



Anderson Rapello dos Santos

**Análise do Colapso de Telas Utilizadas em Sistemas de
Contenção de Areia em Poços Horizontais**

Dissertação de Mestrado

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

Orientadores:
Arthur Martins Barbosa Braga
Eurípides do Amaral Vargas Junior

Rio de Janeiro, 03 de abril de 2007

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.



Anderson Rapello dos Santos

Análise do Colapso de Telas Utilizadas em Sistemas de Contenção de Areia em Poços Horizontais

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

Prof. Arthur Martins Barbosa Braga

Orientador

PUC-Rio - Departamento de Engenharia Mecânica

Luis Paulo Franco de Barros

Petrobras/UN-Rio/ATP-RO/IP

Luis Carlos Baralho Bianco

Petrobras/UN-Rio/ATP-RO/IP

Prof. Carlos Alberto de Almeida

Departamento de Engenharia Mecânica - PUC-Rio

Rio de Janeiro, 03 de abril de 2007

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

Anderson Rapello dos Santos

Engenheiro químico formado pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Ingressou na Shell Brasil Ltda em 1999, trabalhando como consultor técnico na especificação e implantação de serviços e sistemas de armazenamento de lubrificantes e combustíveis no período de 1999 a 2001.

Ingressou na Petrobras em 2001. Concluiu o curso de especialização em engenharia de petróleo pela Universidade Petrobras em 2002. Desde então atua como engenheiro de petróleo no planejamento, projeto e construção de poços de petróleo off shore.

Ficha Catalográfica

Santos, Anderson Rapello dos

Análise do colapso de telas utilizadas em sistemas de contenção de areia em poços horizontais / Anderson Rapello dos Santos ; orientadores: Arthur Martins Barbosa Braga, Eurípedes do Amaral Vargas Junior. – 2007.

123 f. : il. ; 30 cm

Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

Inclui bibliografia

1. Engenharia mecânica – Teses.
2. Produção de areia. 3. Poços horizontais. 4. Sistema de exclusão mecânica.
5. Resistência ao colapso. 6. Modelos constitutivos. 7. Mecanismos de ruptura. 8. Mohr Coulomb. I. Braga, Arthur Martins Barbosa. II. Vargas Junior, Eurípedes do Amaral. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. IV. Título.

CDD: 621

A minha filha querida, Ana Beatriz, e a amada esposa Christiane pelo amor e dedicação.

“Porque a sabedoria deste mundo é loucura diante de Deus”

Coríntios, 3, 19

Agradecimentos

Agradeço em primeiro lugar à Deus sem O qual nada é possível

Agradeço à minha esposa Christiane pelo apoio inestimável, entendimento e compreensão durante os muitos momentos de ausência necessários à elaboração deste trabalho.

Aos meus pais pela minha formação, educação e dedicação durante toda a vida.

Agradeço ao professor Arthur Martins Barbosa Braga pela oportunidade de desenvolvimento deste trabalho, por sua orientação e pela confiança depositada nos muitos períodos difíceis que passei durante o desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço ao professor Eurípedes Vargas pela sua dedicação, paciência, ensinamentos e orientação ao longo da elaboração deste trabalho.

Agradeço aos (muitos) colegas da Petrobrás e PUC (que para não cometer nenhuma injustiça não foram listados aqui) pelas conversas, trocas de idéias e discussões que muito contribuíram para que esta tese se tornasse uma realidade.

Agradeço a colaboração de todos os funcionários do Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio.

Resumo

dos Santos, Rapello Anderson. **Análise do Colapso de Telas Utilizadas em Sistemas de Contenção de Areia em Poços Horizontais**. Rio de Janeiro, 2007. 123 p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A produção de petróleo em alta vazão a partir de reservatórios formados por arenitos friáveis requer a instalação de sistemas de contenção de sólidos para preservar equipamentos de superfície e subsuperfície.

Os projetos de exploração para campos constituídos por estes reservatórios têm na completação uma etapa fundamental na construção do poço. Dentre as diversas operações de completação, a instalação de sistemas de contenção de sólidos é uma das mais complexas e envolve uma ampla gama de recursos humanos e financeiros. A alteração no estado de tensões atuante sobre a formação é uma das principais fontes de carregamento dos sistemas de contenção mecânica de sólidos instalados em poços horizontais.

O objetivo deste trabalho é desenvolver um modelo para avaliação do desempenho de sistemas de contenção de sólidos do tipo *gravel pack* quando submetidos aos esforços relacionados ao comportamento geomecânico das formações produtoras e a variação de pressões durante a vida produtiva de um poço de petróleo, permitindo a otimização de projetos destes sistemas sob a ótica da resistência ao colapso das telas.

O carregamento imposto sobre estes sistemas é avaliado através da implementação do modelo de Mohr Coulomb solucionado numericamente através do método de elementos finitos (MEF).

O programa comercial ABAQUS™ é utilizado em função da sua flexibilidade para solução de modelos não-lineares.

Foram analisados sistemas de contenção de areia com os conjuntos de telas tipicamente utilizados na indústria de petróleo. Em nenhum cenário analisado foram verificados indícios de colapso dos tubos indicando a possibilidade de redução da sua resistência mecânica.

Palavras-chave

Produção de areia; poços horizontais; sistema de exclusão mecânica; resistência ao colapso; modelos constitutivos; mecanismos de ruptura; Mohr Coulomb;

Abstract

dos Santos, Rapello Anderson. **Collapse Analysis of Screens Used in Open Hole Completion.** Rio de Janeiro, 2007. 123 p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Global increase in energy demand and the lack of opportunities on shore or in shallow waters are driving production of hydrocarbons towards deep and ultra deep-water basins, where reservoirs are usually formed by weak and unconsolidated sandstones that require sand control methods to prevent damage in surface and subsurface equipments.

Guidelines to select sand control systems are primarily based on sand exclusion, seeking to optimize balance between oil rate and fines production. Another aspect, often overlooked, is collapse strength of the system formed by the sand control equipment and the formation itself, subjected to mechanical loadings that change during life of the well.

This contribution presents a method to evaluate collapse strength of sand control systems taking into account mechanical interaction between the formation and sand control screens. Elastoplastic models are used to represent granular materials. Three sand control systems were studied: gravel pack with premium screens, stand alone premium screens and pre-packed screens. A model to describe contact between granular materials (gravel and formation) and soil-pipe interaction is proposed.

Results demonstrate that perforated base pipes used in premium screens may be oversized for applications under regular operating conditions.

Keywords

Sand control; horizontal wells; gravel packing; Premium Screens; Mohr Coulomb;

Lista de figuras

Figura 1 – Áreas petrolíferas off shore apresentada por Eissler, 1983.	16
Figura 2 - Produção de óleo e LGN (Relatório Anual da Petrobrás, 2005).	17
Figura 3– Mapa da Bacia de Campos (RJ) e Espírito Santo.	19
Figura 4– Conjunto descido para jateamento do revestimento condutor.	24
Figura 5 – Esquema de poço slender perfurado e pronto para completação.	25
Figura 6 – Esquema da interligação da plataforma ao fundo do mar durante a perfuração.	26
Figura 7 – Esquema de poço após completação e ANM convencional no detalhe.	28
Figura 8 – Avaliação de Saucier para definição da relação de diâmetros gravel/areia.	30
Figura 9 – Diagrama para seleção do sistema de contenção de areia – Bianco (2003)	30
Figura 10 – Exemplo de Telas Expansíveis (Manual de Telas Weatherford).	31
Figura 11 – Curva de distribuição granulométrica para arenitos.	33
Figura 12 – Esquema de camadas em telas Premium (Manual de Telas Halliburton).	34
Figura 13– Sistemas de coordenadas utilizado para a descrição do estado de tensões.	37
Figura 14– Sistema de coordenadas na parede do poço.	38
Figura 15 – Esquema de tensões no poço vertical estudado neste capítulo.	42
Figura 16 – Variação de tensões principais com r na seção AA.	43
Figura 17 – Malha de elementos utilizada e distribuição de esforços atuante na formação.	44
Figura 18 – Variação da tensão radial $c/$ raio do poço (a) e mapa da tensão σ_{11} da formação (b) em psi.	45
Figura 19– Variação da tensão tangencial c raio do poço (a) e mapa da tensão da formação (b) em psi.	45
Figura 20– Comparação de resultados numéricos x empíricos.	46
Figura 21 – Representação da seção transversal do poço em formação infinita.	48
Figura 22 – Solução do estado de tensões em um poço vertical onde $\theta = n\pi$.	49
Figura 23– Critério de ruptura de Mohr Coulomb no espaço τ - σ .	51
Figura 24 – Malha de elementos finitos utilizada na simulação elasto plástica 2D.	54
Figura 25 – Variação das tensões principais com a distância do poço em função da coesão.	55
Figura 26 – Variação das tensões principais com a distância do poço em função do ângulo de atrito.	55
Figura 27– Variação das tensões principais com a distância da parede interna.	56
Figura 28 – Campo de tensões em σ_{22} no modelo LE (a) e Mohr Coulomb (b) em psi.	57
Figura 29– Campo de tensões em σ_{11} no modelo LE (a) e Mohr Coulomb (b) em psi.	58
Figura 30 – Campo de tensões em σ_{11} no modelo LE (a) e Mohr Coulomb (b) em psi.	59
Figura 31 – Campo de tensões em σ_{22} no modelo LE (a) e Mohr Coulomb (b) em psi.	60
Figura 32 – Resistência ao Colapso em função da relação OD/t (API Bulletin 5C3).	63
Figura 33 – Variação das tensões tangenciais e radiais c o raio do tubo (analítico x numérico) em psi.	66
Figura 39 – Comportamento pressão x deslocamento para tubo 6 5/8 (Abassian 1998).	69
Figura 35 – Resultados para avaliação comprimento do modelo simulado, L, na deformação do tubo.	71
Figura 36 – Variação do comportamento do tubo 5 1/2 pol 84 furos/ft comparando a Abassian (1995).	72
Figura 37 – Comparação com resultado de Abassian para tubo 5 1/2 pol P110.	73
Figura 38 – Distribuição de tensão de Mises (em psi) no tubo com 216 furos/ft e 7000 psi.	74
Figura 39 – Distribuição de tensão de Mises (em psi) no tubo com 72 furos/ft e 7000 psi.	74

Figura 40 - Variação da pressão de colapso com a área aberta ao fluxo.	75
Figura 41 – Esquema de gravel pack em poço aberto (a) e poço revestido (b).	77
Figura 42 – Esquema 2 D do conjunto formação x gravel x tubo.	78
Figura 43 – Esquema do tubo base utilizado no acoplamento tubo x gravel x formação.	79
Figura 44 – Condições de contorno prescritas no modelo utilizado.	80
Figura 45 – Modelo utilizado na descrição da tensão efetiva em solos saturados.	82
Figura 46 – Propriedades mecânicas de formação off shore.	85
Figura 47 – Variação da tensão σ_{11} e σ_{22} para diversos valores de coesão da formação.	85
Figura 48 – Variação das tensões radiais e tangenciais nas interfaces G/F e G/T.	87
Figura 49 – Tensão de Mises no tubo em função módulos de Young do gravel.	88
Figura 50 – Modelo para Contato gravel x formação elasto-plástico com atrito.	90
Figura 56 – Definição do ponto fixo e do plano tangente para o nó 103.	91
Figura 52 – Variação da tensão principal σ_{22} (em psi) no pacote de gravel p/ superfícies coladas	93
Figura 53 – Variação da tensão radial com o raio do poço.	93
Figura 54 – Tensão principal σ_{22} (em psi) na formação acoplada ao tubo (a) e não acoplada (b)	94
Figura 55 – Variação da tensão σ_{22} na seção AA com $\sigma_v = 6372$ psi e $\sigma_h = 5167$ psi.	95
Figura 56 – Variação da tensão σ_{11} na seção AA com $\sigma_v = 6372$ psi e $\sigma_h = 5167$ psi.	96
Figura 57 – Tensão de Mises (em psi) no corpo do tubo considerando atrito entre as superfícies.	96
Figura 58 – Busca da Convergência pelo Método de Newton-Raphson	100
Figura 59 – Elementos isoparamétricos utilizados nas simulações com o ABAQUS™.	101
Figura 60 – Malha de elementos na simulação 3D para o conjunto tubo x gravel x formação.	102
Figura 61 – Esquema dos modelos simulados	103
Figura 62 – Esquema de poço representado no cenário 1	105
Figura 63 – Tensão principal σ_{22} para a formação sem o tubo de acordo com as condições da tabela 6.	106
Figura 64 – Tensões de MC (em psi) para a formação s/o tubo de acordo com as condições da Tab 6.	107
Figura 65 – Campo de tensões de MC para a formação s/o tubo de acordo com as condições da Tab 6.	107
Figura 66 – Superfície de deformação plástica em polegadas na parede do poço após a perfuração	108
Figura 67 – Campo de tensões tangenciais (em psi) para a formação com o tubo acoplado.	109
Figura 68 – Variação da tensão tangencial na formação em função do raio do poço.	110
Figura 69 – Variação da Tensão de Mises com a deformação.	110
Figura 70 – Tensão de Mises (em psi) no tubo base com 72 furos/pé e furos de $\frac{3}{8}$ polegadas.	111
Figura 76 – Tensão de Mises (em psi) no tubo base com 72 furos/pé e furos de $\frac{1}{2}$ polegadas.	111
Figura 72 – Tensão de Mises (em psi) no tubo base com 84 furos/pé e furos de $\frac{1}{2}$ polegadas.	112
Figura 73 – Variação da Tensão de Mises com a área aberta ao fluxo.	113
Figura 74 – Condições de contorno consideradas na simulação do draw down.	114
Figura 75 – Evolução da Tensão de Mises em cada etapa da simulação.	115
Figura 76 – Evolução da Tensão de Mises em cada etapa da simulação.	116
Figura 82 – Tensão de Mises no tubo base com 72 furos/pé e furos de $\frac{3}{8}$ polegadas.	117
Figura 83 – Variação da Tensão de Mises com a área aberta ao fluxo.	117
Figura 84 – Acoplamento tubo base + carcaça (cortesia Smarttech)	121

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Comparação de Pressão de Colapso para Tubos P110	71
Tabela 2 – Características Geométricas do Modelo para o Tubo Base	80
Tabela 3 – Características do Poço e da Formação	86
Tabela 4 – Propriedades Mecânicas dos Materiais	86
Tabela 5 – Valores de Tensão Considerados na Modelagem da Interface	92
Tabela 6 – Especificação do Modelo em Função de Cada Cenário	104

Lista de Variáveis

a: espaçamento entre furos

c: coesão

d_p : diâmetro dos furos

d_i : diâmetro médio do tubo ovalizado para fórmula de Abassian

E: Módulo de elasticidade

ID: Diâmetro interno

L: Comprimento do tubo ou seção do tubo

OD: diâmetro externo

P_e : Pressão externa atuante na tubulação

P_i : Pressão interna atuante na tubulação

PV: Profundidade vertical

OVB: gradiente de sobrecarga

R_c : Resistência à compressão uniaxial da rocha

R_e : Raio externo

R_{eM} : Raio externo maior do tubo ovalizado

R_{em} : Raio externo menor do tubo ovalizado

R_i : Raio interno

R_{iM} : raio interno maior do tubo ovazliado

R_{im} : raio interno menor do tubo ovalizado

Smises: Tensão equivalente de Mises

t = espessura do tubo

u_i : deslocamento na direção "i"

Φ : coeficiente de atrito

ε_i : deformação na direção "i"

ε_i : deformação na direção "i"

ε_r : deformação radial

ε_θ : deformação tangencial = ε_r

ν : coeficiente de Poisson

σ_c : Tensão circunferencial

σ_H : Tensão horizontal máxima

σ_h : Tensão horizontal mínima

σ_i : Tensão na direção principal "i" onde $i = 1, 2$ e 3

σ_{ii} : Tensão normal ao plano "i"

σ_{ij} : Tensão cisalhante ao plano "j" = τ_{ij}

σ_r : Tensão Radial

σ_t : Tensão tangencial

σ_v : Tensão de sobrecarga (tensão vertical)

σ_y : Tensão limite de escoamento

Sumário

1	Introdução	16
1.1	<i>Objetivo</i>	19
1.2	<i>Relevância do Trabalho</i>	20
1.3	<i>Organização do Trabalho</i>	21
2	A Construção de Poços Off Shore	23
2.1	<i>A Perfuração de Poços</i>	23
2.1.1	Introdução	23
2.1.2	Início de Poço	24
2.1.3	Perfuração das Fases Finais do Poço	25
2.2	<i>A Completação de Poços</i>	27
2.2.1	Introdução	27
2.2.2	A Contenção de Areia	29
2.2.3	Seleção do Método de Contenção de Areia	29
2.2.4	Telas Expansíveis	31
2.2.5	A Completação Stand Alone	31
2.2.6	O Gravel Packing Horizontal em Poço Aberto	32
2.2.7	Os constituintes das Telas Premium	33
3	Modelos Geomecânicos para Análise da Estabilidade de Poços	35
3.1	Modelos Geomecânicos	36
3.2	Sistemas de Coordenadas Utilizados	37
3.3	Solução Analítica para o Poço Vertical	40
3.4	Solução Numérica para o Poço Vertical	43
3.5	Solução para o Poço Inclinado com $\sigma_v \neq \sigma_H$	46
3.6	Simulações Considerando Modelo de Mohr Coulomb	49
3.7	Conclusões	61
4	Modelos para Análise do Colapso de Tubos Utilizados na Completação	62
4.1	<i>Análise do Colapso em Tubulações de Poços</i>	63
4.2	Teoria para Cálculo de Tensões em Cilindros	65
4.3	Modelo de Quatro Rótulas	67

4.4	Critério de Resistência de Von Mises	69
4.5	Resultados Numéricos para Avaliação do colapso de tubos	70
4.6	Conclusões	75
5	Acoplamento do Conjunto Tela – Gravel – Formação	77
5.1	Modelagem e Propriedades do Tubo	79
5.1.1	Modelagem e Propriedade do Gravel e Formação	81
5.1.2	Propriedades Geomecânicas da Formação	82
5.1.3	Propriedades Geomecânicas do Gravel	87
5.2	Relações de Contato entre as Superfícies	88
5.2.1	Modelos Mecânicos de Contato Utilizados	89
5.3	Modelagem Numérica Proposta	97
5.3.1	Solução de problemas não lineares pelo MEF	97
5.3.2	Elementos Finitos Utilizados nos Modelos Simulados	100
6	Análise e Discussão de Resultados	103
6.1	Cenário 1: Sem Pressão Interna no Tubo	105
6.2	Cenário 2: Pressão Interna e Draw Down	113
7	Conclusões e Oportunidades de Estudos Futuros	118
7.1	Conclusões	118
7.2	Oportunidades de Trabalhos Futuros	120
8	Referências Bibliográficas	122

1 Introdução

A partir da década de 80 a produção de óleo fora da plataforma continental superou a marca de 25% do volume total de óleo produzido no mundo constituindo assim uma nova fronteira na busca de fontes de energia não renováveis. No entanto, as operações *off shore* ainda estavam concentradas em lâmina de água (LDA) inferior a 100 m. As operações em LDA acima de 1000 m eram raras e não constituíam interesse maior na indústria de petróleo (Eissler, 1983). Na figura 1 é apresentado o mapa elaborado por Eissler (1983) para as áreas de exploração de óleo fora da plataforma continental no início da década de 80.

Atualmente, a maior parte das reservas de petróleo e gás descobertas concentram-se em águas profundas e ultraprofundas e estão localizadas no Golfo do México (GoM), Brasil, Oeste da África e Austrália (Sears, 2001). O limite para exploração de campos petrolíferos superou a marca de 2000 m de profundidade da LDA e hoje, o grande desafio, é o desenvolvimento de tecnologia para a exploração de óleo em LDA superior a 3000 m (Sears, 2001).

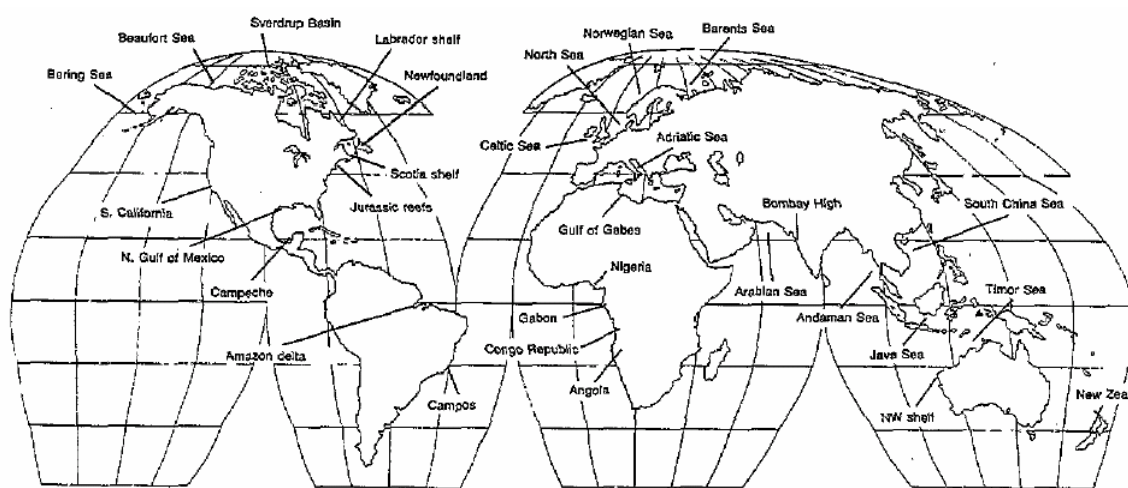


Figura 1 – Áreas petrolíferas off shore apresentada por Eissler, 1983.

No Brasil a produção média mensal de óleo superou a marca de 1,750 milhões de barris de óleo equivalente no ano de 2006, dos quais mais de 70% é

produzido em campos localizados em LDA superior aos 300 metros de profundidade (Relatório Anual da Petrobrás, 2006).

A Bacia de Campos é responsável por mais de 80% da produção nacional de petróleo com cerca de 100 mil km² de área explorada com limites delimitados entre a cidade de Arraial do Cabo no norte fluminense e a cidade de Vitória no Espírito Santo.

A figura 2 apresenta a distribuição da produção média diária em função da LDA em 2005 e a figura 3 apresenta um mapa desta Bacia Petrolífera brasileira com cotas isobatimétricas demonstrando a grande quantidade de campos petrolíferos localizados em águas profundas e ultraprofundas.

A viabilidade econômica para exploração de campos de petróleo em águas profundas e ultraprofundas requer o desenvolvimento de uma malha de drenagem com poços produtores e injetores de alta vazão.

No entanto, é preciso considerar alguns desafios tecnológicos que devem ser vencidos para viabilizar a execução de projetos de perfuração e completação de poços neste cenário, entre os quais podemos citar: pouca espessura do reservatório, arenitos não consolidados, reservatórios de óleos pesados, dificuldades para garantia de escoamento do óleo até a plataforma produtora e margem operacional estreita para o fluido de perfuração em função dos baixos gradientes de fratura (Sears, 2001).

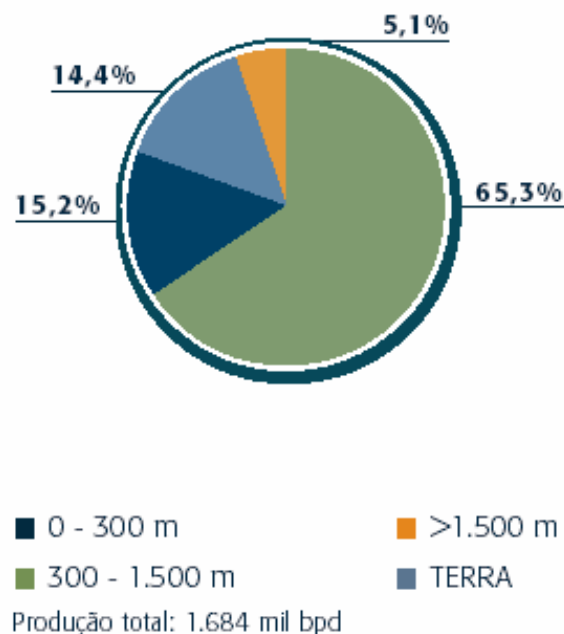


Figura 2 - Produção de óleo e LGN (Relatório Anual da Petrobrás, 2005).

No que diz respeito à construção de poços, estes desafios estão associados à execução de poços horizontais de grande extensão e na implementação de técnicas de completação (equipamentos submarinos e de sub-superfície) que viabilizem a produção dos poços em altas vazões, permitam o melhor gerenciamento do reservatório e otimizem os custos de *workover* (manutenção dos poços).

No que diz respeito à completação de poços de alta vazão em reservatórios de arenitos friáveis, é fundamental considerar a instalação de sistemas para contenção de sólidos que previnam os danos aos equipamentos de superfície, subsuperfície e à própria formação tais como: a deposição e acúmulo de areia no poço, em separadores e nas tubulações de superfície; a erosão de equipamentos por abrasão; os danos à permeabilidade do reservatório; o colapso do revestimento de produção ou a perda de isolamento entre intervalos permo-porosos.

