties"*. Schlumberger .

MOHIUDDIN, M.A., ABDULRAHEEM, A., KHAN, K., 2001, *"A New Diagnostic Approach to Identify the Cause of Borehole Instability Problems in an Offshore Arabian Field"*, 2001, SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Kingdom of Bahrain.

MOHIUDDIN, M.A., KHAN, K., ABDULRAHEEM, A., 2007, *"Analysis of Wellbore Instability in Vertical, Directional, and Horizontal Wells Using Field Data"*, 2006, Journal of Petroleum Science and Engineering, v.55, pp. 83-92.

MORITA, N., 2004, *"Well Orientation Effect on Borehole Stability"*, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, United States.

MULLER, A.L., VARGAS Jr, E.A., VAZ, L.E., GONÇALVES, C.J., 2008, *"Procedimento Numérico para Determinação dos Limites de Pressão em Problemas de Instabilidade de Poços de Petróleo"*, Rio Oil & Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, Brasil.

MULLER, A.L., VARGAS Jr, E.A., VAZ, L.E., GONÇALVES, C.J., 2009, *"Borehole Stability Analysis Considering Spatial Variability and Poroelastoplasticity"*,

International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, nº46, pp. 90-96.

MUNJIZA, A., 2004, "*The Combined Finite-Discrete Element Method*", Queen Mary, University of London, London, UK.

OGX, 2010, "*Apresentação Institucional*". Disponível em <<http://www.ogx.com.br>>. Acesso em 13 de julho de 2010.

OLIVEIRA, A., 2008, "*Pré-sal: Oportunidades e Desafios*", Jornal Valor Econômico, edição de 26 de setembro.

OLIVEIRA, O.M.C., 2009, "*Geologia do Petróleo*", PGT - Petroleum Geoscience Technology. Acessado de [www.pgt.com.br](http://www.pgt.com.br) em 28 de dezembro de 2009.

PEREIRA, B.C.M., 2007, "*Proposta de uma Metodologia para Estimativa de Geopressões*", Tese M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

PETROBRAS, 2010, "*Plano Estratégico Petrobras 2020. Plano de Negócios 2010-2014*". Disponível em [www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br). Acesso em 25 de agosto de 2010.

PETROBRAS, 2010, "*Produção de Petróleo e Gás no Brasil e no Exterior Cresce 2,3% em junho*". Disponível em [www.petrobras.com.br/pt/noticias](http://www.petrobras.com.br/pt/noticias). Acesso em 14 de agosto de 2010.

POLILLO FILHO, A., 1987, "*Um Procedimento para Análise de Estabilidade e Fraturamento de Poços de Petróleo*", Tese M.Sc., Escola de Minas/UFOP, Minas Gerais, Brasil.

ROCHA, L.A.S., AZEVEDO, C.T., 2006, "*Perfuração Direcional*". Editora Interciência, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

ROCHA, L.A.S., AZEVEDO, C.T., 2009, "*Projetos de Poços de Petróleo – Geopressões e Assentamento de Colunas de Revestimentos*" 2ª Ed. Editora Interciência, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

SANTOS, J. B., 2004, "*Estudo Experimental dos Mecanismos de Produção de Areia Empregando Tomografia Computadorizada de Raios-X*", Tese M.Sc. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

SATO (1992), A.T., 1992, "*Sistema Inteligente para Elaborar um Projeto de*

*Perfuração de um Poço de Petróleo*”, Tese M.Sc., Universidade Estadual de Campinas - Unicamp, Campinas, SP, Brasil.

SILVA, A.T., LIMA, C.C., PALERMO, L.A.C., 2001, “*Aplicação do Conhecimento do Estado de Tensões In Situ para a Previsão da Estabilidade de Poços*”. Seminário de Engenharia de Poço. Salvador. Bahia. Brasil.

SIMO, J.C., HUGHES, T.J.R., 1998, “*Computational Inelasticity – Interdisciplinary Applied Mathematics*”. In: Marsden, J.E., Sirovich, L., Wiggins, S. (eds), vol. 7, New York, USA, Springer-Verlag. New York Inc.

SOARES, A. C., 2000, “*Um Estudo Experimental para Definição de Colapso de Poros em Rochas Carbonáticas*”, Tese M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

SOUZA NETO, E.A., PERIÉ, D., OWEN, D.R.J., 2008, “*Computational Methods for Plasticity – Theory and Applications*” 1<sup>st</sup> Ed. John Wiley & Sons Ltd, Unuted Kingdon.

STAGG, K.G., ZIENKIEWICS, O.C., 1968, “*Rock Mechanics in Engineering Practice*”, School of Engineering, university of Wales, Swansea.

THOMAS, J.E., 2001, “*Introdução a Engenharia do Petróleo*”. 2<sup>a</sup> Edição. Editora Interciência. Rio de Janeiro. Brasil.

TISSER, A. D., 2004, “*Um Modelo Constitutivo para Análise de Estabilidade de Poços de Petróleo*”, Tese M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

TOMASI, I.V., PICASSO, F.V.N., CARVALHO, C.M.R., 2005, “*Atualização do Projeto de Perfuração dos Poços de Marlim: Análise de Estabilidade Mecânica dos Poços*”, VI SEP – Seminário de Engenharia de Poço, Búzios, Brasil.

TORRES, M.E., FRYDMAN, M., CASALIS, D., RAMIREZ, A., LÉON, M.F., VILLALBA, E., 2005, “*3D Analysis for Wellbores Stability: Reducing Drilling Risks in Oriente Basin, Ecuador*”, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, Brasil.

VIANA, C., 2008, Revista TN Petróleo, nº 57, pp. 32-38.

VILLARROEL, F.M.G., ARAÚJO, E.M.P., FONTOURA, S.A.B., 2004, “*Parametric Analysis of Wellbore Stability*”, XXV CILAMCE (Iberian Latin American Congress on

Computational Methods), Pernambuco, Brasil.

[www.dot.ca.gov](http://www.dot.ca.gov) acessado em 15 de janeiro de 2010.

YAMAMOTO, K., TAMURA, M., GOTO, N., 2006, "*Borehole Instability Analysis in an Anisotropic and Heterogeneous Shale Formation*", IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition, Bangkok, Thailand.

ZIENKIEWICZ, O.C., TAYLOR, R.L., 2000, "*The Finite Element Method – Volume 2: Solid Mechanics*". 5ª edição.

ZOBACK, M.D., 2007, "*Reservoir Geomechanics*". Cambridge University Press. Cambridge, UK.