Dentre os diversos sistemas para exclusão de sólidos que têm sido utilizados pela indústria de petróleo, as mais utilizadas em poços horizontais são: o *open hole gravel packing*, a instalação de telas *stand alone*, expansíveis ou *slotted liners* e o *frac packing*.

O conjunto de telas normalmente utilizado em projetos de sistema de contenção de areia é constituído por um tubo base de aço (perfurado ou rasgado) que confere a integridade estrutural ao conjunto telado e camadas de telas com diferentes malhas, sem função estrutural, que permitem a contenção de sólidos da formação por um processo de filtração.

Neste trabalho serão estudados poços de alta vazão com um projeto de construção específico. O projeto estudado será de poços produtores (ou injetores) horizontais onde a última fase é perfurada dentro do reservatório alvo sendo, posteriormente, completado à poço aberto com um sistema de exclusão mecânica de sólidos e coluna de produção (ou injeção) compatíveis com o fluido produzido (ou injetado).

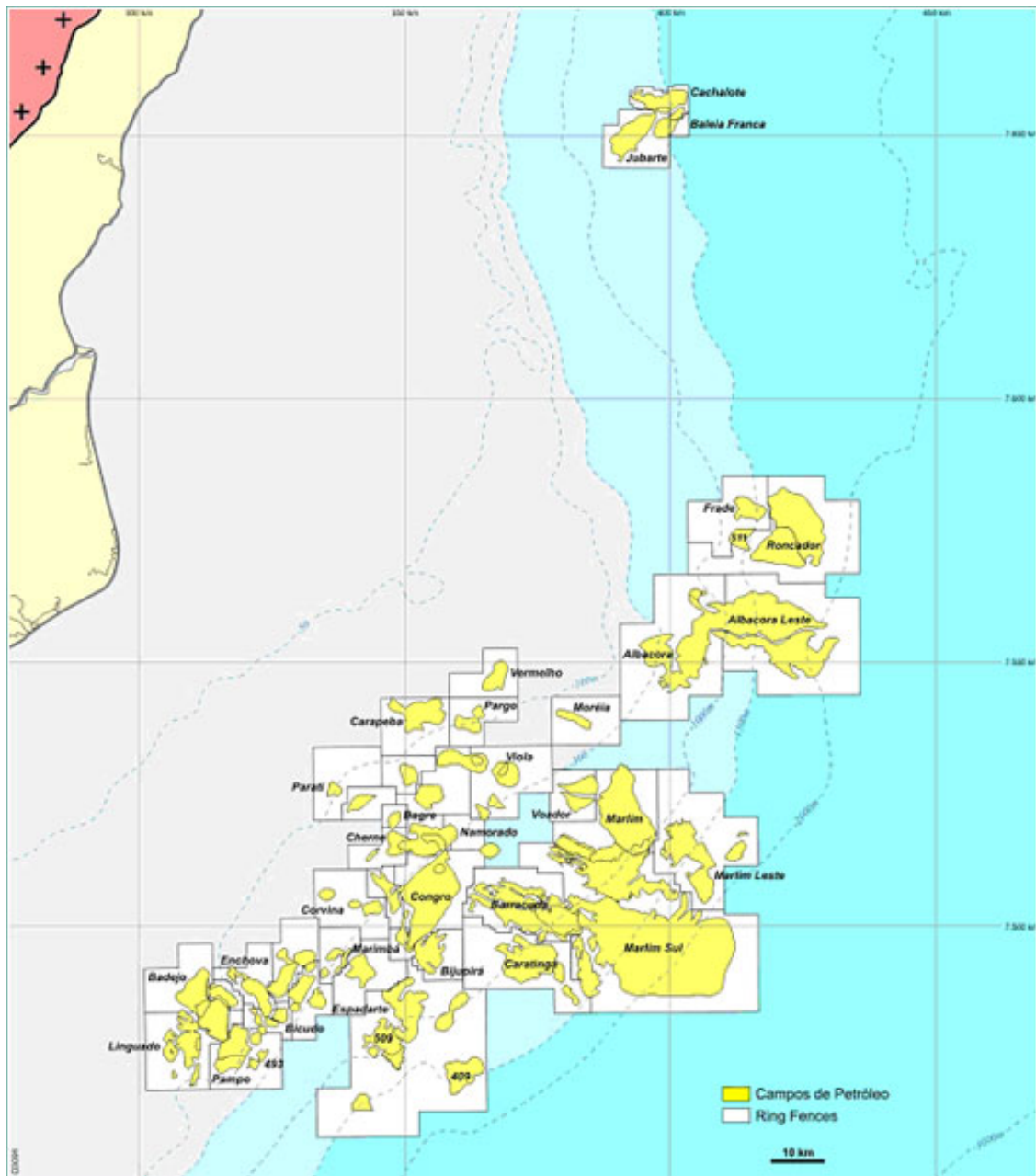


Figura 3– Mapa da Bacia de Campos (RJ) e Espírito Santo.

1.1 Objetivo

O objetivo deste trabalho é implementar um modelo mecânico que permita avaliar a integridade estrutural do sistema de exclusão de sólidos normalmente utilizados pela indústria na completção de poços abertos horizontais: o *open hole gravel packing horizontal*.

As soluções para os modelos implementados serão obtidas numericamente através do método de elementos finitos (MEF) utilizando um *software* comercial de CAE (*Computer Aided Engineering*) para geometrias bi e tridimensionais.

1.2 Relevância do Trabalho

A produção de partículas sólidas durante a exploração de campos de petróleo é normalmente denominada “produção de areia” por ser um fenômeno mais comum em arenitos pouco consolidados.

No entanto pode ocorrer em diferentes tipos de rochas como carvão e rochas calcárias. A denominação e a utilização da expressão “produção de sólidos” foi preconizada por Dussault e Santarelli (1989) por sua utilização mais abrangente em diversos casos relacionados, ou não, a indústria de petróleo.

Neste trabalho serão utilizados os dois termos, referindo-se ao cenário da completação de poços em arenitos pouco consolidados, formação bastante comum na Bacia de Campos e demais zonas petrolíferas brasileiras.

Em geral, o projeto e o dimensionamento de sistemas de exclusão de sólidos por contenção mecânica consiste, principalmente, em avaliar a distribuição granulométrica da formação de interesse e, maximizando a produção de óleo, dimensionar o conjunto mecânico que proporcione a filtração com exclusão de sólidos mais eficiente (Mabrel, 1999 e Tiffin, 1998).

O dimensionamento explícito do sistema de contenção de sólidos quanto aos carregamentos impostos pela formação, em função da redistribuição das tensões na parede do poço e pelos diferenciais de pressão devido à variação da pressão de fluxo e estática do reservatório, não é uma prática comum na indústria de petróleo nem foram encontrados na literatura trabalhos sobre este tópico específico das disciplinas de projeto de poços de petróleo.

No entanto, uma avaliação criteriosa das solicitações impostas ao tubo base poderia ser introduzida como critério de projeto de sistemas de contenção de areia, permitindo otimizar a vazão de produção dos poços em função do número de furos (ou rasgos) do tubo base, que confere resistência mecânica ao conjunto telado e, ainda assim, controlar o risco de ruptura prematura do sistema.

O risco de rompimento do conjunto de telas em um poço horizontal é um evento economicamente catastrófico que acarreta o fechamento do poço pela

dificuldade de intervir para reparo da falha mecânica. Na maior parte dos casos, o trecho horizontal é abandonado e re-construído acarretando em perdas financeiras significativas para a companhia operadora não só pela perda de grande parte do poço devido a falha mecânica da tela, mas também pela interrupção da produção de um poço perfurado, completado e, possivelmente, já interligado ao sistema de produção à plataforma produtora.

O comprometimento da integridade estrutural do conjunto telado pode ocorrer quando os esforços mecânicos ou as pressões de trabalho (submetidas durante a instalação do sistema de contenção de areia ou durante a própria vida útil produtiva do poço) superam a resistência mecânica do tubo base ou acarretam na ruptura de algum elemento do sistema (conexões ou acessórios).

Em alguns casos específicos a produção em alta vazão gera velocidades de entrada de fluido no poço muito elevadas levando à erosão nas malhas da tela. A produção de areia pode ocorrer também por falha de projeto: inadequação do dimensionamento da malha de contenção (má avaliação da granulometria do reservatório) ou falha ao predizer a possibilidade de produção de areia (levando a instalação de um sistema inadequado à contenção mecânica de sólidos)

A motivação deste trabalho é implementar um modelo computacional que permita prever o comportamento mecânico do conjunto tela-formação avaliando a possibilidade de ruptura ou colapso prematuro do sistema de contenção mecânico de sólidos, convencionalmente, utilizados em poços abertos horizontais.

1.3 Organização do Trabalho

Esta dissertação foi dividida em 7 capítulos. O primeiro capítulo é a introdução e aborda os seguintes assuntos: o objetivo principal do trabalho, a relevância e o cenário no qual este trabalho está inserido.

Os cinco (5) capítulos seguintes referem-se ao desenvolvimento do trabalho e o último contém as conclusões, limitações e oportunidades de trabalhos futuros relacionados ao tema.

No capítulo 2, é feita uma breve descrição das etapas de construção de poços *off shore* com enfoque especial nos métodos de completação utilizados no projeto de poço estudado.

No capítulo 3 é realizada uma descrição dos principais modelos constitutivos utilizados para representar os meios granulométricos (formação e gravel), e a influência de seus parâmetros na determinação da relação tensão-deformação. Além disso, é apresentado um breve estudo de sensibilidade da malha de elementos utilizados em modelos 3D e 2D.

Durante a elaboração do trabalho foi considerada a hipótese da construção instantânea do poço, ou seja, a perfuração, a completação e a entrada em produção ocorrem simultaneamente.

Os efeitos relacionados à acomodação da formação após a perfuração do poço em função de um novo estado de tensão não foram considerados na formulação apresentada no capítulo 3.

No capítulo 4 são apresentadas algumas metodologias para análise do colapso de tubulações submetidas ao carregamento hidrostático. Apesar do colapso de tubulações submetidas a este tipo de carregamento ser um fenômeno largamente conhecido na indústria de petróleo, nossa preocupação nesta etapa do projeto é a calibração dos modelos simulados no *software* de CAE e a avaliação do seu comportamento quanto às pressões de colapso, estabilidade elástica e limite elástico. Para isso, será estabelecido um modelo 3D considerando somente o carregamento atuante na fronteira externa do tubo base e comparado com algumas metodologias típicas de avaliação de colapso de tubos utilizado na indústria de petróleo.

O capítulo 5 faz uma descrição dos modelos de ruptura de *Mohr Coulomb* estabelecendo o modelo constitutivo utilizado para representar a formação e o pacote de gravel neste trabalho, permitindo determinar o campo de tensões atuante na interface gravel-tubo. Neste capítulo, também são apresentados os modelos de interface utilizados para descrever o acoplamento gravel-tubo e gravel-formação, o modelo numérico e o algoritmo de convergência utilizado pelo ABAQUS™.

Os resultados de algumas situações de interesse na indústria de petróleo são analisados e apresentados no capítulo 6.

No capítulo 7 são apresentadas as conclusões e as sugestões para continuidade de estudos relacionados a integridade estrutural de sistemas de contenção mecânica utilizados para poços horizontais.

2 A Construção de Poços Off Shore

A área de construção de poços evoluiu significativamente nas últimas décadas, principalmente, em função das dificuldades encontradas na execução de projetos cada vez mais complexos.

Na etapa de desenvolvimento de um campo de petróleo, a construção de poços consiste em implementar a malha de drenagem necessária à exploração de hidrocarbonetos e é constituída de duas etapas fundamentais: a perfuração e a completação do poço.

No Brasil, as atividades de perfuração, completação e manutenção (*workover*) de poços de petróleo *off shore* são realizadas por sondas de intervenção moduladas em plataformas fixas de produção, por plataformas auto-eleváveis, semi-submersíveis ou navio sondas.

Neste capítulo as etapas de construção de poços de petróleo no cenário *off shore* serão descritas sucintamente, sendo apresentada uma seqüência específica para a construção de poços de petróleo horizontal perfurado e completado em águas profundas.

2.1 A Perfuração de Poços

2.1.1 Introdução

Na perfuração o objetivo principal é atingir os reservatórios de interesse, com o mínimo de comprometimento de suas propriedades permeoporosas, construindo um conduto cilíndrico que interligue a cabeça de poço submarina, que posteriormente será interligado à plataforma produtora, à formação, possibilitando a execução da seqüência operacional prevista até a conclusão do poço.

Um projeto típico de perfuração de um poço em águas profundas consiste de 4 à 5 fases com diâmetro variando de 36 a 8 ½ polegadas desde o início do poço até a conclusão da fase horizontal.

2.1.2 Início de Poço

O início de poço é a seqüência de operações realizadas para assentamento do revestimento condutor, a perfuração da fase seguinte e o assentamento e cimentação do revestimento de superfície. A principal função deste conjunto é conferir a rigidez estrutural ao sistema de cabeça do poço para suportar os esforços transferidos durante a construção do poço pelo conjunto riser e BOP (*Blow Out Preventer*).

Em algumas regiões do mundo o solo submarino permite o assentamento do revestimento condutor por jateamento utilizando uma composição específica esquematizada na figura 4. Quando não é possível realizar o jateamento da cabeça de poço, perfura-se, sem retorno, com broca de 36 ou polegadas, seguido da descida, assentamento e cimentação do revestimento de 30 ou 36 polegadas.

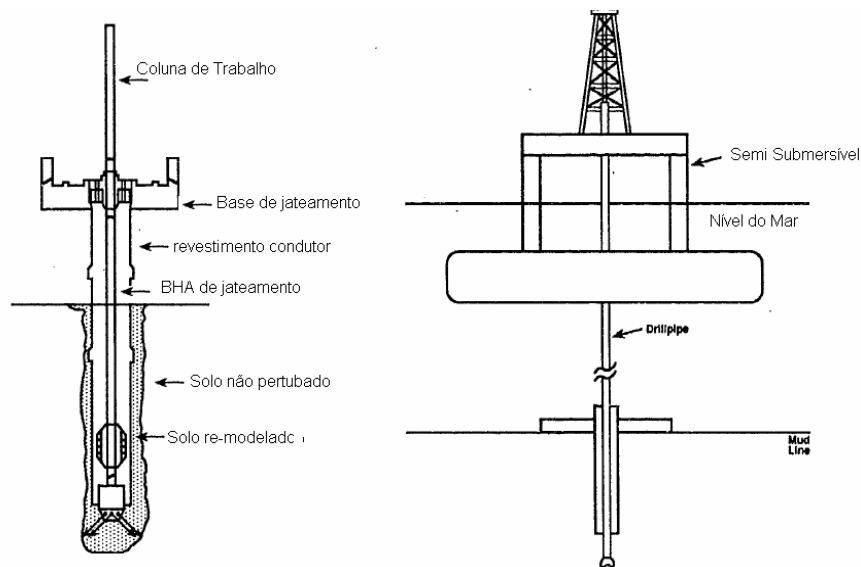


Figura 4– Conjunto descido para jateamento do revestimento condutor.

A fase seguinte ao assentamento do revestimento condutor é a perfuração, sem retorno, com água do mar e broca de 26 polegadas (ou 17 ½ polegadas para o caso de um poço *slender*) até a profundidade prevista para

assentamento da sapata do revestimento de superfície. Em seguida, este revestimento de 20 polegadas é descido e cimentado até a cabeça do poço.

Em alguns casos o conhecimento geológico da região possibilita a redução de uma fase de perfuração, suprimindo e substituindo o revestimento de 20 polegadas pelo de 13 3/8 polegadas

Este tipo de projeto é conhecido como poço *slender* e está esquematizado na figura abaixo.

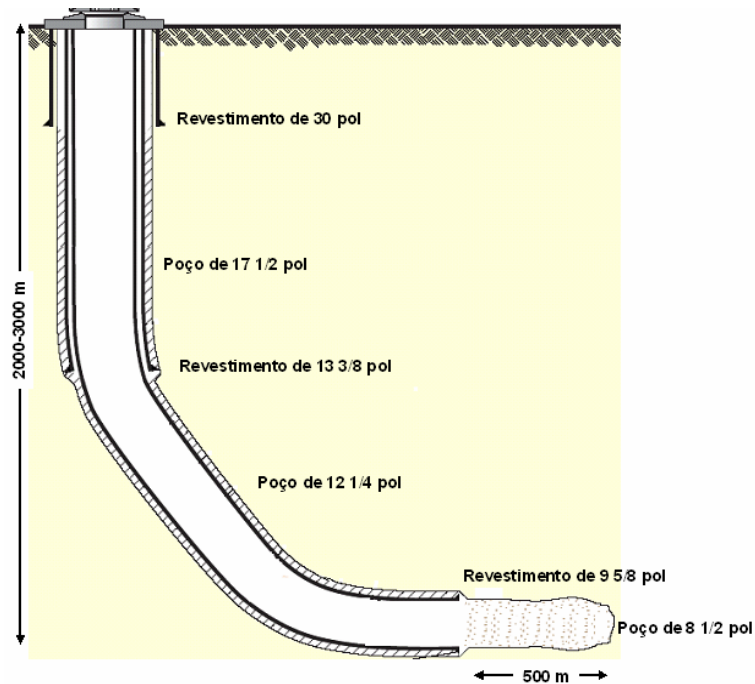


Figura 5 – Esquema de poço slender perfurado e pronto para conclusão.

2.1.3 Perfuração das Fases Finais do Poço

Após o início do poço, serão perfuradas formações mais profundas, eventualmente sobre-pressurizadas, sendo necessária a instalação de um equipamento de segurança de cabeça de poço denominado BOP (*Blow Out Preventer*).

Nesta fase a perfuração é conduzida, geralmente, de maneira *overbalance*, isto é, a pressão hidrostática fornecida pelo fluido de perfuração é maior do que as pressões de poros das formações atravessadas durante a perfuração do poço. Assim, o fluido de perfuração atua como primeira barreira de segurança para prevenir o influxo de fluido para o poço.

O BOP (**B**low **O**ut **P**reventor) é um conjunto de válvulas que permitirá bloquear o influxo indesejado de fluido para dentro do poço atuando como segunda barreira de segurança. É constituído de gavetas cegas, cegas-cisalhantes, variáveis de tubos e de preventores anulares.

A figura 6 apresenta o esquema de equipamentos que interliga a plataforma ao poço durante a perfuração e após descida do BOP: anel tensionador, junta telescópica, *upper flexjoint*, juntas de riser, *lower flexjoint*, BOP.

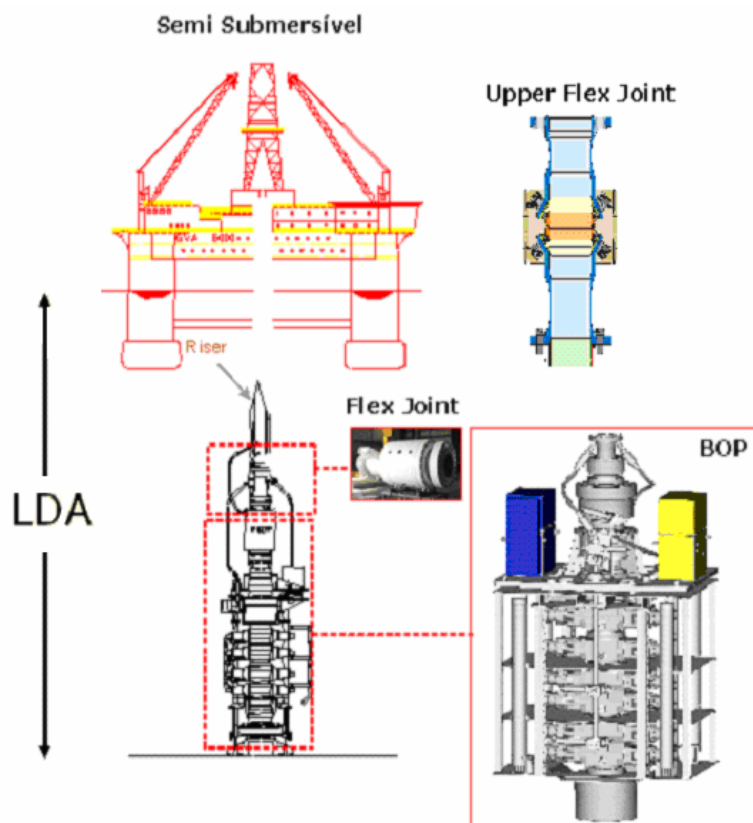


Figura 6 – Esquema da interligação da plataforma ao fundo do mar durante a perfuração.

A perfuração da fase seguinte é realizada com uma broca de 16 polegadas, quando utilizado revestimento de superfície de 20, ou 12 ¼ polegadas quando num poço *slender* (ou seja, com revestimento de superfície de 13 ⅜ polegadas) em circuito fechado e após a instalação do BOP com uma coluna de *risers* de perfuração.

Após a perfuração desta fase, o revestimento de produção (9 ⅝ polegadas) é descido e cimentado até a sapata do revestimento anterior

garantindo o isolamento hidráulico entre as zonas permoporosas que foram atravessadas nesta fase.

A fase final é concluída com a perfuração horizontal orientada dentro do reservatório alvo, utilizando ferramentas de perfuração semelhantes às utilizadas na fase anterior, com broca de 8 ½ pol mantendo o poço paralelo ao topo e base do reservatório alvo.

Outras configurações de poços para águas profundas podem ser executadas em função das diferentes características dos reservatórios, conhecimento geológico da área de interesse ou da necessidade de otimização dos custos de construção.

2.2 A Completação de Poços

2.2.1 Introdução

Ao terminar a perfuração do poço existe a necessidade de equipá-lo para permitir uma operação econômica e segura de acordo com as premissas estabelecidas no projeto básico de construção do poço.

Denomina-se completação o conjunto de operações e atividades que têm como objetivo equipar o poço para a produção, instalando todos os acessórios e equipamentos que irão permitir a operação segura do poço de petróleo.

Apesar do termo “completação” derivar, provavelmente, do inglês *completion* e não existir na língua portuguesa formal, esta palavra descreve bem a atividade realizada nesta etapa. Este termo é utilizado ao longo deste trabalho e consiste na **ação** de **completar** um poço de petróleo para a operação.

A seqüência de etapas normalmente executada na completação de poços de petróleo *off shore* é resumida abaixo:

- Substituição do Fluido de Perfuração e Condicionamento do Poço;
- Instalação do sistema de contenção de areia:

- Gravel Packing (objeto de estudo deste trabalho), podendo ser também:
 - Telas *Stand Alone*;
 - Tela Expansíveis;
- Instalação da Cauda Intermediária;
- Instalação da Coluna de Produção e Suspensor de Coluna;
- Instalação da árvore de natal molhada;
- Realização de testes de formação;
- Instalação da tree Cap e abandono do poço.

O esquema de um poço tipo completado seguindo as fases acima é apresentado na figura 7.

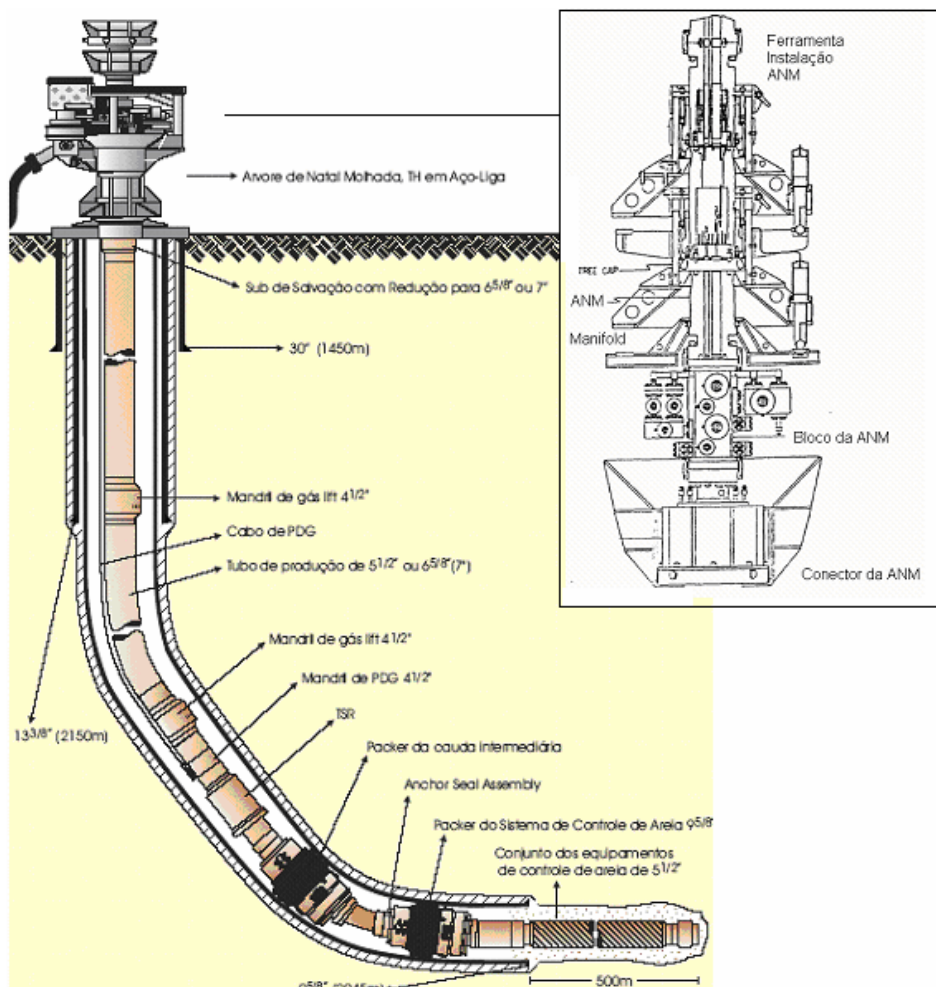


Figura 7 – Esquema de poço após completação e ANM convencional no detalhe.

2.2.2 A Contenção de Areia

A exclusão de sólidos por contenção mecânica tem sido o método rotineiramente utilizado pela indústria para controlar a produção de areia em campos *off shore*, sendo considerada uma das soluções mais seguras e eficientes para viabilizar a produção de óleo em arenitos friáveis, permitindo a produção do poço em vazões econômicas sem os inconvenientes associados à produção de areia (Malbrel, 1999).

No entanto, deve-se ter em mente que controlar a produção de areia, não significa a exclusão total de sólidos em detrimento da vazão total de produção. As perdas de cargas introduzidas devido à redução da malha de filtração podem levar à perda do volume de óleo que poderiam ser produzidos. Desta forma, a convivência com pequenos teores de sólidos pode ser justificada pelos ganhos de produção.

2.2.3 Seleção do Método de Contenção de Areia

O aspecto fundamental no projeto e dimensionamento de sistemas de exclusão de sólidos por contenção mecânica consiste em definir a granulometria do agente de contenção que será capaz de reter os grãos da formação com a menor interferência possível na produtividade do poço.

A metodologia mais difundida está baseada nos critérios estabelecidos por Saucier, Schwartz e Coberly (Tiffin, 1998). Nestes trabalhos, a definição da granulometria do agente de contenção (*gravel*) é feita a partir do conhecimento da razão entre o D_{50} do gravel e D_{50} da formação. A figura 8 apresenta o gráfico desenvolvido por Saucier para determinação da granulometria ótima do gravel em função da granulometria da formação e da queda de permeabilidade do pacote de agente de contenção.

Outros critérios têm sido recentemente adotados para determinação da granulometria do gravel. A metodologia desenvolvida por Bennett (2000) e melhorada por Bianco (2003) se aproxima de um procedimento geral para seleção do método de contenção de areia. No trabalho de Bennett (2000) são apresentados os resultados com o desempenho de diversos projetos de sistemas de contenção de areia, bem como, uma comparação entre poços construídos utilizando *gravel packing* e telas *stand alone*.



Figura 8 – Avaliação de Saucier para definição da relação de diâmetros granel/areia.

A figura 9 apresenta um fluxograma para seleção do método de contenção de areia elaborado por Bianco (2003).

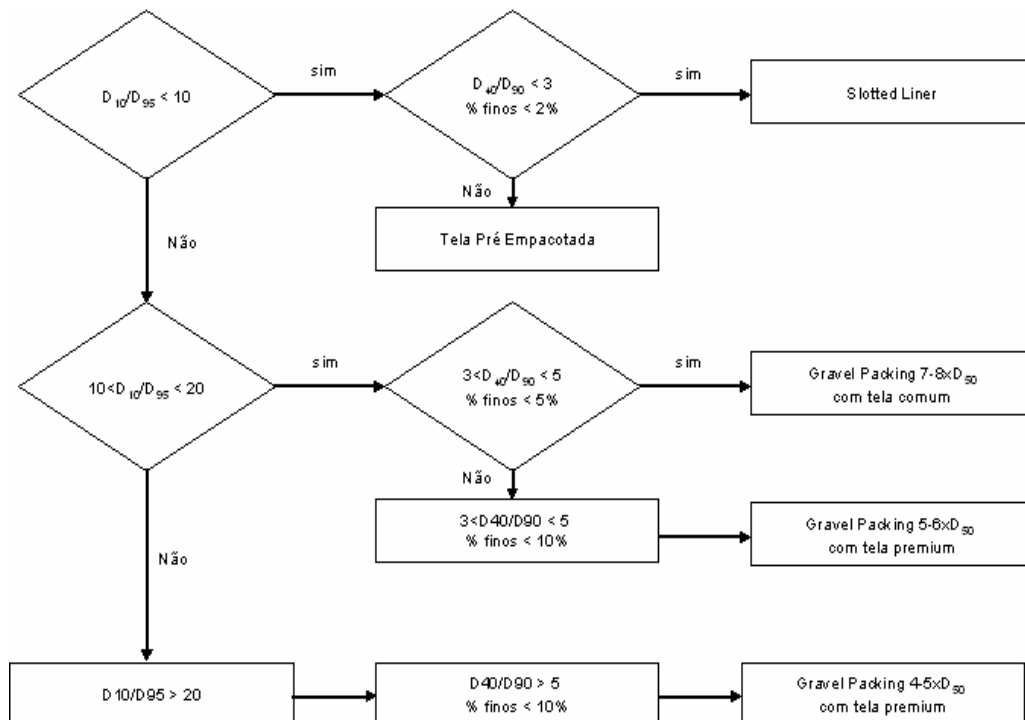


Figura 9 – Diagrama para seleção do sistema de contenção de areia – Bianco (2003)

2.2.4 Telas Expansíveis

Em arenitos bem selecionados (onde o coeficiente de uniformidade é menor que 5) existe a possibilidade de utilização de telas expansíveis ou telas Premium *stand alone*. Estas são alternativas de mais simples execução que o *gravel packing* e são largamente utilizadas na completação de poços *off shore* e *on shore* no mundo (Bianco 2007).

As telas expansíveis são descidas e instaladas após a perfuração do poço aberto sendo posteriormente deformadas à frio até atingirem um diâmetro próximo ao diâmetro final do poço.

A vantagem imediata desta tecnologia é a possibilidade de construção de poços com maior diâmetro (próximo ao diâmetro da última fase perfurada) e a introdução de uma perda de carga reduzida no trecho horizontal. No entanto, esta é uma tecnologia ainda pouco testada no Brasil.



Figura 10 – Exemplo de Telas Expansíveis (Manual de Telas Weatherford).

2.2.5 A Completação Stand Alone

As telas *stand alone* constituem uma alternativa de custo reduzido (quando comparada ao *gravel packing* ou expansíveis) para a instalação de sistemas de contenção de areia em arenitos moderadamente selecionados.

Este método consiste na descida e assentamento de um conjunto de telas Premium, similar as utilizadas no gravel *packing*, e no prosseguimento da completação sem a instalação do pacote de gravel.

Neste caso, quando do início da produção (ou indução de surgência) ocorreria o colapso da formação sobre o conjunto telado, preenchendo o espaço anular tela x formação com areia da formação.

Bennet (2000) e Bianco (1998) recomendam a utilização deste tipo de completação inferior (completação realizada antes da instalação da coluna de produção ou injeção, ou seja, que está em contato direto com a formação) em poços onde o colapso da formação geraria um pacote com distribuição granulométrica uniforme, minimizando (ou evitando) os riscos de erosão do conjunto telado.

Neste caso, a relação de diâmetros do poço aberto e da tela utilizada deve ser otimizada para minimizar a movimentação de finos e sua conseqüente produção e erosão dos equipamentos do poço.

2.2.6 O Gravel Packing Horizontal em Poço Aberto

O *gravel packing* horizontal em poço aberto é uma técnica largamente utilizada em projetos de completação *off shore*.

Está técnica consiste na instalação de um conjunto de telas no poço horizontal e do preenchimento do anular tela x formação com uma cerâmica (gravel) de granulometria selecionada. Esta tecnologia é bastante conhecida e utilizada na indústria de petróleo apresentando um baixo índice de falhas.

Segundo Tiffin (1998) o *gravel packing* apresenta um bom desempenho na contenção de sólidos da formação quando utilizado em arenitos com distribuição granulométrica uniforme, ou seja, com coeficiente de uniformidade inferior a 5.

Esta técnica também é utilizada associada á telas *Premium*, em formações onde a distribuição granulométrica é não uniforme com C variando entre 5 e 10 (Tiffin, 1998 e Bianco, 1998).

A figura 11 apresenta a curva de distribuição granulométrica para diferentes arenitos e a classificação para arenitos quanto à uniformidade na distribuição de diâmetros de grãos.

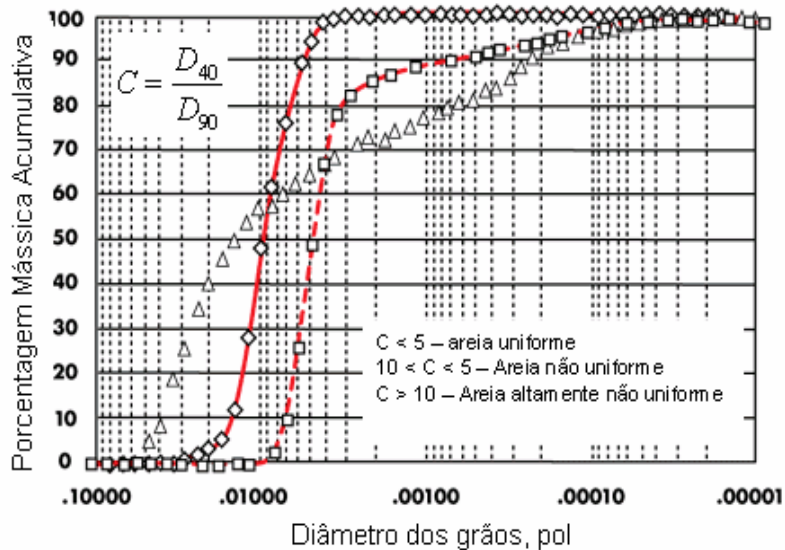


Figura 11 – Curva de distribuição granulométrica para arenitos.

As principais desvantagens na utilização do *gravel packing* horizontal de contenção mecânica de sólidos são (Bianco, 2003):

- A grande sensibilidade à obstrução por finos, levando a perdas consideráveis de vazão durante a vida produtiva do poço (principalmente em arenitos não uniformes);
- A distribuição heterogênea de fluxo ao longo do trecho horizontal;
- A impossibilidade de retirada do conjunto telado no caso de falha durante a vida produtiva do poço.
- A impossibilidade de isolamento de intervalos devido ao aumento da RAO e RGO ao longo da vida produtiva do poço.

2.2.7 Os constituintes das Telas Premium

A resistência estrutural dos conjuntos de telas *Premium* (normalmente utilizados em sistemas de *gravel packing* e *stand alone*) é fornecida por um tubo base de aço (perfurado ou rasgado) envolto por camadas de telas que possuem apenas a função de contenção de sólidos da formação. A malha filtrante é protegida por uma carcaça externa instalada para garantir a sua integridade durante a descida, evitando a abrasão da malha pelo contato com o poço aberto

ou revestimento. A figura 12 apresenta uma vista explodida das camadas que constitui uma tela *premium* comercialmente disponível no mercado.

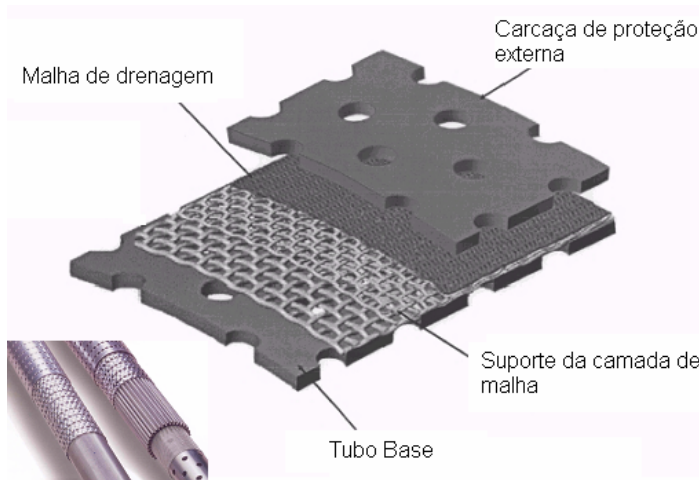


Figura 12 – Esquema de camadas em telas Premium (Manual de Telas Halliburton).

A especificação mais comum para telas Premium utilizadas em sistemas de contenção de areia tipo *gravel pack* horizontal (GPH) ou stand alone é:

- Tubo base de 5 ½" P110, 17 lb/ft com 4,5% de área aberta ao fluxo em aço carbono ou metalurgia especial,
- Malha filtrante com abertura nominal de 110 a 250 µm de aço inox AISI 316L
- Proteção externa em aço inox AISI 316L ou AISI 304L.
- Conexões *Premium* ou API compatíveis com os demais elementos da coluna de produção.

O processo de fabricação do conjunto telado varia de acordo com o fabricante. No entanto, todos os conjuntos disponíveis no mercado são montados a partir de carcaça externa, da malha filtrante e do tubo perfurado.

A carcaça externa é montada ao redor de cada seção de tubo perfurado, sendo calandrada e prensada nas extremidades após a introdução da malha filtrante que especificará a capacidade de contenção da tela. A seguir cada seção previamente montada é posicionada para solda interna e externa de suas camadas, tornando a carcaça, tela e malha um elemento único.

3 Modelos Geomecânicos para Análise da Estabilidade de Poços

As formações de subsuperfície estão submetidas a um estado de tensão original em função da sobrecarga de material depositado em camadas mais rasas ou pela ação de um estado tectônico específico. Quando um poço é perfurado, uma porção sólida da formação originalmente carregada é removida e o espaço gerado (pelo retirada da rocha) no poço é substituído simultaneamente por um fluido de perfuração, que exerce uma pressão hidrostática sobre a superfície de corte, levando à alteração no estado de tensões originais da formação.

A avaliação do estado de tensões atuante na formação durante a perfuração é um problema bem descrito na literatura e utiliza um grande número de modelos constitutivos para representar o comportamento da formação, avaliar os limites de colapso do poço (prevendo problemas de prisão de coluna e fratura da formação) e permitir o dimensionamento adequado do fluido de perfuração de cada fase do poço (McLean 1990).

Neste capítulo são apresentados os modelos geomecânicos normalmente utilizados para avaliação da estabilidade de poços de petróleo (McLean, 1990). Neste trabalho, o modelo constitutivo de Mohr Coulomb foi utilizado para representar o comportamento elasto-plástico da formação.

Os resultados fornecidos pelo modelo numérico implementado são comparados com os resultados obtidos a partir de soluções analíticas e dados de literatura. Foi encontrada uma boa coincidência de resultados conforme demonstrado ao longo deste capítulo.

O limite de influência do poço na alteração do estado de tensões original da formação é analisado, estabelecendo o contorno do domínio computacional finito e o limite geométrico do modelo numérico para representar a formação no infinito (onde o poço perfurado não influi no estado de tensões).

3.1 Modelos Geomecânicos

Os modelos elasto-plásticos têm sido utilizados nas últimas décadas para descrever as relações entre os campos de tensões e deformações em carregamentos impostos às geometrias cilíndricas de diversos tipos de construções de subsuperfície. Apesar de não considerar o comportamento poroso de rochas inconsolidadas, estes modelos permitem uma avaliação mais realista (quando comparado ao modelo linear-elástico) e a implementação de metodologias numéricas para otimização do projeto e da execução de escavações de túneis, minas e perfuração de poços de petróleo (Detournay 1987). Em poços de petróleo, estes modelos podem ser utilizados para avaliar a extensão de rocha sujeita à falha em função da redistribuição de tensões ao redor da parede do poço (ou da cavidade escavada, McLean, 1991). A principal dificuldade para obtenção da solução numérica para problemas elasto-plásticos é a transição que ocorre nas fronteiras da região elástica para a plástica durante o histórico de carregamento. A solução de um problema elasto-plástico requer o estabelecimento de um sistema de equações que permitam (Cambou, 1998):

1. Descrever a relação tensão-deformação para o comportamento do material nas condições elásticas
2. Um critério de escoamento indicando o nível das tensões limites, a partir do qual ocorre o fluxo plástico
3. Uma relação tensão deformação que descreva o comportamento do material após o escoamento

O comportamento plástico é caracterizado por deformações irreversíveis que ocorrem quando um corpo é submetido a um determinado estado de tensão. Neste capítulo utiliza-se o modelo constitutivo de Mohr Columb para representar o comportamento da formação. Este modelo é freqüentemente utilizado para representar a resistência de materiais geológicos que apresentam um comportamento perfeitamente elástico até que o estado de tensão atinja a superfície de escoamento representada em função do estado de tensão submetido a rocha, da coesão da rocha (c), do ângulo de atrito (ϕ) e do comportamento dilatante durante o escoamento (Papamichos, 1998).

Apesar das limitações do modelo de Mohr Coulomb para a predição do comportamento de rochas permo-porosas, a solução numérica pode ser alcançada mesmo com os efeitos de não-linearidade geométrica e de material, tornando-se um modelo largamente utilizado no estudo de materiais geológicos (Gnirk, 1972).

3.2 Sistemas de Coordenadas Utilizados

A orientação adotada neste trabalho para representar o estado de tensões atuante na formação, e normalmente utilizada para definição de coordenadas em poços verticais onde o eixo de poço está na vertical, é: tensão vertical (σ_v - overburden) atuando na direção vertical z^p , a maior tensão horizontal (σ_H) atuando na direção x^p e a menor tensão horizontal (σ_h) atuando na direção y^p .

Entretanto, em poços direcionais e horizontais a utilização de um sistema de coordenadas cilíndricas é feita para melhor definir o estado de tensões, facilitando a interpretação do problema.

Neste caso o sistema de coordenadas é representado com o eixo z passando pelo centro do poço na direção de seu eixo. O eixo x é paralelo à direção radial do poço e o eixo y esta na horizontal, conforme apresentado na figura 13.

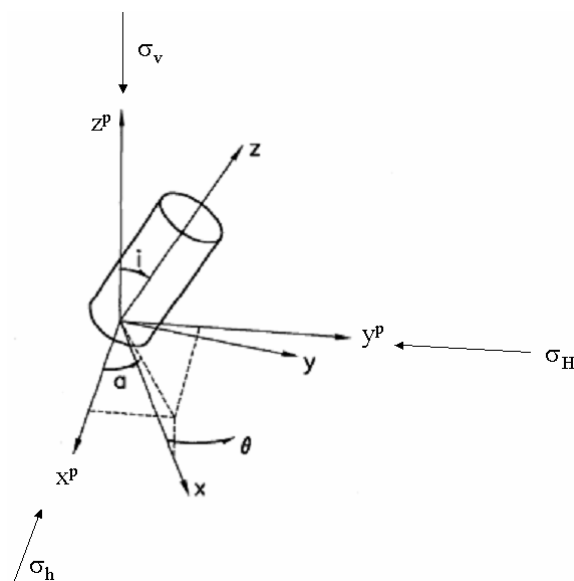


Figura 13– Sistemas de coordenadas utilizado para a descrição do estado de tensões.

A transformação do tensor de tensões para as coordenadas convenientes (x,y,z) é obtida através da rotação ao redor de z^p com o ângulo azimutal (a) e pela rotação ao redor de y^p com a inclinação do poço (i). O tensor de transformação do estado de tensões inicial para o estado de tensões final, representando em coordenadas convenientes, é definido através da matriz de rotação R (Fjaer, 1996):

$$R = \begin{bmatrix} \cos(a)\cos(i) & \sin(a)\cos(i) & -\sin(i) \\ -\sin(a) & \cos a & 0 \\ \cos(a)\sin(i) & \sin(a)\sin(i) & \sin(a)\sin(i) \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

O tensor de tensões é obtido a partir da fórmula de Cauchy e da transformação a partir da matriz de rotação R, obtendo assim, uma relação entre os componentes σ_{ij} do tensor de tensões nas coordenadas originais e os componentes σ^{p}_{ij} deste menor tensor no sistema de coordenadas descrito na figura 18.

$$T_i = \sigma_{ij}n_j \Leftrightarrow T = \sigma n \quad (3.2)$$

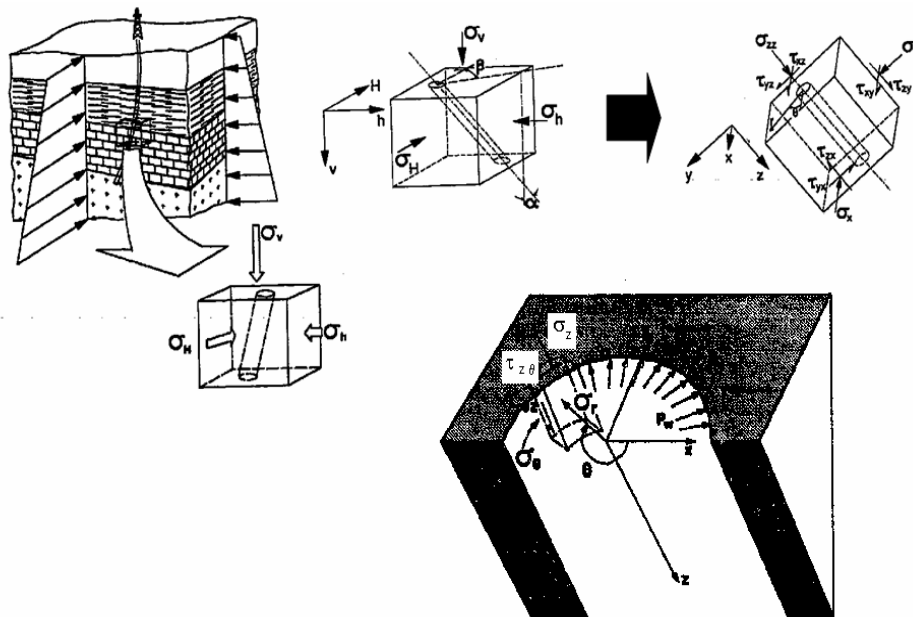


Figura 14– Sistema de coordenadas na parede do poço.

Assim, pode-se escrever:

$$T_i = R_{ij}T_j^p \Leftrightarrow T = RT^p \quad (3.3)$$

Da mesma forma para o vetor n:

$$n_i = R_{ij}n_j^p \Leftrightarrow n = Rn^p \quad (3.4)$$

Multiplicando ambos os membros pela transposta de R, obtém-se:

$$T_i^p = R_{ji}^T \sigma_{jk} R_{kl} n_l^p \Leftrightarrow T^p = (R^T \sigma R) n^p \quad (3.5)$$

Esta é a mesma expressão descrita pela equação 3.2, porém referida ao sistema de coordenadas x^p, y^p, z^p . O produto entre parênteses fornece como resultado uma matriz de dimensões 3x3:

$$[\sigma^p] = [R]^T [\sigma] [R] \quad (3.6)$$

Onde o tensor de tensões é dado por:

$$T = \begin{bmatrix} \sigma_H & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_h & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_v \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Considerando, para satisfazer o balanço de movimento angular, σ^p um tensor simétrico:

$$\sigma_{ij} = \sigma_{ji} \quad (3.8)$$

Desta forma, realizamos a transformação representada pela matriz:

$$T = \begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{xy} & \sigma_{yy} & \tau_{yz} \\ \tau_{xz} & \tau_{yz} & \sigma_{zz} \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

A seguir são apresentados os modelos geomecânicos linear elástico e elasto-plástico utilizados na avaliação da estabilidade mecânica de poços de petróleo seguindo a orientação descrita nas figuras 18 e 19.

3.3 Solução Analítica para o Poço Vertical

Nesta seção é apresentada a definição do estado de tensão resultante da perfuração da formação e uma metodologia para solução analítica das equações de equilíbrio e compatibilidade, considerando o caso mais simples de análise geomecânica na indústria do petróleo: um poço vertical perfurado numa formação com comportamento linear-elástico, isotrópico e com tensões horizontais iguais.

Considerando o poço vertical representando por um cilindro com raio interno (R_i) e externo (R_o) submetido a uma tensão na superfície interna (σ_{ri}) e externa (σ_{ro}), conforme apresentado na figura 20 e desprezando os efeitos de forças de massa e cisalhantes, a equação de equilíbrio pode ser escrita como (Fjaer, 1996):

$$\sum_j \left(\frac{\partial \sigma_{ij}}{\partial x_j} \right) + \rho x_i = \sum_j \left(\frac{\partial \sigma_{ij}}{\partial x_j} \right) = 0 \Leftrightarrow \rho x_i = 0 \quad (3.10)$$

Em coordenadas cilíndricas, simplificadas pela ausência de forças cisalhantes e de massa, temos:

$$\frac{\partial \sigma_r}{\partial r} + \frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{r} = 0 \quad (3.11)$$

Considerando a formação estudada como um material isotrópico, ou seja, a resposta do material ao campo de tensões independe da orientação da tensão aplicada, a relação tensão deformação pode ser facilmente escrita em coordenadas cilíndricas conforme abaixo:

$$\begin{aligned}\sigma_r &= (\lambda + 2G)\varepsilon_r + \lambda\varepsilon_\theta + \lambda\varepsilon_z = (\lambda + 2G)\frac{\partial u}{\partial r} + \lambda\frac{u}{r} \\ \sigma_\theta &= \lambda\varepsilon_r + (\lambda + 2G)\varepsilon_\theta + \lambda\varepsilon_z = \lambda\frac{\partial u}{\partial r} + (\lambda + 2G)\frac{u}{r}\end{aligned}\quad (3.12)$$

Onde λ e G são módulos de elasticidade conhecidos como parâmetros de Lamé.

Substituindo a tensão dada pela equação de equilíbrio (3.10) na relação tensão deformação dada pela equação 3.2, temos a equação diferencial parcial para o deslocamento radial dada por:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial r^2} + \frac{1}{r}\frac{\partial u}{\partial r} - \frac{u}{r^2} = \frac{\partial}{\partial r}\left[\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}(r, u)\right] = 0 \quad (3.13)$$

Esta equação diferencial possui solução largamente utilizada para o deslocamento dada por:

$$u(r) = Ar + \frac{B}{r} \quad (3.14)$$

Substituindo o deslocamento nas relações de deformação-tensão em coordenadas cilíndricas temos as equações para a tensão radial e tangencial na formação onde um poço vertical foi perfurado:

$$\begin{aligned}\sigma_r &= (\lambda + 2G)\left(A - \frac{B}{r^2}\right) + \lambda\left(A + \frac{B}{r^2}\right) \\ \sigma_\theta &= \lambda\left(A - \frac{B}{r^2}\right) + (\lambda + 2G)\left(A + \frac{B}{r^2}\right)\end{aligned}\quad (3.15)$$

Aplicando as condições de contorno, dadas abaixo, para o poço vertical representado na figura 15 os coeficientes de Lamé podem ser determinados:

$$\sigma_r = \sigma_{ri}, r = R_i$$

$$\sigma_r = \sigma_{ro}, r = R_o$$

$$\sigma_r = \frac{\sigma_{ro}R_o^2 - \sigma_{ri}R_i^2}{R_o^2 - R_i^2} - (\sigma_{ro} - \sigma_{ri})\frac{R_i^2}{r^2}\left(\frac{R_o^2}{R_o^2 - R_i^2}\right)$$

$$\sigma_\theta = \frac{\sigma_{ro}R_o^2 - \sigma_{ri}R_i^2}{R_o^2 - R_i^2} + (\sigma_{ro} - \sigma_{ri})\frac{R_i^2}{r^2}\left(\frac{R_o^2}{R_o^2 - R_i^2}\right)$$
(3.16)

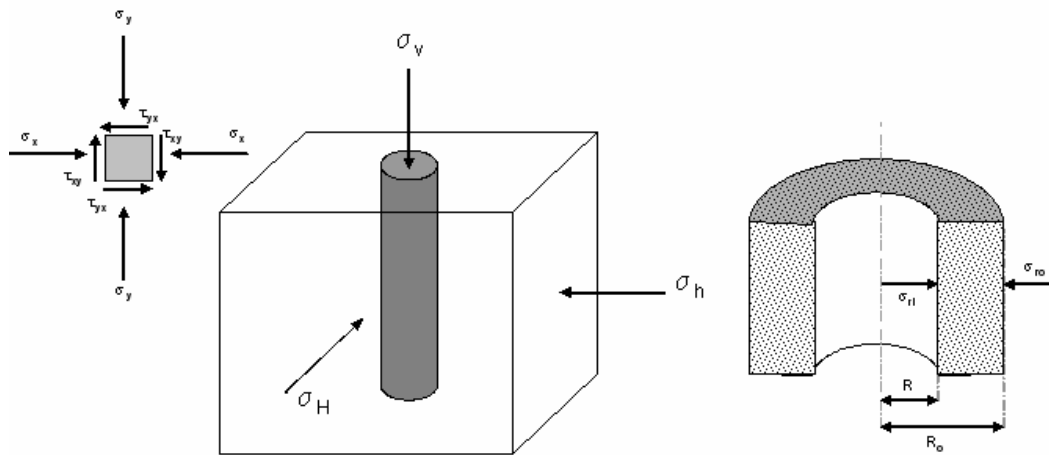


Figura 15 – Esquema de tensões no poço vertical estudado neste capítulo.

As condições de contorno para um poço vertical perfurado numa formação com comportamento linear elástico e isotrópica, é dada por: $\sigma_{ri} \rightarrow p_w$, pressão hidrostática no poço devido ao fluido de perfuração, $R_i \rightarrow R$, raio do poço perfurado, $R_o \rightarrow \infty$, raio do reservatório onde o poço foi perfurado, $\sigma_{ro} = \sigma_h$, a tensão horizontal mínima. Assim, a solução para a tensão radial e tangencial é dada por:

$$\sigma_r = \sigma_h - (\sigma_h - p_w)\frac{R^2}{r^2}$$
(3.17)

$$\sigma_\theta = \sigma_h + (\sigma_h - p_w)\frac{R^2}{r^2}$$
(3.18)

A variação da tensão radial e tangencial em função do raio na seção AA de um poço vertical em uma formação isotrópica com comportamento linear elástico e com $\sigma_H = \sigma_h$ é apresentada na figura 16.

Pode-se observar a concentração de tensões radiais e tangenciais na parede de poço e a rápida convergência dos valores de tensão na formação para o estado original para um comprimento de 4 a 5 vezes seu raio.

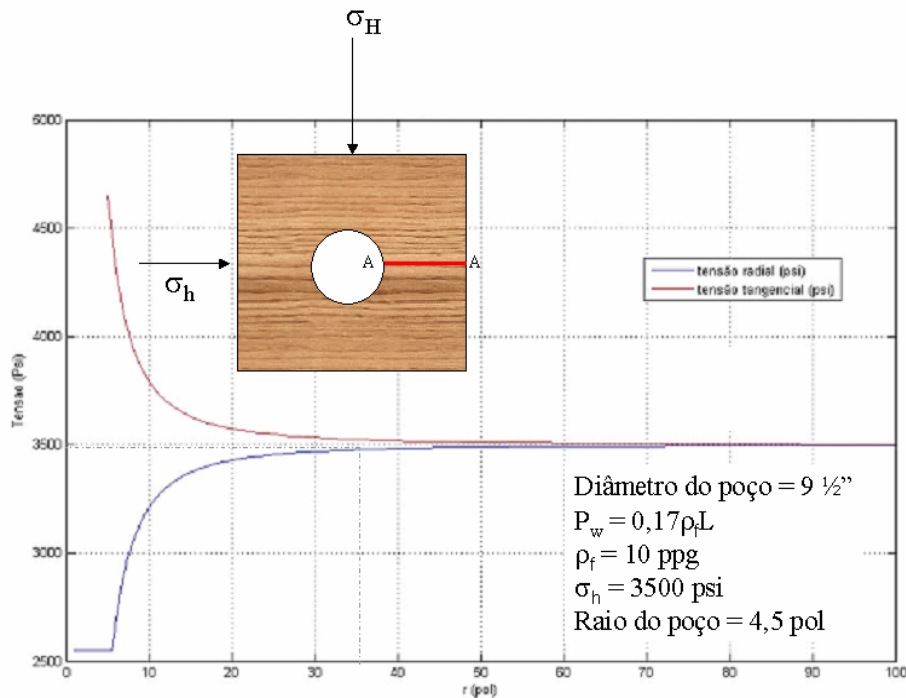


Figura 16 – Variação de tensões principais com r na seção AA.

O deslocamento radial é obtido pela equação 3.19, substituindo as condições de contorno e os coeficientes A e B:

$$u = \frac{\sigma_h}{2(\lambda + G)} r + \frac{\sigma_h - p_w}{2G} \frac{R^2}{r} \quad (3.19)$$

3.4 Solução Numérica para o Poço Vertical

O mesmo problema apresentado no item 3.3 foi resolvido numericamente utilizando o ABAQUS®. A malha com 2190 elementos quadrilíneos e o carregamento utilizado para representar as tensões

horizontais máximas e mínimas (iguais para o caso considerado no item anterior) atuantes sobre a formação são apresentadas na figura 17.

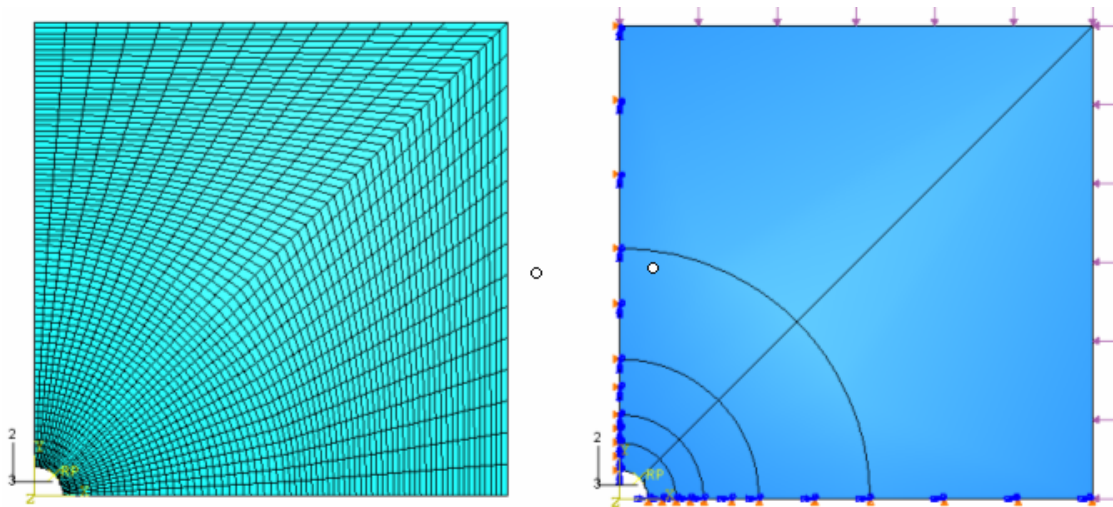


Figura 17 – Malha de elementos utilizada e distribuição de esforços atuante na formação.

Os resultados obtidos são apresentados nas figuras 18 e 19. Pode-se observar que ocorre o efeito de concentração de tensões ao redor das paredes do poço sem, no entanto, haver o avanço para a formação, isto porque não existe uma superfície de escoamento (como no modelo de Mohr Coulomb) que defina os limites de escoamento do material representada em função do estado de tensões da rocha.

A convergência para o estado de tensão original da formação pode ser encontrado para distâncias de 4 a 5 vezes o raio do poço conforme ilustrado nas figuras 18a e 19a. Este resultado coincide com os encontrados no item anterior (3.2) utilizando a solução analítica.

A figura 20 apresenta a comparação entre as soluções analítica e numérica obtidas na determinação da distribuição de tensões num poço vertical perfurado numa formação isotrópica com comportamento linear elástico e tensões horizontais maior e menor iguais conforme descrito na seção anterior. Pode-se observar a boa coincidência entre os resultados obtidos através do modelo numérico e da solução analítica apresentada na seção 3.3.

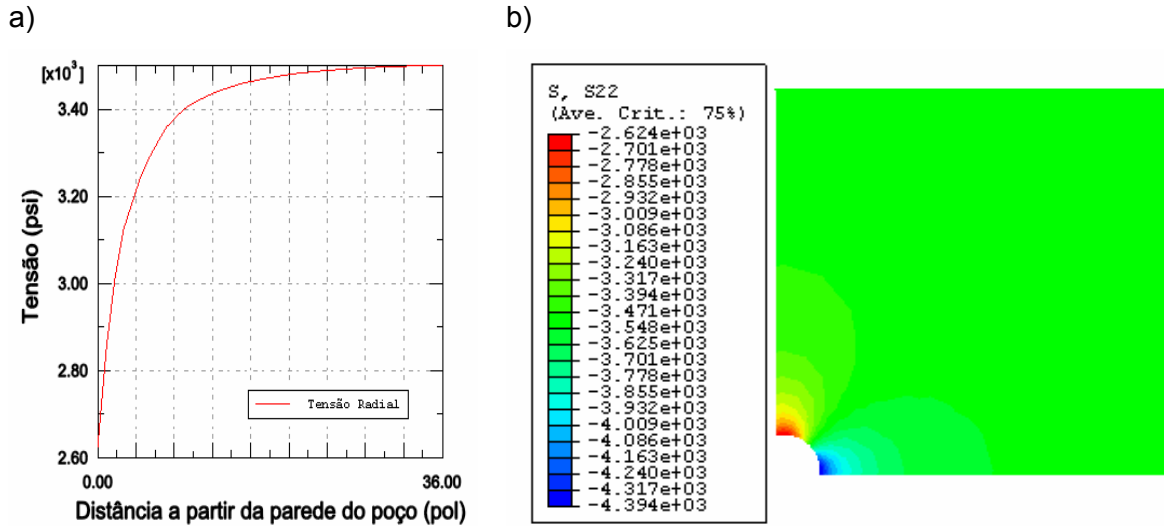


Figura 18 – Variação da tensão radial com o raio do poço (a) e mapa da tensão σ_{11} da formação (b) em psi.

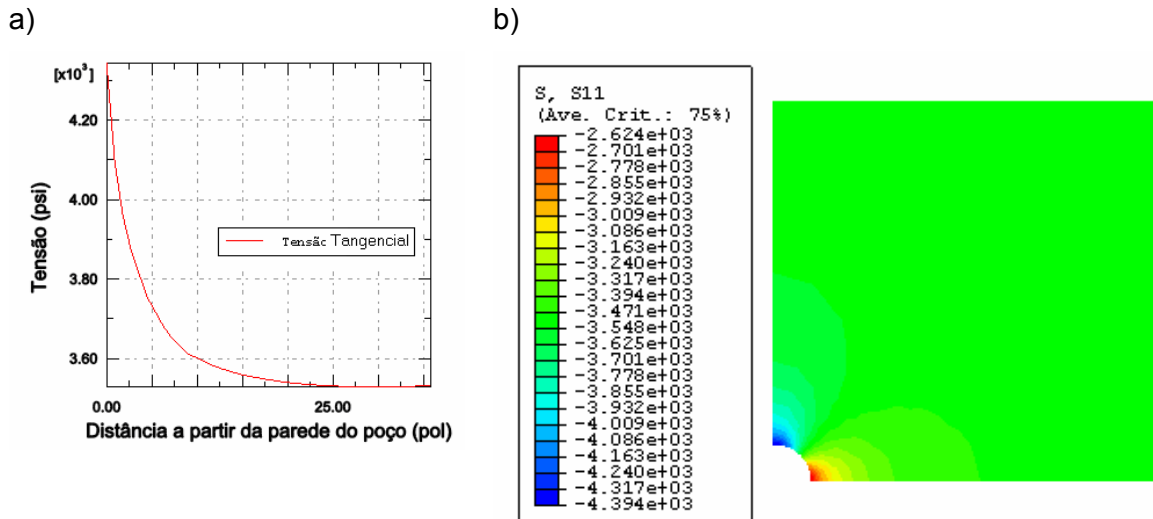


Figura 19– Variação da tensão tangencial com o raio do poço (a) e mapa da tensão da formação (b) em psi.

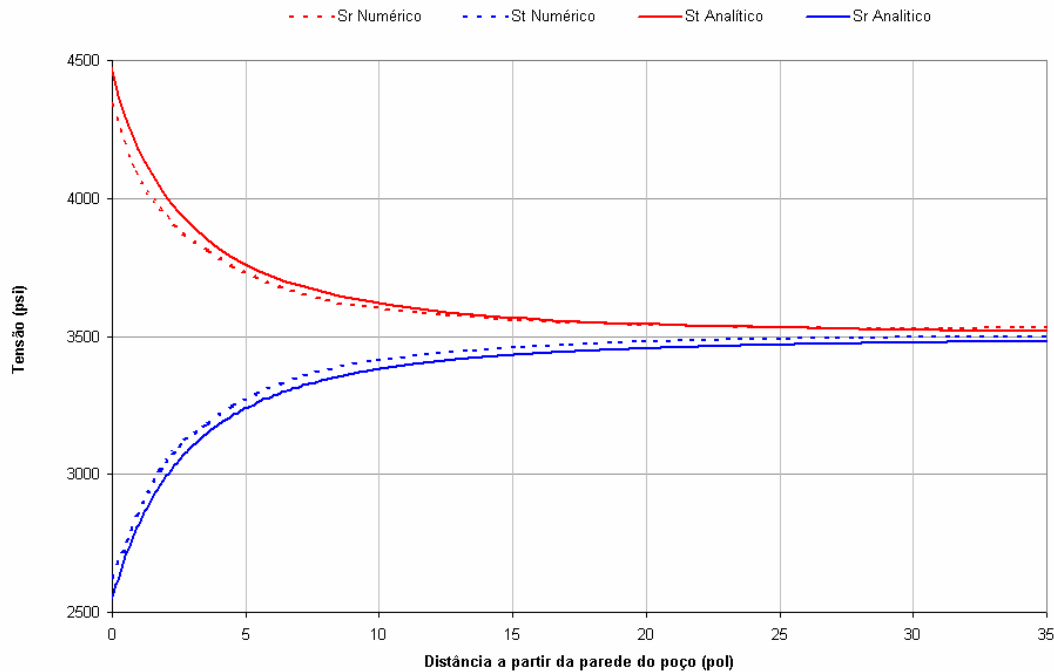


Figura 20– Comparação de resultados numéricos x analíticos.

3.5 Solução para o Poço Inclinado com $\sigma_h \neq \sigma_H$

No item anterior foi apresentada a solução para o caso específico de um poço vertical descrito como uma seção transversal aberta num plano infinito. O comportamento linear elástico foi utilizado para descrever a relação tensão-deformação permitindo a implementação de uma solução analítica para o problema de estabilidade mecânica de poços de petróleo (Fjaer, 1996).

Nesta seção será apresentada a solução para problema de determinação do estado de tensão ao redor das paredes de um poço inclinado, considerando o modelo linear elástico. No modelo linear elástico o estado de tensões é definido em função das tensões principais, considerando a formação como um material sólido, desprezando os efeitos relativos à poroelasticidade e a plasticidade da formação (Fjaer, 1996).

Assumindo que não ocorre deslocamento ao longo do eixo z (estado plano de deformação), pode-se obter o estado de tensões do poço através da solução da equação de equilíbrio dada pela equação 3.10, desprezando o efeito da pressão de poros e de forças de massa (Fjaer, 1996):

$$\sigma_r = \left(\frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} \right) \left(1 - \frac{R^2}{r^2} \right) + \left(\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \right) \left(1 + 3 \frac{R^4}{r^4} - 4 \frac{R^2}{r^2} \right) \cos 2\theta + \tau_{xy} \left[1 + 3 \frac{R^4}{r^4} - 4 \frac{R^2}{r^2} \right] \sin 2\theta + p_w \frac{R^2}{r^2} \quad (3.20)$$

$$\sigma_\theta = \left(\frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} \right) \left(1 + \frac{R^2}{r^2} \right) - \left(\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \right) \left(1 + 3 \frac{R^4}{r^4} \right) \cos 2\theta - \tau_{xy} \left[1 + 3 \frac{R^4}{r^4} \right] \sin 2\theta - p_w \frac{R^2}{r^2} \quad (3.21)$$

$$\sigma_z = \sigma_z' - \nu \left[2 \left(\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \right) \frac{R^2}{r^2} \cos 2\theta + 4 \tau_{xy} \frac{R^2}{r^2} \sin 2\theta \right] \quad (3.22)$$

$$\tau_{r\theta} = \left(\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \right) \left(1 - 3 \frac{R^4}{r^4} + 2 \frac{R^2}{r^2} \right) \sin 2\theta - \tau_{xy} \left[1 - 3 \frac{R^4}{r^4} + 2 \frac{R^2}{r^2} \right] \cos 2\theta \quad (3.23)$$

$$\tau_{\theta z} = \left(-\tau_{xz} \sin \theta + \tau_{yz} \cos \theta \right) \left(1 + \frac{R^2}{r^2} \right) \quad (3.24)$$

$$\tau_{yz} = \left(\tau_{xz} \cos \theta + \tau_{yz} \sin \theta \right) \left(1 - \frac{R^2}{r^2} \right) \quad (3.25)$$

As equações acima podem ser reduzidas na parede do poço onde $r=R$ para:

$$\sigma_r = p_w \quad (3.26)$$

$$\sigma_\theta = \sigma_x + \sigma_y - 2(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta - 4\tau_{xy} \sin 2\theta - p_w \quad (3.27)$$

$$\sigma_z = \sigma_z' - 2\nu \left[(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta + 2\tau_{xy} \sin 2\theta \right] \quad (3.28)$$

$$\tau_{\theta z} = 2 \left(-\tau_{xz} \sin \theta + \tau_{xy} \cos \theta \right) \quad (3.29)$$

$$\tau_{r\theta} = \tau_{rz} = 0 \quad (3.30)$$

Ao contrário do exposto no item anterior, neste caso, a tensão cisalhante no plano θz pode não ser nula, então as tensões normais não serão as principais.

Para o ponto P qualquer de uma placa plana infinita, conforme a figura 21, o conjunto de equações 3.26 a 3.30 descreve o estado de tensões atuante em P onde $R = a$, $\sigma_x = p_1$ e $\sigma_y = p_2$.

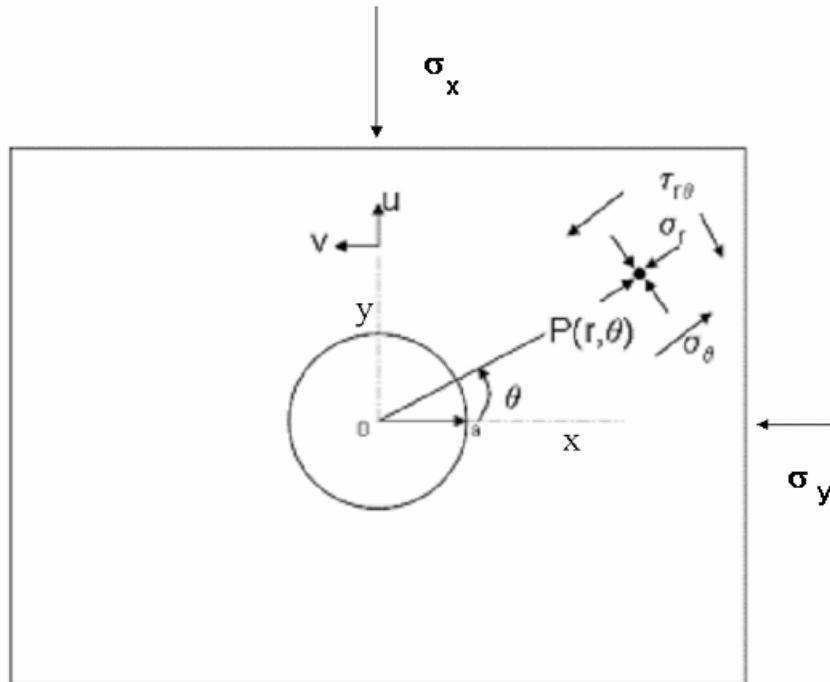


Figura 21 – Representação da seção transversal do poço em formação infinita.

Os resultados obtidos para as soluções analítica e numérica, considerando o poço com raio de 5 ½ polegadas e tensões horizontais iguais a 4500 psi, hidrostática do fluido de perfuração (p_w) igual à 2550 psi, onde a formação foi descrita através do modelo linear elástico são apresentados na figura 22.

A solução analítica para o poço inclinado foi obtida através do pacote de computação algébrica comercial MatLab®.

Os resultados foram inicialmente comparados com a solução simplificada para o poço vertical (inclinação e azimute nulos). A boa coincidência entre os resultados, comparando as soluções numérica e analítica para o caso de um poço vertical, indica que o algoritmo numérico utilizado apresenta boa precisão para a solução das equações 3.20 a 3.25

O fator de concentração de tensão (razão entre a tensão radial e a tensão horizontal maior) cai rapidamente convergindo para 1 numa distância equivalente a 6 vezes o raio do poço.

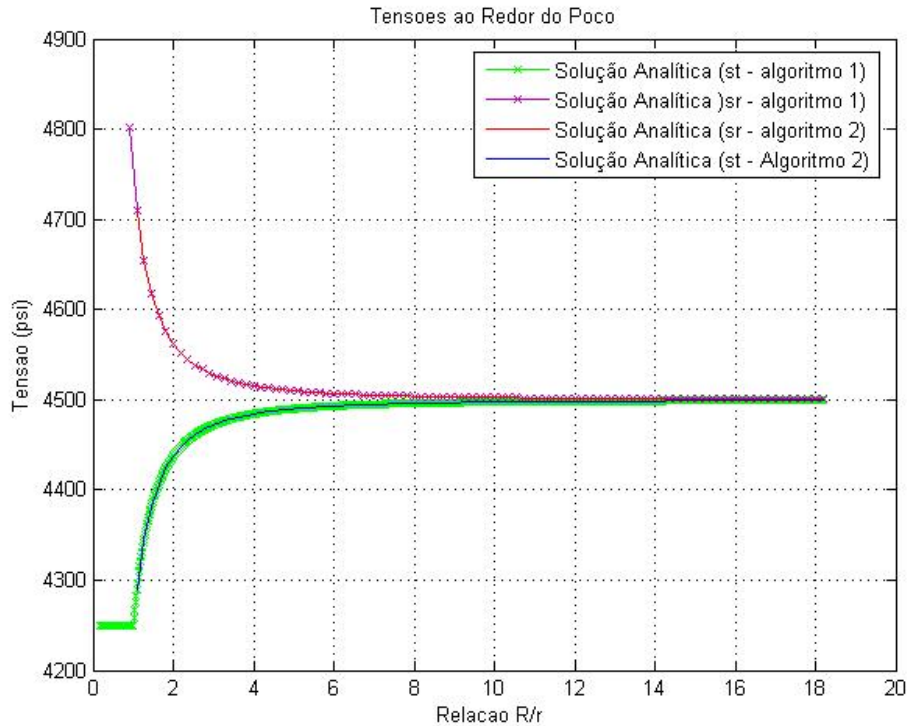


Figura 22 – Solução do estado de tensões em um poço vertical onde $\theta = n\pi$.

3.6 Simulações Considerando Modelo de Mohr Coulomb

Os modelos constitutivos específicos (como o de Mohr Coulomb) são largamente utilizados para a solução de problemas de engenharia e constituem uma poderosa ferramenta na análise de estabilidade de poços e na avaliação do estado de tensão ao redor da parede de poços perfurados (Papamichos, 1999).

Nesta seção o modelo de Mohr Coulomb e a solução numérica para o conjunto de equações de equilíbrio, compatibilidade e constitutivas obtida através do método de elementos finitos (MEF) para o problema do poço vertical com carregamento não hidrostático desenvolvido são apresentados. O objetivo destas simulações é avaliar os resultados para problemas com comportamento bem conhecido, validando o modelo com soluções analíticas ou resultados numéricos disponíveis na literatura, e utilizando-as como referência para o estudo do problema em geometria 3D acoplada (formação, gravel e tubo).

O modelo de Mohr Coulomb considera que a falha por cisalhamento da formação nas proximidades da parede do poço ocorre quando a tensão

cisalhante ao longo do plano de análise é demasiadamente grande (Detournay, 1987). Assim, o critério de falha assumido por Mohr é descrito pela equação:

$$|\tau| = f(\sigma) \quad (3.31)$$

Onde σ é a tensão normal ao plano e τ é a tensão cisalhante atuante no plano. A forma mais simples para apresentar o critério de Mohr Coulomb é a função de escoamento linear descrita pela equação 3.32, onde c é a coesão e μ é o coeficiente de atrito.

$$|\tau| = c + \mu\sigma \quad (3.32)$$

E o coeficiente de atrito é dado em função do ângulo de atrito, Φ , conforme a equação 3.33 e o esquema apresentado na figura 28:

$$\mu = \tan(\Phi) \quad (3.33)$$

O ponto de coincidência entre o círculo de Mohr e a linha de falha descrita pela equação 3.32 permite demonstrar que a relação entre a tensão cisalhante e normal no ponto de contato é:

$$\tau = \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{sen}(2\beta) \quad (3.34a)$$

$$\sigma = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) - \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\cos(2\beta) \quad (3.34b)$$

$$\Phi + \frac{\pi}{2} = (2\beta) \quad (3.35)$$

Combinando as equações 3.32 e 3.35 e substituindo β e μ por Φ , temos:

$$\frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\cos\Phi = c + \frac{1}{2}\tan\Phi(\sigma_1 + \sigma_3) - \frac{1}{2}\tan\Phi\text{sen}\Phi(\sigma_1 - \sigma_3) \quad (3.36)$$

Multiplicando a equação 3.36 por 2 e re-arranjando os termos:

$$\sigma_1 = 2c \frac{\cos \Phi}{1 - \sin \Phi} + \sigma_3 \frac{1 + \sin \Phi}{1 - \sin \Phi} \quad (3.37)$$

A partir da equação 3.37 obtemos uma relação entre a coesão e a resistência à compressão uniaxial quando $\sigma_3 = 0$:

$$R_c = 2c \frac{\cos \Phi}{1 - \sin \Phi} = 2c \tan \beta \quad (3.38)$$

Permitindo obter o valor da coesão a partir de ensaios para determinação da resistência à compressão uniaxial.

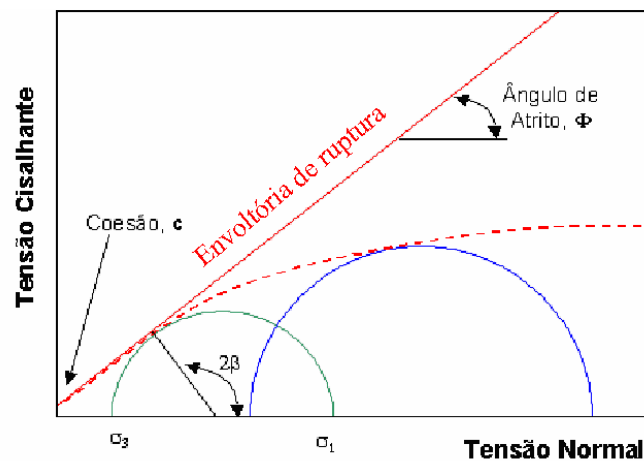


Figura 23– Critério de ruptura de Mohr Coulomb no espaço τ - σ .

Neste modelo, o comportamento do material segue o padrão elástico até que uma superfície de escoamento seja atingida. Esta superfície é descrita por uma função $F(\sigma)$ onde para a região definida por $F(\sigma) \leq 0$ existe um estado de tensão admissível e uma função potencial plástica $g(\sigma)$ que descreve a direção do incremento plástico associado ao carregamento imposto ao material. Assim, o material apresenta um comportamento elástico quando σ (a tensão na rocha) permanece dentro dos limites da superfície de escoamento $F(\sigma) = 0$ ou se existe um descarregamento elástico correspondente, isto é quando:

$$F(\sigma) < 0, \quad \frac{\partial F}{\partial \sigma} d\sigma < 0 \quad (3.39)$$

ou plástico quando σ está sobre a superfície de escoamento $F(\sigma) = 0$ ou quando o incremento de tensão tangencia a superfície de escoamento, ou seja, quando a superfície de escoamento é tocada pelo vetor que representa o estado de tensões no ponto analisado, definindo a condição de complementaridade entre $d\lambda$ e $F(\sigma)$:

$$F(\sigma) = 0, \quad \frac{\partial F}{\partial \sigma} d\sigma = 0 \quad (3.40)$$

Neste trabalho, a superfície de escoamento F é descrita pela função linear de Mohr Coulomb em termos de ângulo de atrito e coesão, independente da tensão intermediária (σ_2), dada em termos de tensões principais pela equação. Assim, pela equação 3.37, têm-se:

$$F(\sigma_1, \sigma_3) = \sigma_1 - 2c \frac{\cos \Phi}{1 - \sin \Phi} - \sigma_3 \frac{1 + \sin \Phi}{1 - \sin \Phi} \quad (3.41)$$

Para a análise após a plastificação podemos considerar, no caso de pequenas deformações e para um material elastoplástico, um tensor linearizado de deformação escrito em termos de sua parcela elástica e de sua parcela plástica conforme apresentado na equação (Papamichos, 1999):

$$\varepsilon = \varepsilon^e + \varepsilon^p \quad (3.42)$$

Em termos diferenciais temos:

$$d\varepsilon = d\varepsilon^e + d\varepsilon^p \quad (3.43)$$

O incremento de deformação plástica é determinado através de uma lei de fluxo expressa por:

$$d\varepsilon_{ij}^p = \lambda \frac{\partial g}{\partial \sigma_{ij}} \quad (3.44)$$

Onde λ é um escalar positivo, g é uma função potencial. A função potencial (g) plástica é definida assumindo a existência de uma superfície perpendicular ao incremento de deformação plástica, em função das tensões principais e do fator de dilatância:

$$g = K_p^* \sigma_1 - \sigma_3; \quad \frac{d\varepsilon_1^p}{d\varepsilon_3^p} = -K_p^*, \quad d\varepsilon_2^p = 0 \quad (3.45)$$

onde K_p^* é o fator de dilatância que é função do ângulo de dilatância ϕ^* ($0 \leq \phi^* \leq \phi$) e da mesma forma que K_p :

$$K_p^* = \frac{1 + \sin \phi^*}{1 - \sin \phi^*} \quad (3.46)$$

Desta forma, o problema elasto-plástico está definido em termos de 9 parâmetros: 1 geométrico (o raio do poço, R), 3 parâmetros estáticos referentes ao estado de tensões *in situ* ($\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$) e 5 constantes referentes as propriedades dos materiais.

A formulação matemática utilizada para a solução do problema na região elástica nas condições de deformação plana ($\varepsilon_{22} = 0$) garante que as equações constitutivas (de acordo com Lei de Hooke) sejam expressas exclusivamente em termos de componentes de tensão e deformação plana. Os resultados obtidos para as malhas representadas na figura 24 são apresentados a seguir.

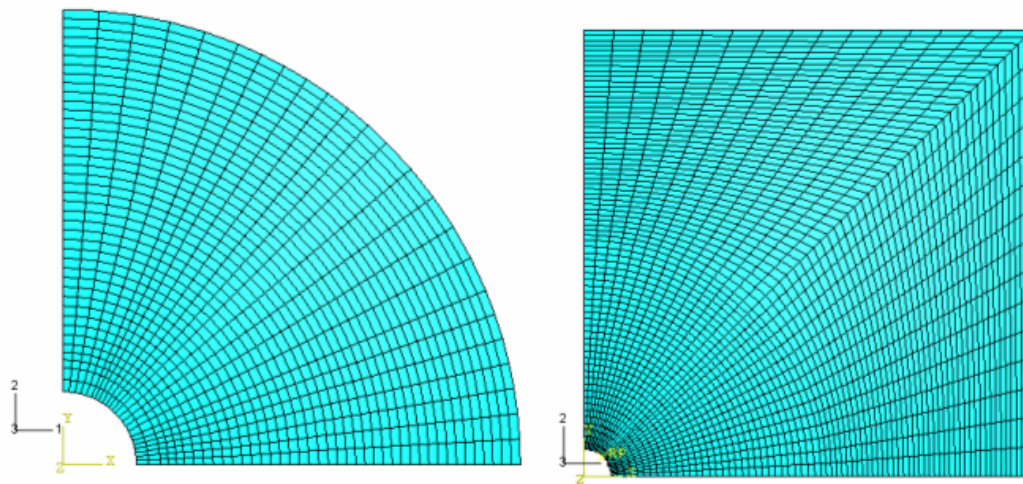


Figura 24 – Malha de elementos finitos utilizada na simulação elasto plástica 2D.

Na figura 25 a 26 são apresentados os resultados obtidos numericamente para a variação das tensões circunferenciais e radiais com a distância da parede do poço variando a coesão e o ângulo de atrito.

Na figura 25, pode-se observar o avanço da concentração de tensões para a formação indicando que o material apresenta comportamento plástico próximo as paredes do poço.

O pico de tensões principais, como no modelo linear elástico (referenciado pela legenda LE), não ocorre na parede do poço. Pode-se observar também que a redução da coesão aumenta a região de influência do poço no estado de tensão da formação.

A convergência para o estado de tensão original ocorre para uma distância 5 vezes maior, quando comparado ao modelo linear elástico, para o modelo de Mohr Coulomb quando $c=300$ psi.

Na figura 26 o mesmo comportamento pode ser observado, no entanto, com uma influência maior da redução do ângulo de atrito no comportamento plástico da formação.

Neste caso, a convergência para o estado de tensões originais da formação ocorreu numa distância até 8 vezes maior para o modelo de Mohr Coulomb com $\phi = 22^\circ$ quando comparado ao modelo linear elástico. Em todas as simulações realizadas, o pico de tensão é inferior ao encontrado para o modelo linear elástico.

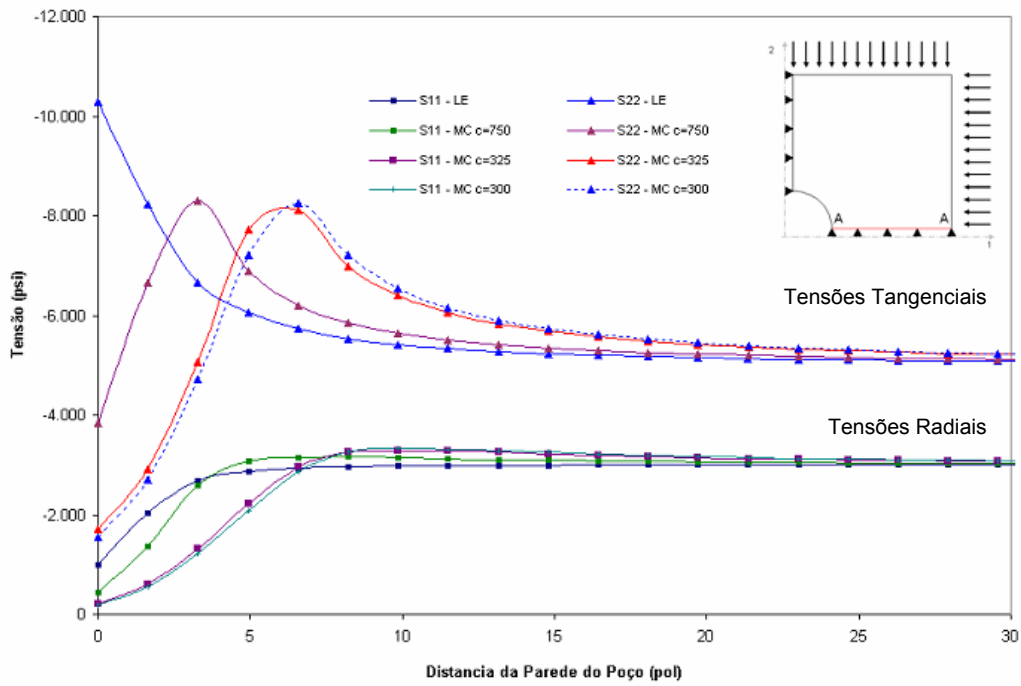


Figura 25 – Variação das tensões principais com a distância do poço em função da coesão.

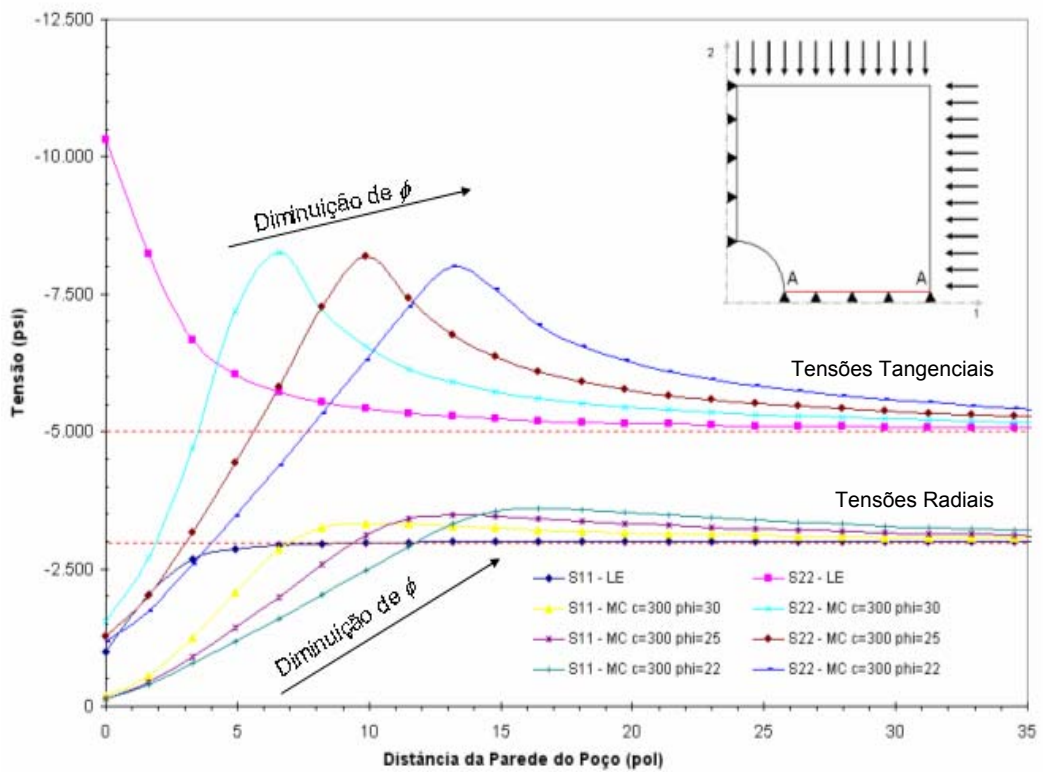


Figura 26 – Variação das tensões principais com a distância do poço em função do ângulo de atrito.

Na figura 27 são apresentados os resultados para a simulação de um cilindro de parede espessa submetido ao carregamento hidrostático. O mesmo comportamento descrito para as figuras 30 e 31 foi verificado. Apesar de haver solução analítica para o problema, os resultados foram comparados apenas com os resultados apresentados na literatura por Vargas (1996). A coincidência foi considerada boa com diferença inferior à 4% quando comparado com os resultados obtidos na literatura.

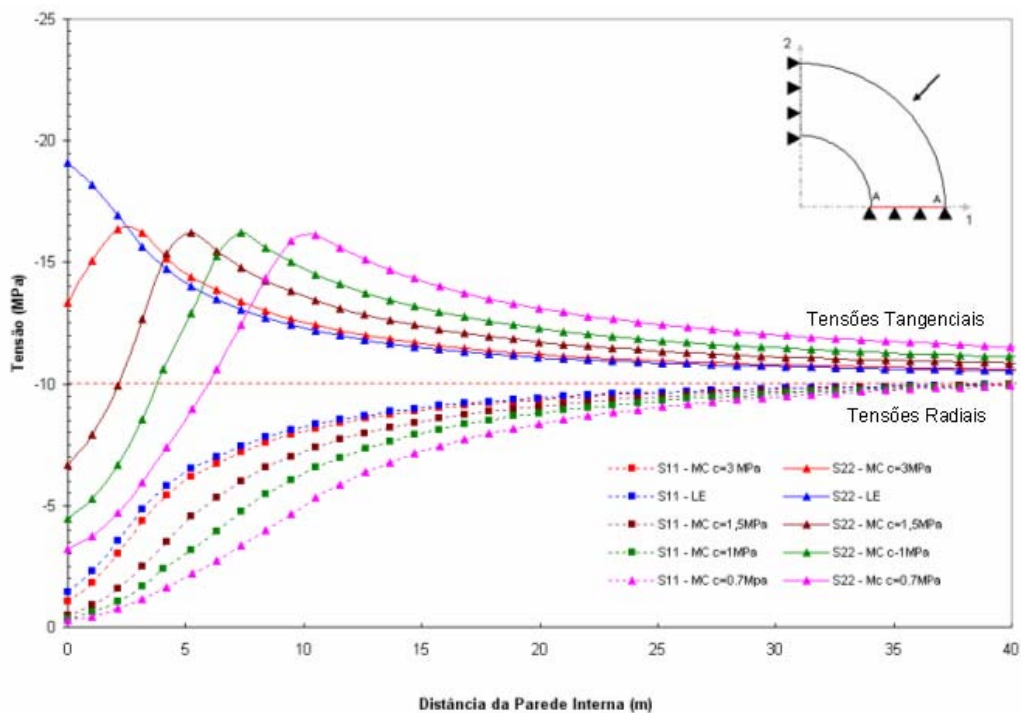
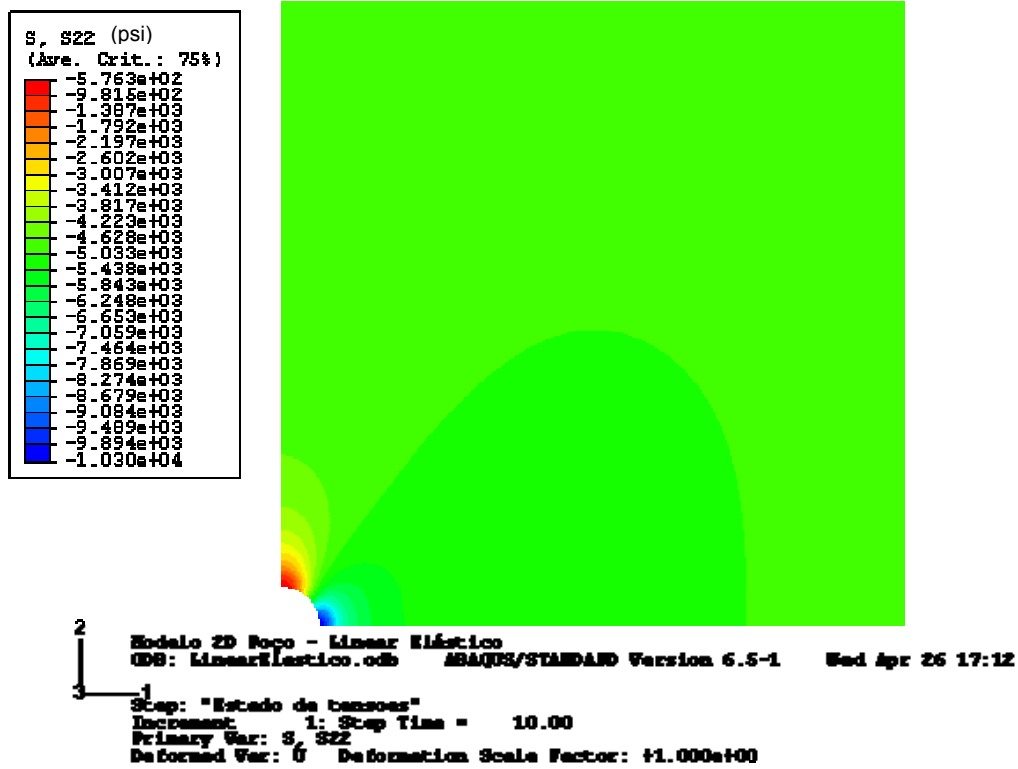


Figura 27– Variação das tensões principais com a distância da parede interna.

As figuras 28 a 31 apresentam o campo de tensões principais para os casos simulados, evidenciando o avanço da região onde ocorre a concentração de tensões para a formação e a diferença entre os resultados obtidos para o modelo linear elástico, e o modelo de Mohr Coulomb. Pode-se observar o aumento da área de influência do poço na alteração do estado de tensão da formação. Verifica-se que para distâncias variando entre de 6 à 10 vezes o raio do poço, o estado de tensão da formação se aproxima do original conforme ilustrado nas figuras 27 a 29.

O mesmo comportamento é evidenciado para os resultados da simulação do tubo de parede espessa modelado conforme o modelo de Mohr Coulomb ou linear elástico, apresentados nas figuras 30 e 31.

a)



b)

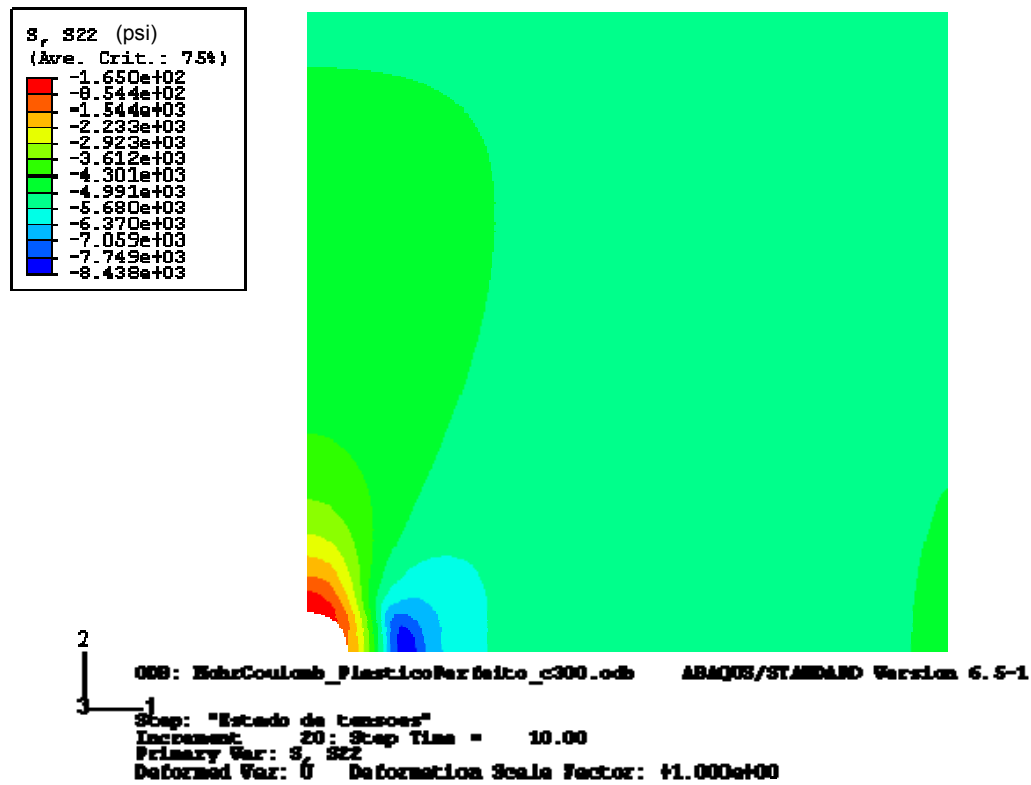
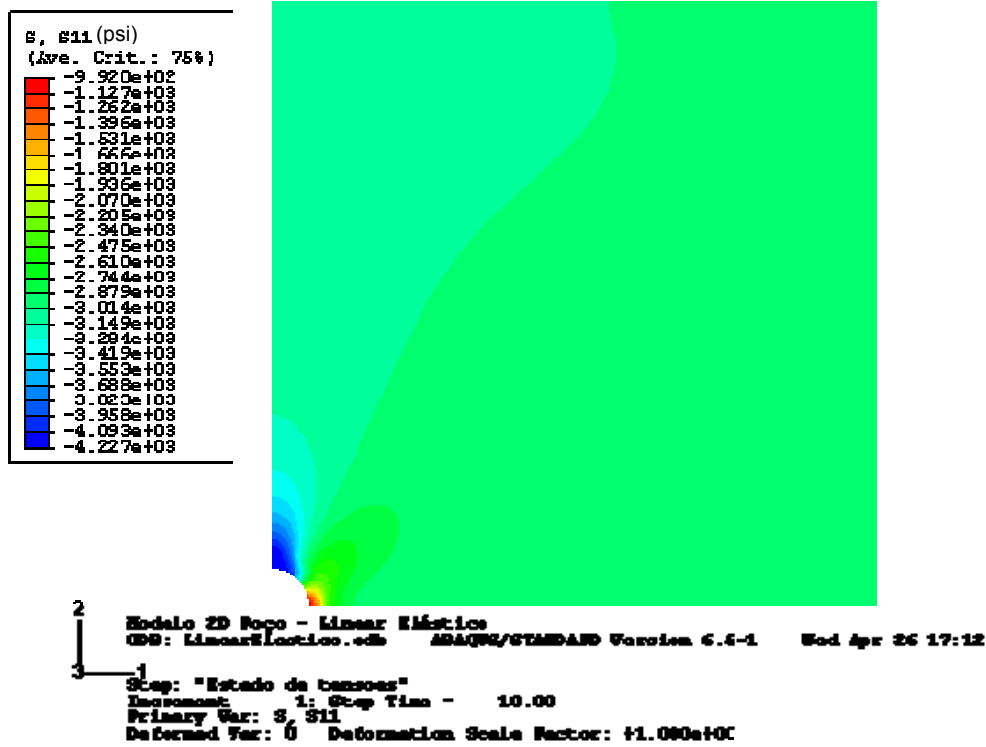


Figura 28 – Campo de tensões em σ_{22} no modelo LE (a) e Mohr Coulomb (b) em psi.

a)



b)

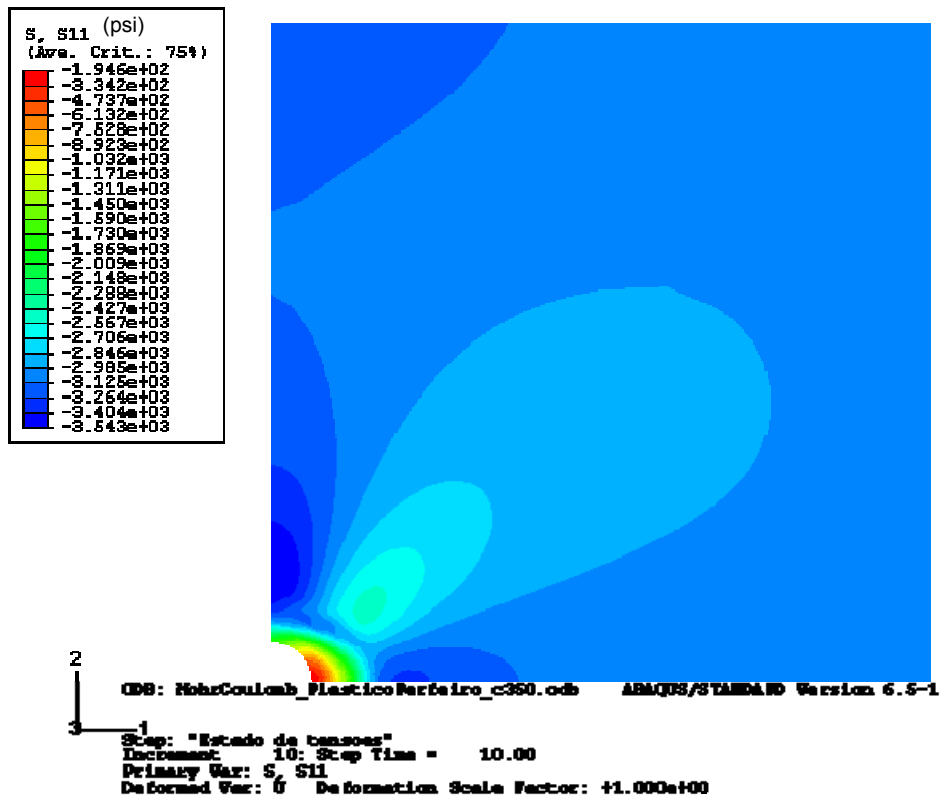
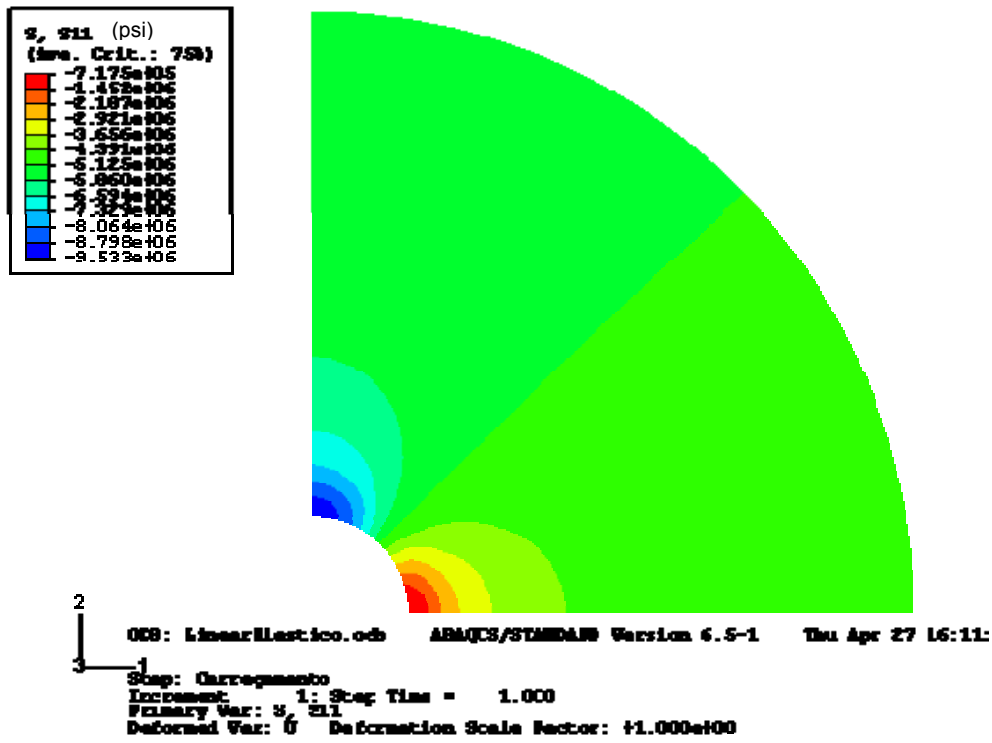


Figura 29— Campo de tensões em σ_{11} no modelo LE (a) e Mohr Coulomb (b) em psi.

a)



b)

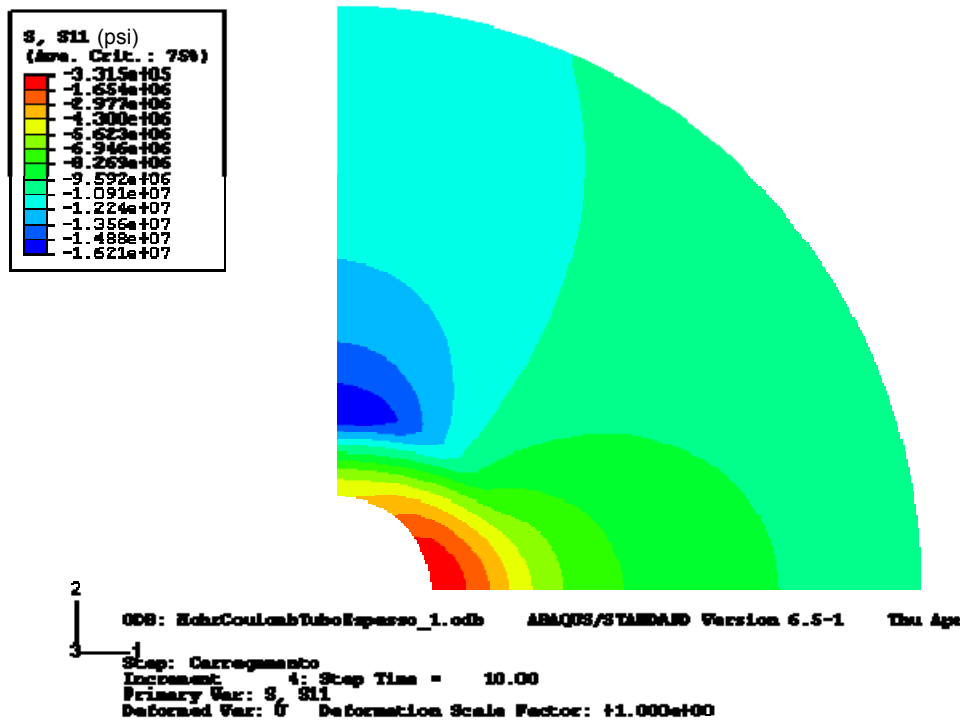
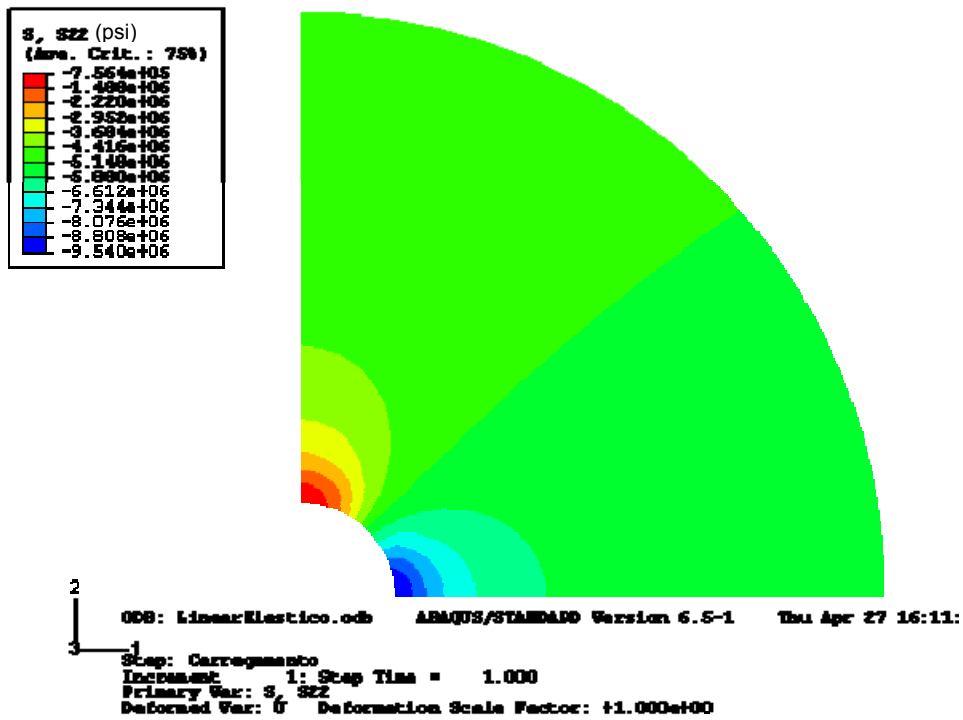


Figura 30 – Campo de tensões em σ_{11} no modelo LE (a) e Mohr Coulomb (b) em psi.

a)



b)

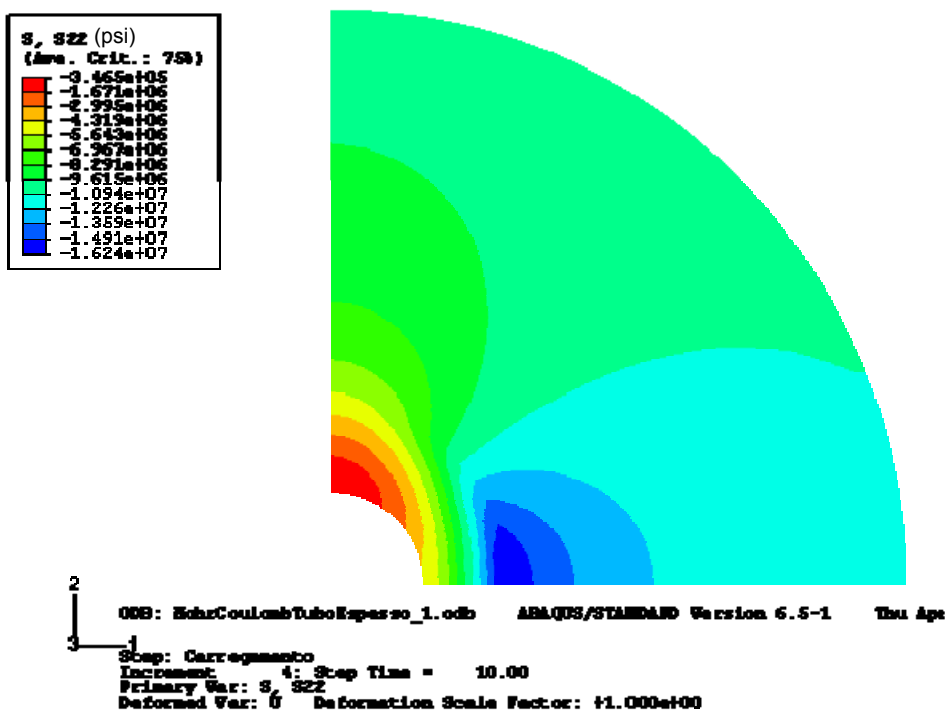


Figura 31 – Campo de tensões em σ_{22} no modelo LE (a) e Mohr Coulomb (b) em psi.

3.7 Conclusões

A avaliação da estabilidade mecânica de poços de petróleo é um problema típico da área de construção de poços. A modelagem geomecânica de rochas de interesse da indústria de petróleo (com porosidade variando entre 10 a 30%) é geralmente realizada utilizando modelos elasto-plásticos não lineares e não prevêem efeitos de poro-plasticidade e saturação de água (Papamichos, 2001).

Neste trabalho o modelo de Mohr Coulomb é utilizado para a previsão do comportamento de tensões e deformações próximas à parede do poço tanto na modelagem da formação quanto do gravel. No entanto, o modelo de Mohr Coulomb não representa adequadamente a relação tensão-deformação, em especial no início do carregamento, para o pacote de gravel. Este material deveria apresentar um comportamento predominantemente plástico desde o início do carregamento em função da baixa compactação imposta ao pacote de gravel durante o seu posicionamento no anular poço x tela, atenuando assim a solicitação transferida ao tubo base. Entretanto, em função da ausência de dados para a caracterização deste material, o que permitiria a utilização de modelos mais complexos (e adequados para descrever o seu comportamento), optou-se por utilizar o modelo de Mohr Coulomb conforme descrito no capítulo 5.

A influência do poço na alteração do estado de tensão original da formação é reduzida a partir de distâncias 5 a 10 vezes o seu raio, conforme ilustrado nas figuras 32 a 36. O raio de influência do poço no estado de tensões é muito maior quando comparado ao modelo linear elástico. Assim o modelo considerando o acoplamento entre a formação e o sistema de contenção de areia foi implementado com comprimento 10 vezes superior ao raio do poço.

4 Modelos para Análise do Colapso de Tubos Utilizados na Completação

A avaliação do estado de tensões e de deformações em corpos com geometria cilíndrica é um problema bastante conhecido e bem descrito na literatura em função do grande número de aplicações práticas e industriais. A obtenção das expressões para cálculo de tensões desenvolvidas em tubos com paredes espessas é atribuída à Lamé em sua obra publicada em 1852 "*Leçons sur la théorie mathématique de l'élasticité des corps solides*". A combinação das equações que descrevem o comportamento tensão-deformação com teorias de resistência de materiais é utilizada para o dimensionamento adequado de tubos, em geral, em termos de sua espessura e propriedades do material que o constitui (Groehs, 2002).

Neste capítulo é apresentada uma breve descrição da metodologia utilizada para análise do colapso de tubos utilizados em poços de petróleo, em especial para tubos que constituem as telas Premium considerando: a norma API Bulletin 5C3, um modelo simplificado para análise de tubos de produção (Abassian, 1995) e uma modelagem numérica considerando o comportamento do aço perfeitamente plástico. Os resultados obtidos numericamente foram comparados com o trabalho de Abassian (1995), com os limites de colapso determinados experimentalmente por fabricantes usuais de conjunto de telas e com os resultados obtidos através da norma API Bulletin 5C3. A coincidência entre os resultados obtidos pelas diferentes metodologias foi considerada boa, com variação inferior à 8%.

O limite para dimensionamento do tubo base em função do colapso para sistemas de contenção de areia horizontais foi determinado considerando que o tubo não deveria alcançar o regime plástico (permanecendo inclusive abaixo do limite de estabilidade elástica).

Foram avaliadas algumas geometrias de interesse da indústria de petróleo, variando a densidade e o diâmetro dos furos no tubo base, a fim de

avaliar a influência do aumento da área aberta ao fluxo no desempenho do conjunto telado no que diz respeito ao colapso. Ao final do capítulo foi definido o tubo de 5 1/2" com densidade e diâmetro de furos mais adequados para o posterior acoplamento e simulação numérica para avaliação do conjunto formação x tela x gravel.

4.1 Análise do Colapso em Tubulações de Poços

O colapso é o esforço que ocorre em tubulações quando a diferença entre a pressão externa e interna é maior que o limite estabelecido em função de tensão de escoamento, de parâmetros geométricos (diâmetros, espessura, furos e geometria do furo quando de tubos furados) e da tensão axial que o tubo está submetido e é calculado de acordo com o regime de deformação do tubo e da sua relação diâmetro-espessura. A resistência ao colapso (R_c), conforme descrita no API *Bulletin* 5C3, é dada a partir de diferentes regimes de colapso que são apresentados na figura 32 em função do diâmetro externo (OD) e da espessura (t).

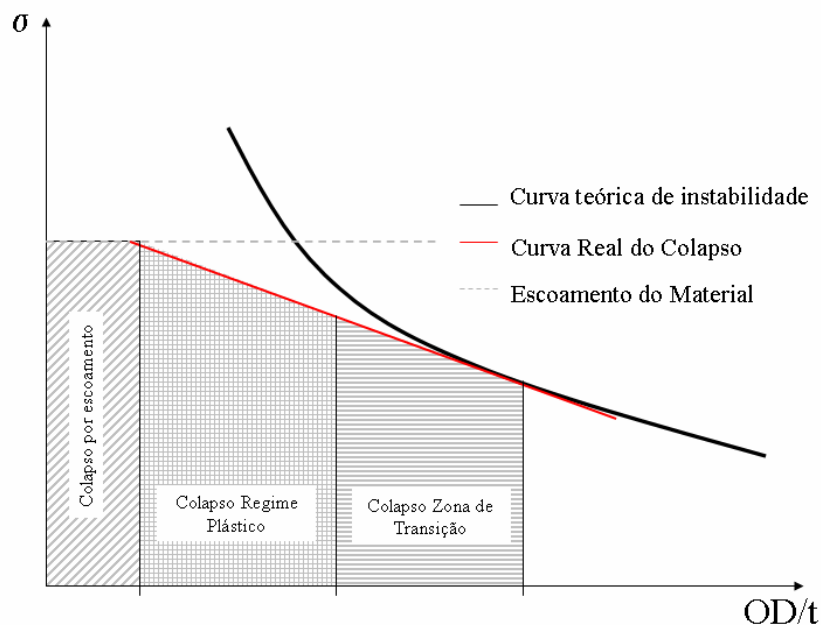


Figura 32 – Resistência ao Colapso em função da relação OD/t (API Bulletin 5C3).

Em função dos riscos associados no caso da falha da coluna de produção ou do conjunto de telas, os critérios adotados para o dimensionamento de tubulações instaladas em poços de petróleo são, em geral, bastante conservadores. A norma API, recomenda o dimensionamento do tubo quanto ao colapso considerando o interior da coluna de produção (ou injeção) vazia com fator de segurança 1 para tubos novos e 1,125 para tubos usados. Este é um critério bastante conservador por considerar uma condição operacional não usual para poços produtores de óleo ou injetores de água (a coluna descer vazia, sem equalização entre pressões externas e internas).

O modo de ruptura mais comum para elementos de coluna de produção (incluindo tubos base de telas *premium*) é o colapso por regime plástico ou de transição (API Bulletin 5C3). Segundo a norma API Bulletin 5C3, no caso do colapso por regime plástico, a equação para determinar a resistência a este esforço foi obtida empiricamente a partir de 2488 testes realizados em tubos sem costura fabricados com aço de grau K-55, N-80 e P-110 e é dado pela equação 4.1.

$$R_c = S_y \left[\left(\frac{A}{OD/t} \right) - B \right] - C \quad (4.1)$$

Onde R_c é a resistência ao colapso do tubo, S_y é o limite de escoamento do tubo, A, B e C são parâmetros obtidos experimentalmente, OD é o diâmetro externo e h a espessura do tubo.

Para os tubos fabricados com aço de grau P110 (onde o limite de escoamento é 110 ksi), também utilizados em tubos base de sistema de contenção de areia, onde a relação diâmetro / espessura é aproximadamente 18 (tanto para os tubos de 5 ½ quanto de 6 5/8 polegadas) a ruptura mais comum ocorre seguindo o regime plástico e os valores para as constantes da equação acima seriam: A = 3,181, B = 0,0819 e C = 2852.

O efeito de ovalização do tubo reduz a resistência ao colapso e deve ser considerada no dimensionamento de tubulações utilizadas em poços de petróleo. A ovalização ocorre durante a fabricação dos tubos e pode variar de 0,5 a 2%. Alguns trabalhos descrevem especificamente a influência da ovalização nas propriedades mecânica de tubos novos (Abassian, 1998). No

presente trabalho, foi considerado o menor valor de ovalização (0,5%) na análise dos tubos apenas para introduzir o efeito da ovalização no modelo implementado. Em análises futuras outros valores de ovalização devem ser considerados.

4.2 Teoria para Cálculo de Tensões em Cilindros

A obtenção de expressões para cálculo e avaliação das tensões desenvolvidas em cilindros submetidos à pressão interna ou externa é bem conhecida. A análise de tubulações utilizadas em aplicações industriais pode ser dividida em função da razão entre o diâmetro externo (OD) do tubo e sua espessura (h) de acordo com os seguintes critérios (Groehs, 2002):

1. Para $OD/h < 10$ o cilindro é dito de parede espessa e a teoria de Lamé apresentada em 1852 descreve as equações para as tensões desenvolvidas em cilindros
2. Para $OD/h > 10$ o cilindro é dito de parede fina e seu comportamento de tensões é descrito pela equação de Barlow (Groehs, 2002).

As expressões apresentadas por Lamé para o cálculo de tensões em cilindro de paredes espessas considerando pressões internas e externas uniformemente distribuídas são apresentadas a seguir:

$$\sigma_r = \frac{P_e R_e^2 - P_i R_i^2}{R_e^2 - R_i^2} - \frac{(P_e - P_i) R_e^2 R_i^2}{R_e^2 - R_i^2} \frac{1}{r^2} \quad (4.2)$$

$$\sigma_\theta = \frac{P_e R_e^2 - P_i R_i^2}{R_e^2 - R_i^2} + \frac{(P_e - P_i) R_e^2 R_i^2}{R_e^2 - R_i^2} \frac{1}{r^2} \quad (4.3)$$

$$U = \frac{1}{E(R_e^2 - R_i^2)} \left[(1 - \nu)(P_e R_e^2 - P_i R_i^2)r + (1 + \nu)(P_e - P_i)R_e^2 R_i^2 \frac{1}{r} \right] - \nu \frac{\sigma_x}{E} r \quad (4.4)$$

Onde:

$$\sigma_x = 2\nu \frac{P_e R_e^2 - P_i R_i^2}{R_e^2 - R_i^2} + E\varepsilon_x \quad (4.5)$$

A equação utilizada para o cálculo de tensões em cilindros de paredes finas pode ser obtida a partir do equilíbrio de forças em uma direção e é conhecida como equação de Barlow (Groehs, 2002):

$$\sigma_1 = \frac{(P_e - P_i)}{2t} (R_e), \quad \sigma_2 = \frac{(P_e - P_i)}{4t} R_e, \quad \sigma_3 = 0 \quad (4.6)$$

A variação das tensões tangenciais na parede de um tubo de paredes finas é apresentada na figura 33. A variação de tensão obtida analítica e numericamente apresenta boa coincidência conforme o gráfico apresentado nesta figura.

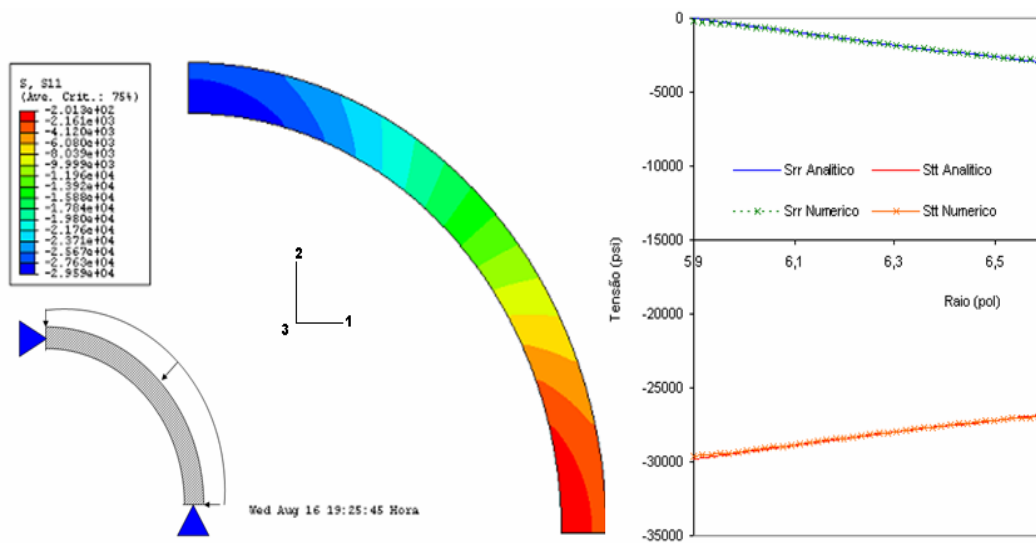


Figura 33 – Variação das tensões tangenciais e radiais com o raio do tubo (analítico x numérico) em psi.

4.3 Modelo de Quatro Rótulas

Um tubo no qual as seções transversais são perfeitamente circulares teria uma resistência ao colapso elevada e o seu comportamento seria bem descrito pelo regime elástico. No entanto o tubo pode apresentar imperfeições em função de suas características construtivas apresentando as suas seções transversais descritas não como perfeitamente circulares, mas na verdade como elipses. Isto levaria à uma resistência ao colapso inferior ao previsto pelo modelo de colapso elástico.

A avaliação da ovalização das seções transversais de um tubo foi descrita por Abassian (1995) utilizando o modelo de quatro rótulas, apresentando uma forma expedita de avaliação da resistência ao colapso de tubos com seções transversais elípticas. Neste modelo o comportamento pressão-deslocamento é obtido através da superposição das soluções elásticas e plásticas. Considerando a solução elástica descrita pela equação:

$$P_{eo} = P_e \left(1 - \frac{u_o}{u} \right) \quad (4.7)$$

Onde P_e é a pressão crítica de colapso e é dada por:

$$P_e = \frac{2E}{1-\nu^2} \left(\frac{t}{d_t} \right)^3 \quad (4.8)$$

Nesta região a pressão depende apenas das propriedades físicas do material e da geometria do tubo. No modelo proposto por Abassian (1998), o comportamento plástico é descrito considerando que o tubo é formado por 4 seções rígidas ligadas por rótulas plásticas.

Este modelo apresentou bons resultados na predição do comportamento pressão-deslocamento para tubos que apresentam imperfeições de fabricação. O modelo constitutivo adotado por Abassian (1998) descreve a curva de rigidez do tubo como:

$$P_{pc} = P_y \left(-b + \sqrt{1 + b^2} \right) \quad (4.9)$$

Onde b é dado pela equação:

$$b = 2 \frac{u}{h} \left(1 - \frac{u}{d_t} \right) \quad (4.10)$$

e P_y , a pressão onde iniciaria o regime de colapso plástico do tubo perfeitamente circular, é dado pela equação:

$$P_y = 2 \frac{\sigma_y h}{d_t} \quad (4.11)$$

A pressão de colapso é dada pela interseção entre as curvas do modelo elástico e plástico. Para descrever o comportamento plástico de tubos perfurados Abassian propõe a utilização de um fator de correção estabelecido em função do diâmetro dos furos e a da distância entre furos alinhados axialmente. Desta forma, a equação da curva de rigidez do tubo no regime plástico é multiplicado pelo fator η :

$$\eta = 1 - \frac{d_p}{a} \quad (4.12)$$

Onde d_p é o diâmetro dos furos e, a é a distância entre furos alinhados axialmente.

A figura 40 apresenta os resultados das curvas do regime elástico e plástico segundo o modelo de Abassian para tubos com diâmetro de 6 $\frac{5}{8}$ polegadas e diferentes densidades de furos (reduzindo assim a resistência ao colapso do tubo, determinada utilizando o parâmetro η dado pela equação 4.12).

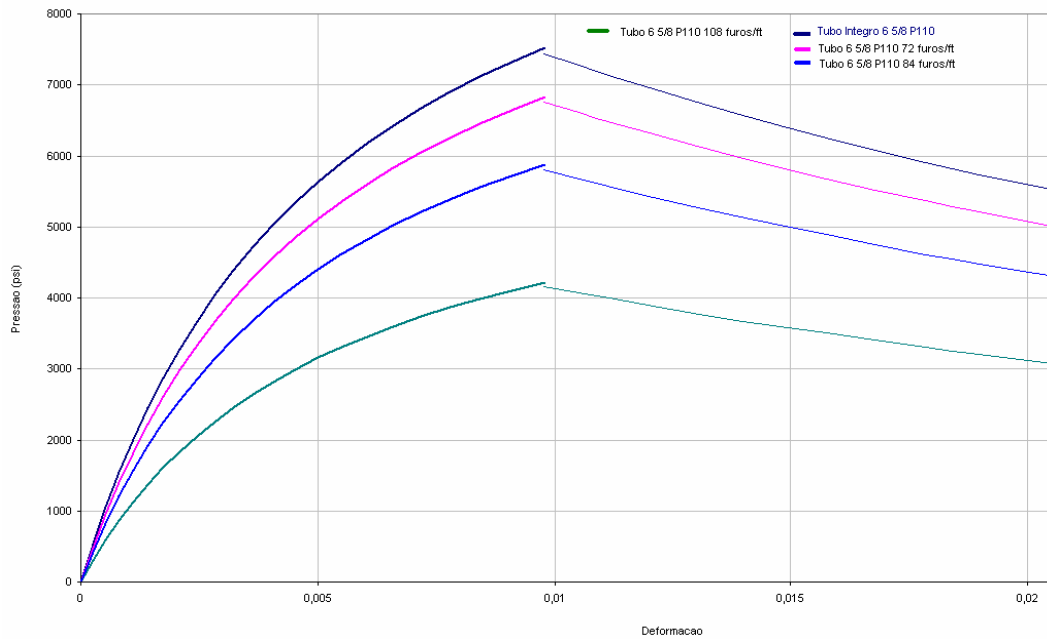


Figura 34 – Comportamento pressão x deslocamento para tubo 6 5/8 (Abassian 1998).

4.4 Critério de Resistência de Von Mises

O critério de resistência utilizado neste trabalho é o da máxima energia de distorção (Von Mises). Este critério pode ser aplicado tanto para o escoamento quanto para ruptura dúctil e é largamente utilizado para avaliação da integridade de tubos de aço apresentando bons resultados para determinação da região do escoamento (Groehls, 2002).

Segundo o critério de Mises, a análise de resistência dos tubos está baseada na comparação do limite de escoamento do material com a máxima tensão de Mises obtida na superfície do tubo, onde a tensão de Mises é dada por (Groehs, 2002).

$$S_{Mises} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2} = \sigma_y \quad (4.13)$$

4.5 Resultados Numéricos para Avaliação do colapso de tubos

As simulações numéricas para a solução de modelos bi e tridimensionais foram realizadas utilizando o ABAQUS™ considerando a geometria do tubo base variando: Do tubo íntegro ao tubo com furação de 216 furos/pé e diferentes diâmetros de furos.

Todas as simulações realizadas nesta etapa consideraram as condições de simetria de estrutura e carregamento, modelando trechos de $\frac{1}{4}$ de tubo para representar tubos base de $5 \frac{1}{2}$ polegadas de diâmetro externo.

Em todos os casos simulados considerou-se uma ovalização de 0,5% na direção y em relação ao diâmetro original do tubo. As análises realizadas foram avaliadas considerando o colapso através do critério de Von Mises.

A teoria da máxima energia de distorção (critério de Von Mises) gera valores menos conservadores que os encontrados utilizando o critério de Rankine para uma mesma avaliação e dimensionamento de tubos onde a razão espessura/diâmetro é inferior à 0,1 (como é o caso dos tubos de $5 \frac{1}{2}$ e $6 \frac{5}{8}$ polegadas).

A sensibilidade do modelo quanto ao número de elementos da malha e em relação à influência do comprimento L do anel 3D também foi avaliada. Inicialmente foram comparados os resultados 3D para os campos de deformação, tensão e deslocamento utilizando diversas razões OD/L a fim de determinar a influência do comprimento L do anel utilizado para representar o tubo.

Os resultados para a variação da magnitude da deformação com o comprimento L do modelo são apresentados na figura 35. Esta figura ilustra o comportamento da diferença do tubo no ponto médio entre duas fileiras de furos. Pode-se observar que para razões OD/L superior a 0,8 a deformação permanece constante para uma mesma pressão hidrostática aplicada.

Os resultados numéricos para modelos considerando a razão OD/L superior a 0,8 foram comparados com o modelo analítico de Abassian (1998) e com a metodologia API para previsão de colapso e são apresentados na tabela 1.

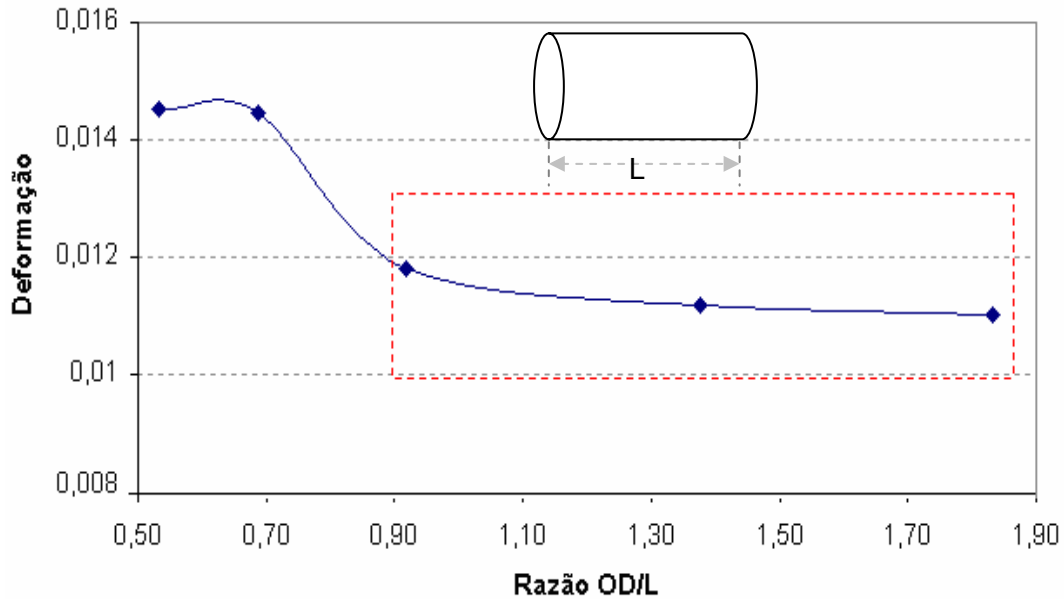


Figura 35 – Resultados para avaliação da influência do comprimento do modelo simulado, L, na deformação do tubo.

Tabela 1– Comparação da Pressão de Colapso para tubos P110

Tubo	(FEM) 3D		Abassian	API	Dados Teste
	P (psi)	Variação			
5 ½ P1110 72 furos/ft	6800	4%	7050	6905	>5000 psi
5 ½ P1110 84 furos/ft	6380	1%	6375	6541	
5 ½ P1110 144 furos/ft	6000	5%	6292	6357	
5 ½ P1110 216 furos/ft	5200	8%	5400	5757	

A figura 36 apresenta o gráfico da pressão x deslocamento (no caso uma razão deslocamento / diâmetro médio do tubo) obtido na simulação do carregamento hidrostático com pressão de 8000 psi para um tubo base de 5 ½ polegadas com 84 furos/pé de 3/8 polegadas.

O tubo apresenta o limite de estabilidade elástica em 6350 psi, a partir desta pressão ocorre deformação plástica nas regiões de concentração de tensões ao redor dos furos. Este comportamento é evidenciado na figura 41 b que apresenta o campo de deformação plástica de uma seção do tubo analisado. Os resultados são compatíveis com os apresentados por Abassian (curva verde) e inferior ao resultado obtido pelo método API.

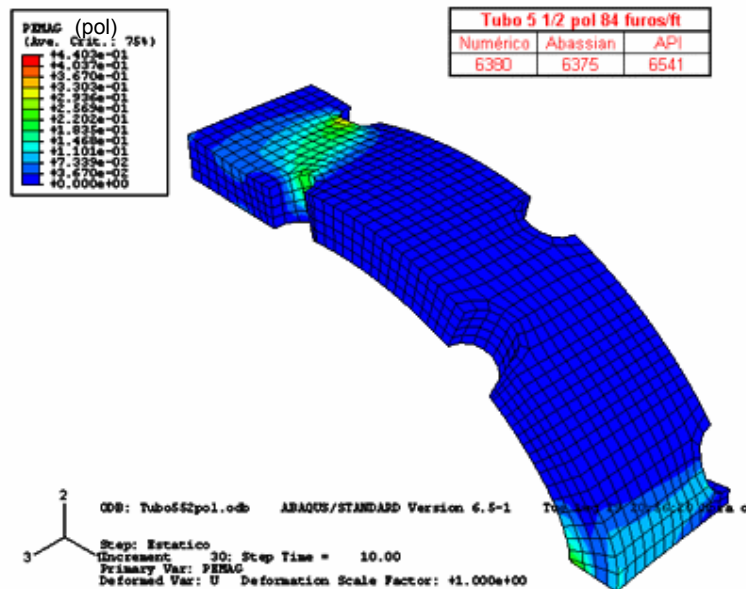
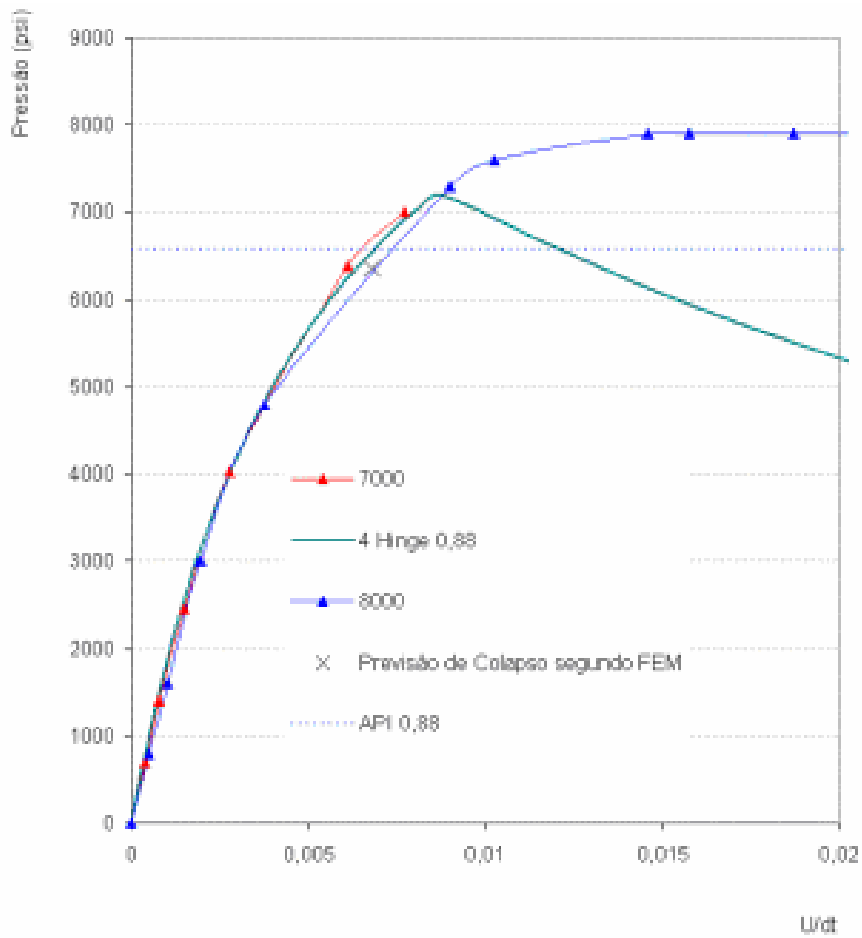


Figura 36 – Variação do comportamento do tubo base 5 ½ pol 84 furos/ft comparando com modelo de Abassian (1995).

A figura 37 apresenta os resultados obtidos nas simulações de carregamento hidrostático (superior a 5000 psi) para os tubos base de 5 ½ polegadas, diferentes furações e razão OD/L maior que 0,8. Estes resultados foram comparados com o modelo analítico de Abassian onde o η variou de 0,77 a 0,92 apresentando coincidência entre os resultados.

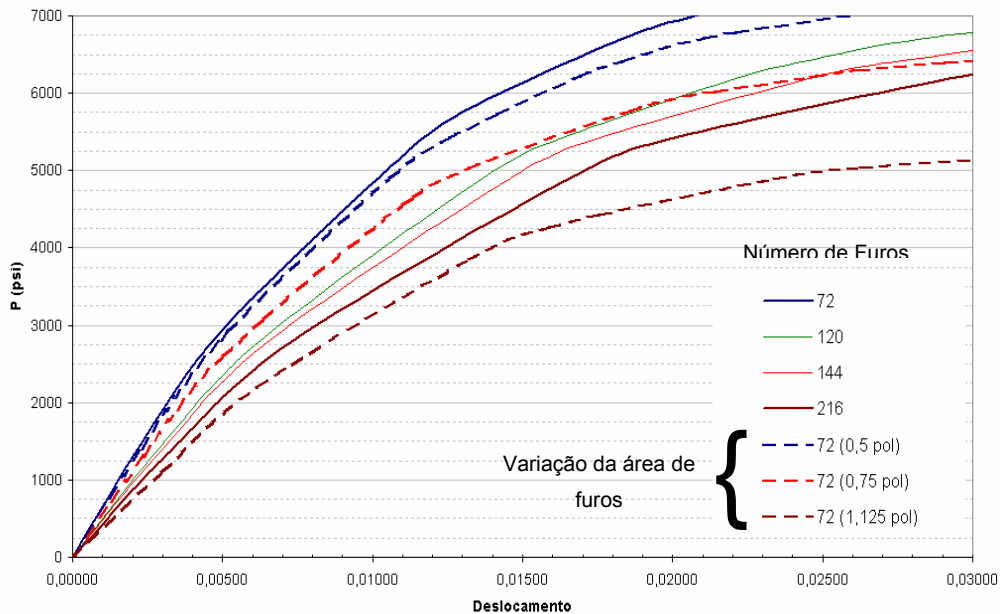


Figura 37 – Comparação com resultado de Abassian para tubo 5 ½ pol P110.

As figuras 38 e 39 apresentam o mapa de tensões de Mises para tubos de 5 ½ polegadas e furação variando de 72 a 216 furos/ft com ovalização de 0,5% na direção y e quando submetido ao carregamento hidrostático de 6000 psi

Pode-se verificar uma ampla região na parte superior do modelo onde a tensão de Mises supera o limite de escoamento para um tubo com densidade de furos 216 furos/pé. A distribuição de tensões de Mises foi avaliada em função da área aberta ao fluxo para variações de densidade e diâmetro de furos. Uma boa distribuição de tensões foi observada nos tubos com furação variando de 3/8 a 1/2 polegadas enquanto a área aberta ao fluxo variava até 8 %, conforme apresentado na figura 45.

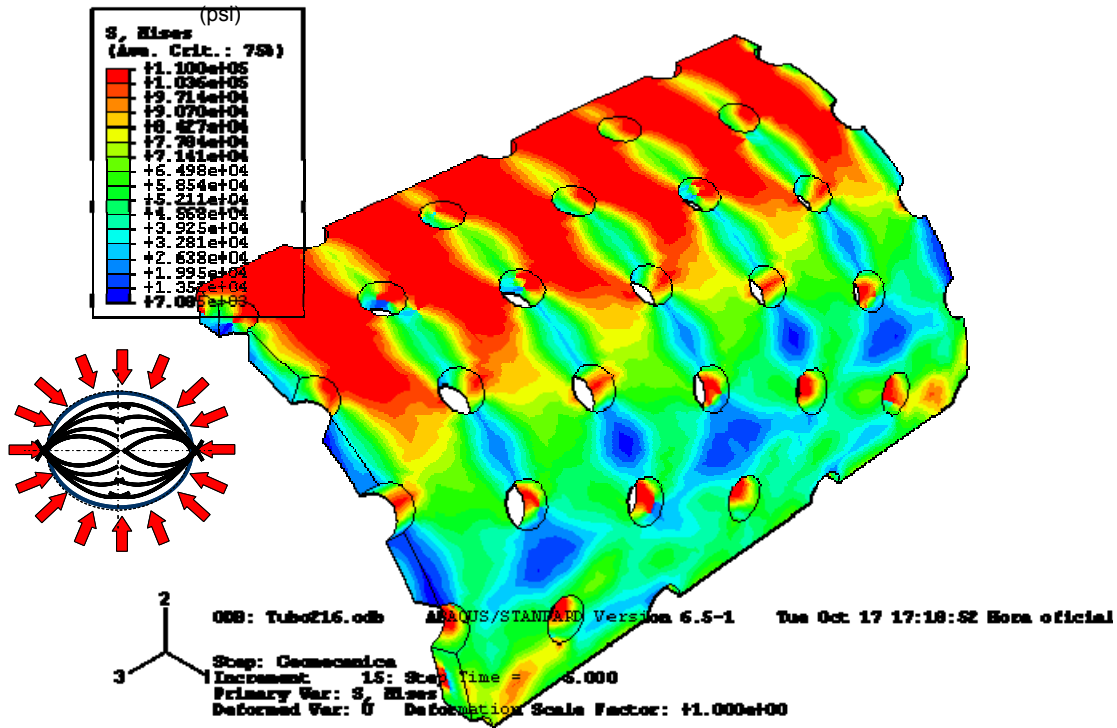


Figura 38 – Distribuição de tensão de Mises (em psi) no tubo com 216 furos/ft e 7000 psi.

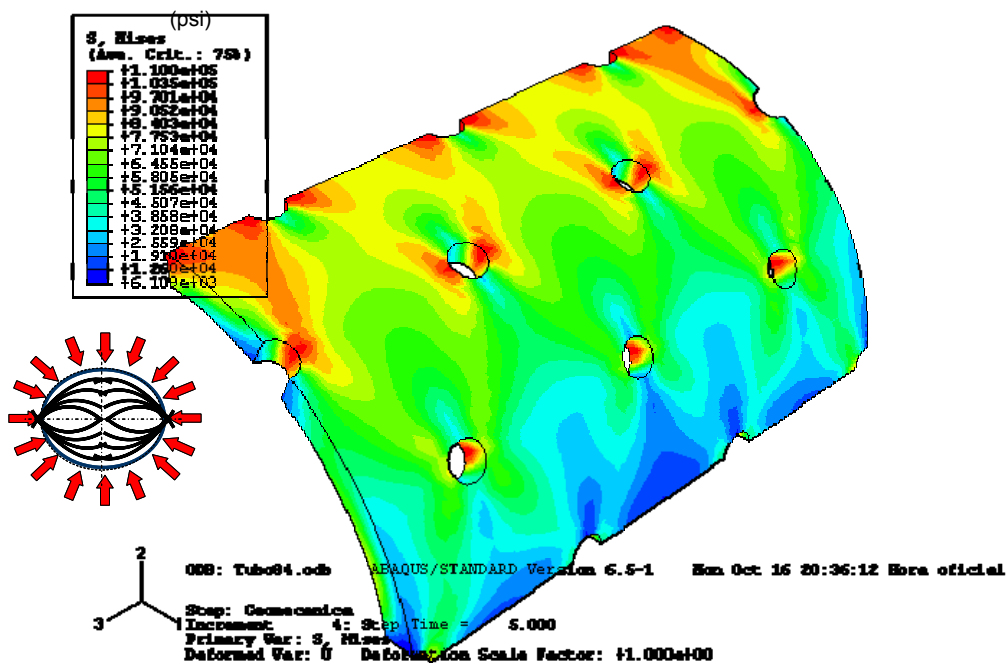


Figura 39 – Distribuição de tensão de Mises (em psi) no tubo com 72 furos/ft e 7000 psi.

A figura 40 apresenta a variação na pressão de colapso para diferentes áreas abertas ao fluxo variando tanto o diâmetro, quanto a densidade de furos. Os resultados indicam que, apesar do aumento significativo do número de furos, a pressão de colapso não reduz na mesma proporção, indicando a possibilidade de utilização de tubos base com uma área aberta ao fluxo maior.

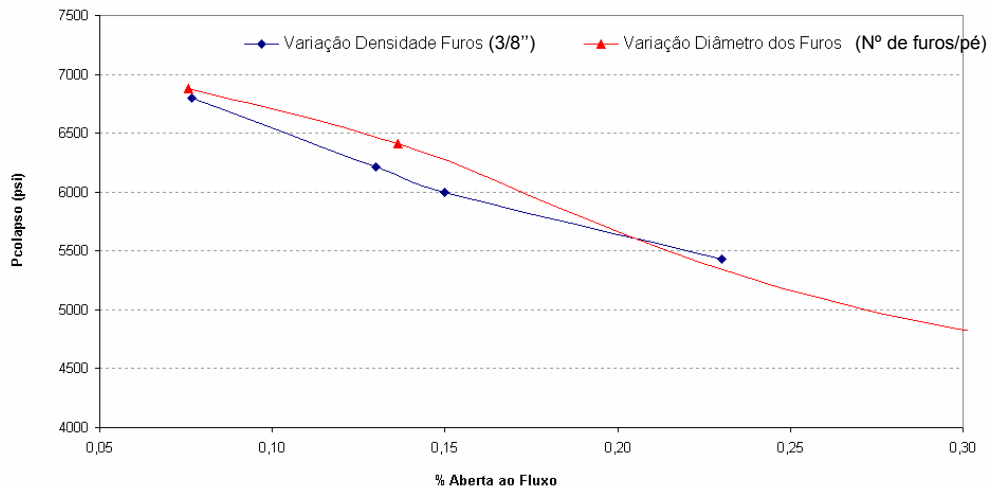


Figura 40 - Variação da pressão de colapso com a área aberta ao fluxo.

4.6 Conclusões

O comportamento de tubos perfurados submetidos ao carregamento hidrostático foi analisado numericamente apresentando resultados compatíveis com os obtidos através de métodos analíticos ou dados de literatura conforme evidenciado na tabela 1.

A simulação numérica forneceu condições para identificar a região de plastificação do tubo e prever seu comportamento durante o carregamento hidrostático e determinar o seu limite de estabilidade elástica. Foi verificada boa concordância entre os resultados numéricos e analíticos no que diz respeito a previsão da pressão de colapso do tubo e dimensionamento do conjunto de telas em relação ao colapso. Todas as simulações realizadas apresentaram resultados compatíveis com os ensaios fornecidos pelas indústria (que indicam colapso da tela com pressões superiores à 5000 psi).

A pressão de colapso não reduziu proporcionalmente com o aumento da área aberta ao fluxo, no entanto optou-se por uma configuração diâmetro e número de furos que mantivesse a pressão de colapso superior a 6000 psi, conforme apresentado na figura 40. Os principais resultados obtidos neste capítulo são:

1. Os modelos numéricos 2D e 3D para colapso de tubos apresentaram resultados compatíveis entre si e com dados de literatura (Abassian e API)
2. A previsão do colapso de tubos utilizando o modelo numérico apresentou variação inferior à 10% quando comparada ao modelo de Abassian.
3. Não foi observada variação dos resultados ao refinamento da malha para malhas com número de elementos superior à 2000
4. Modelos com razão OD/L superior a 0,80 apresentaram resultados semelhantes no que diz respeito à deformação próximo à zona de plastificação.
5. O modelo numérico para o tubo de 5 ½ polegadas permitiu a previsão do ponto de início de plastificação de acordo com os resultados fornecidos pelo fabricante da tela (obtidos através de ensaios experimentais e apresentados na tabela 1).

Desta forma, serão considerados os seguintes aspectos na próxima etapa deste trabalho (acoplamento entre os modelos da formação, gravel e tubo base):

1. Tubo de 5 ½ pol com razão OD/L superior a 0,8
2. A resistência do tubo base quanto ao colapso será avaliada considerando que a pressão máxima que o tubo poderá ser submetido não deverá conter zonas plastificadas (indicadas pelo mapa de magnitude de deformação plástica do ABAQUS™ que é obtida através das zonas que ultrapassaram o limite de escoamento segundo o critério de Von Mises)
3. Serão utilizados para os modelos do tubo malhas com número de elementos próximo à 2000.

5 Acoplamento do Conjunto Tela – Gravel – Formação

A produção de areia em poços de alta vazão pode acarretar na erosão de tubos ou (e) na obstrução do sistema de produção com grande potencial de reduzir ou interromper a produção de óleo. Em função dos efeitos catastróficos desta ocorrência, a utilização de métodos e sistemas para o controle da produção de areia é fundamental para viabilizar a produção de poços produtores de hidrocarbonetos em alta vazão em arenitos fráveis. Neste cenário, a técnica do *open hole gravel packing* é a mais usada para contenção de areia em poços horizontais. Somente no Brasil mais de 200 poços já foram perfurados e completados com esta técnica, constituindo umas das principais alternativas de completação em poços de petróleo *off shore*.

A figura 41 apresenta os tipos mais comuns de *gravel packing* realizados pela indústria de petróleo o *gravel packing* a poço aberto (a) e o *gravel packing* à poço revestido (b).

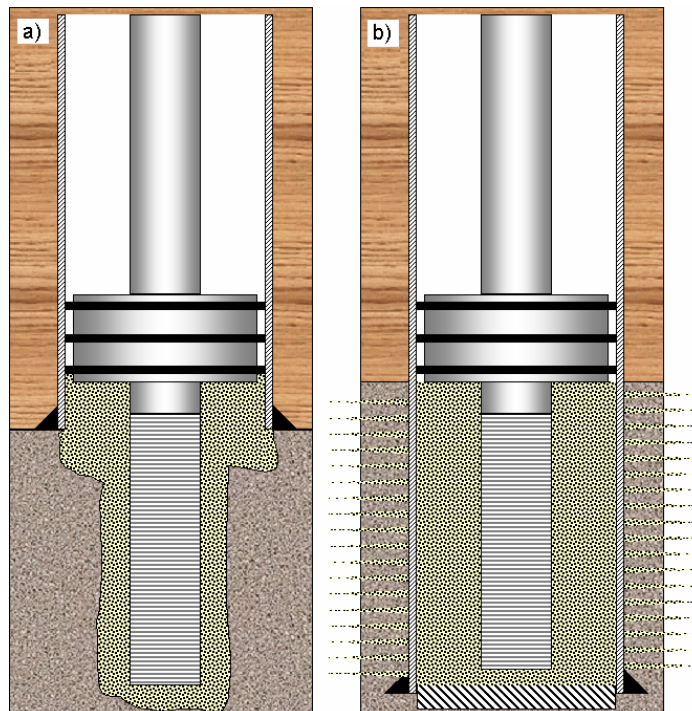


Figura 41 – Esquema de gravel pack em poço aberto (a) e poço revestido (b).

No entanto, a indústria de petróleo não considera durante a etapa de projeto, dimensionamento e especificação dos sistemas de contenção de areia os carregamentos impostos ao conjunto telado durante a vida produtiva do poço. A seleção da melhor alternativa é realizada em função da granulometria da formação, otimizando a vazão de óleo sem explicitar os carregamentos impostos ao conjunto telado durante a sua vida produtiva.

Este capítulo procura estabelecer um modelo para avaliar os carregamentos impostos ao elemento estrutural do conjunto de telas (no caso o tubo base) em função das alterações ocorridas no estado de tensões próximo à parede do poço. Serão apresentados os modelos constitutivos e as propriedades mecânicas consideradas na descrição do tubo base, do gravel e da formação, o modelo de contato gravel x tubo e gravel x formação bem como o modelo numérico utilizado na simulação 3D das solicitações impostas ao tubo base.

A figura 42 apresenta a seção transversal do poço horizontal considerado neste trabalho onde: o diâmetro do poço (D_w) possui $8 \frac{1}{2}$ polegadas, o diâmetro do tubo base (OD_{ss}) é igual à $5 \frac{1}{2}$ polegadas, a espessura do tubo base (e_{ss}) é igual à 0,3 polegadas e desvio do centro da tela em relação ao centro do poço (*off set*) é nulo.

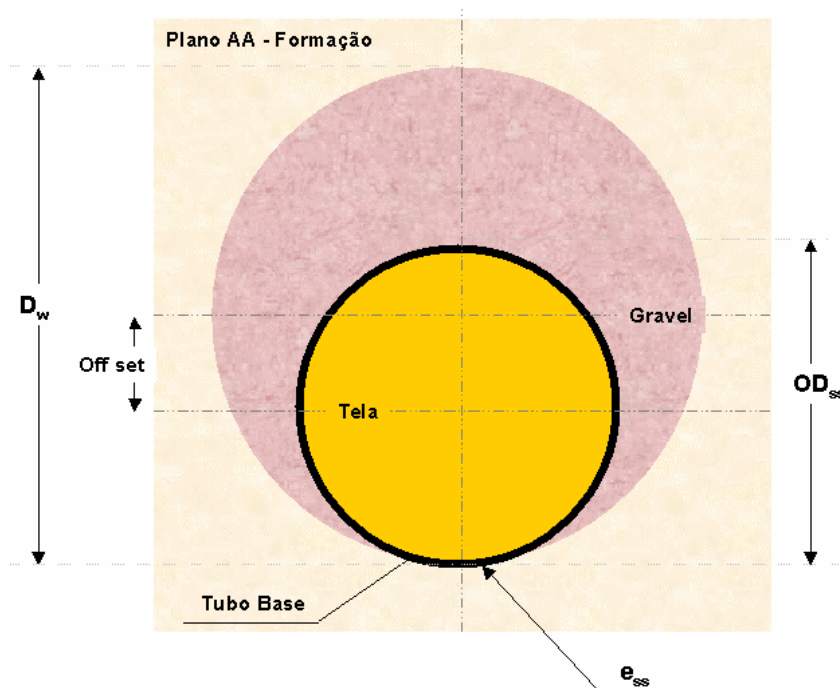


Figura 42 – Esquema 2 D do conjunto formação x gravel x tubo.

5.1 Modelagem e Propriedades do Tubo

O conjunto telado foi modelado considerando apenas a geometria do tubo base. A contribuição da carcaça externa e da malha de aço para a rigidez e integridade estrutural do conjunto foi considerada desprezível.

Em função dos resultados obtidos no capítulo 4, foi utilizado um modelo para a tubulação com a área aberta ao fluxo de 8-10%, com densidade de 72 a 84 furos/pé e diâmetro de furos de $\frac{3}{8}$ e $\frac{1}{2}$ polegadas, com 6 polegadas de comprimento e ovalização de 0,5% na direção y conforme esquematizado na figura 43.

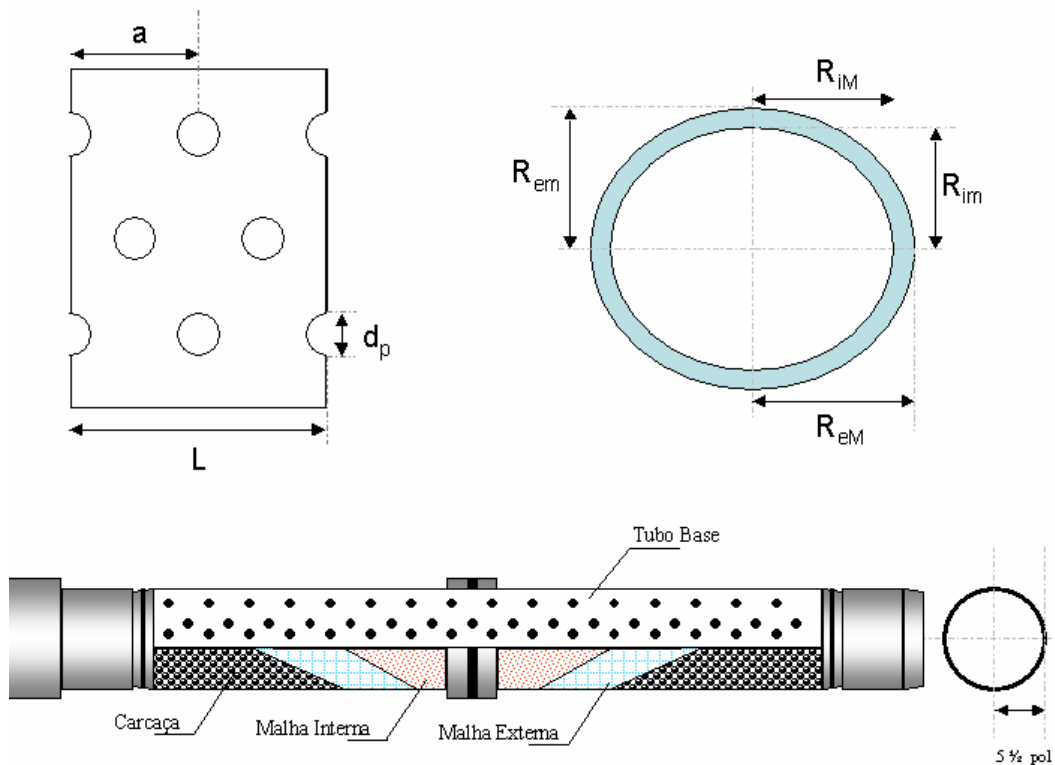


Figura 43 – Esquema do tubo base utilizado no acoplamento tubo x gravel x formação.

Para a descrição do material foram consideradas as propriedades mecânicas dos tubos normalmente usados na indústria. Foi modelado um tubo de 5 1/2 polegadas fabricado com aço P110 e peso linear de 17 lb/ft. O resumo das características geométricas do tubo conforme as dimensões esquematizadas na figura 43 é apresentado na tabela 2.

Tabela 2– Características geométricas do modelo para o tubo base

OD (diâmetro externo)	5,5 pol	d _p (diâmetro do furo)	½ e ¾ pol
R _{em} (raio externo menor)	2,73625 pol	a (espaçamento entre furos)	2 pol
R _{eM} (raio externo maior)	2,76375 pol	L (comprimento do tubo)	6 pol
R _{im} (raio interno menor)	2,43225 pol	% area aberta ao fluxo	8 - 10 %
R _{iM} (raio interno maior)	2,45975 pol	Densidade dos furos (furos/ft)	72

As equações que permitem calcular as tensões tangenciais e radiais são obtidas considerando as relações de equilíbrio de forças atuante no tubo nestas direções e considerando a Lei de Hooke para descrever o material do tubo conforme apresentado no capítulo 4.

As condições de contorno do modelo são apresentadas na figura 49. A figura 44a ilustra as condições de contorno dadas no plano xy do modelo 3D e a figura 44b apresenta o detalhe da interface gravel x formação.

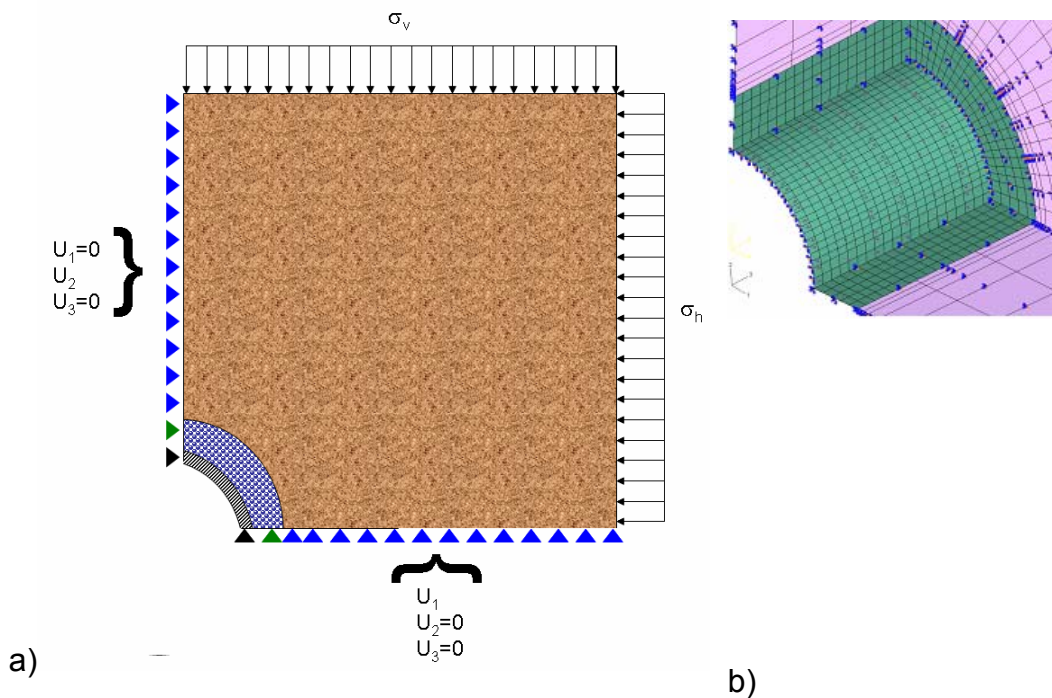


Figura 44 – Condições de contorno prescritas no modelo utilizado.

5.1.1 Modelagem e Propriedade do Gravel e Formação

A literatura é rica em modelos constitutivos para a descrição do comportamento de geomateriais. A dificuldade em estabelecer um modelo tão genérico quanto possível, mas passível de aplicação prática, é um grande desafio, isto porque, quanto mais abrangente for o modelo, maior o número de parâmetros que devem ser obtidos para permitir sua utilização (Papamichos, 1999)

No caso da indústria de petróleo, a obtenção de parâmetros geomecânicos é custosa e complexa, e estes parâmetros nem sempre estão disponíveis para o poço que será perfurado, limitando a utilização dos modelos constitutivos mais complexos.

A descrição do comportamento tensão-deformação ao redor da parede do poço é descrita geralmente por modelos elasto-plásticos, com elasticidade não-linearmente dependente com a tensão e a plasticidade baseada na teoria de fluxo, conforme apresentado no capítulo 3 deste trabalho.

A literatura indica que o modelo de Mohr Coulomb apresenta bons resultados na representação do comportamento da formação sendo largamente usado no estudo de estabilidade de poços e na previsão do potencial de produção de areia (Papamichos, 1999, Gnirk, 1972 e veeken, 1989). Este modelo foi adotado para descrever o comportamento da formação e do gravel.

No caso da modelagem do *gravel*, as limitações impostas pela utilização deste modelo geram resultados conservadores conforme descrito no capítulo 3.

Entretanto, como o objetivo deste trabalho é apresentar uma proposta para análise das solicitações nos conjuntos telados avaliando seu dimensionamento e, tendo em vista a dificuldade encontrada para caracterização do *gravel* (em função da ausência de dados na literatura), esta simplificação é adotada aceitando suas limitações em prol do desenvolvimento de um modelo da tela acoplado ao gravel e à formação para análise do comportamento do poço durante a sua vida útil.

5.1.2 Propriedades Geomecânicas da Formação

Uma bacia sedimentar pode estar exposta à uma série de forças tectônicas que acarretam em eventos cíclicos de elevação e (ou) depressão, erosão e sedimentação de matéria alterando o ambiente de deposição e influenciando nas propriedades de interesse geomecânico, incluindo as tensões *in situ*, pressão de poros, e propriedades mecânicas da rocha.

As formações de sub-superfície normalmente suportam o peso das formações superficiais depositadas em idade geológica mais recente. Assim, a tensão vertical numa profundidade z causada por uma coluna de matéria com densidade ρ_{lito} dependente da profundidade é dada pela equação 5.1:

$$\sigma_v = \int \rho(z)gz \quad (5.1)$$

Em solos saturados uma parcela das cargas aplicadas são transferidas pelo fluido contido nos poros.

Desta forma, o modelo normalmente utilizado para descrever o efeito de carregamento nestes solos consiste de uma câmara repleta de fluido com a superfície superior e inferior ligadas através de uma mola, conforme apresentado na figura 45.

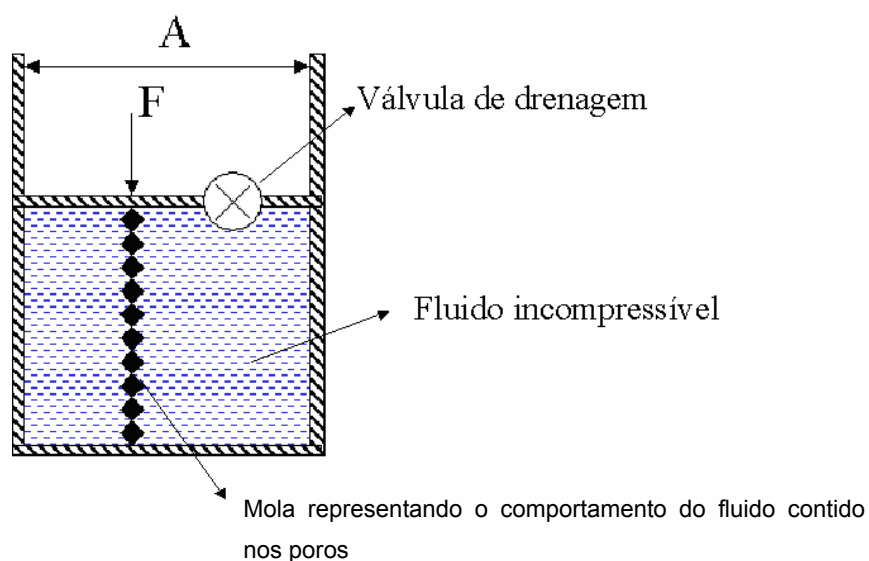


Figura 45 – Modelo utilizado na descrição da tensão efetiva em solos saturados.

A mola representa a influência da pressão do fluido contido nos poros, deste modo a tensão efetiva transmitida pela formação é dada pela equação 5.2.

$$\sigma' = \sigma - \alpha P_p \quad (5.2)$$

Onde σ' é a tensão efetiva relacionada com o fluido presente nos poros da rocha pelo coeficiente de Biot, α . A partir desta equação podemos inferir que a tensão efetiva, dada por σ' (e não pela pressão de poros) é responsável pela deformação e resistência do meio granular.

Considerando a deformação de grãos pequena para a faixa de pressão de interesse (ou seja, considerando que os grãos são incompressíveis) temos $\alpha = 1$ reduzindo a equação 5.2:

$$\sigma' = \sigma - P_p \quad (5.3)$$

Assumindo que as tensões horizontais máximas e mínimas são iguais numa área de baixo tectonismo ou geologicamente estável a relação entre tensões seria dada por:

$$\sigma'_h = \sigma'_H = K_o \sigma'_v \quad (5.4)$$

Considerando o material isotrópico, sendo válidas as relações tensão-deformação dada pela Lei de Hooke e considerando que não ocorre deslocamento horizontal (ε_x e $\varepsilon_y = 0$) temos:

$$\sigma'_x = (\lambda + 2G)\varepsilon_x + \lambda\varepsilon_y + \lambda\varepsilon_z = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right)\sigma'_z \quad (5.5)$$

$$\sigma'_y = \lambda\varepsilon_x + (\lambda + 2G)\varepsilon_y + \lambda\varepsilon_z = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right)\sigma'_z \quad (5.6)$$

A estimativa de tensão horizontal mínima para um modelo elástico de bacia, considerando as tensões horizontais mínimas e máximas iguais pode ser obtida segundo as equações 5.7:

$$\sigma_h = \left[(\sigma_v - \alpha P_e) \frac{\nu}{1 - \nu} \right] + \alpha P_e + \sigma_{tec} \quad (5.7)$$

Onde σ_v é a tensão de sobrecarga, α o coeficiente de Biot, P_e a pressão estática do reservatório, ν o coeficiente de Poisson e σ_{tec} é a tensão referente à algum tectonismo na formação. Considerando os grãos do meio granular incompressíveis e ausência de tectonismo, a relação entre as tensões verticais e horizontais para poços *off shore* é obtida assumindo o gradiente da água do Mar e substituindo o pacote de rocha na profundidade de água na locação de interesse:

$$\sigma_v = 0,454LDA + (PV - LDA)OVB \quad (5.8)$$

Onde σ_v é a tensão de sobrecarga (ou tensão vertical) e OVB é o gradiente de sobrecarga. Considerando as características geométricas do poço e da formação apresentadas na tabela 3 para arenitos pouco consolidados e a ausência de tectonismo, obtemos o contraste de tensão horizontal e vertical *in situ* para o poço estudado:

1. Tensão vertical, σ_v : 6372 psi
2. Tensão horizontal mínima, σ_h : 5167 / 5461 psi (em função do coeficiente de Poisson apresentado na tabela 4)

Da figura 46 obtém-se o módulo de elasticidade da formação em função da profundidade de interesse (que são apresentados na tabela 3). A coesão foi obtida a partir da resistência à compressão uniaxial (equação 3.38). Neste trabalho considerou-se a resistência compressiva variando entre 300 e 1000 psi. Assim a coesão da formação terá valores entre 100 e 300 psi.

A figura 47 apresenta a variação das tensões radiais e circunferenciais para diversos valores de coesão da formação de interesse modelada conforme as propriedades apresentadas na tabela 3.

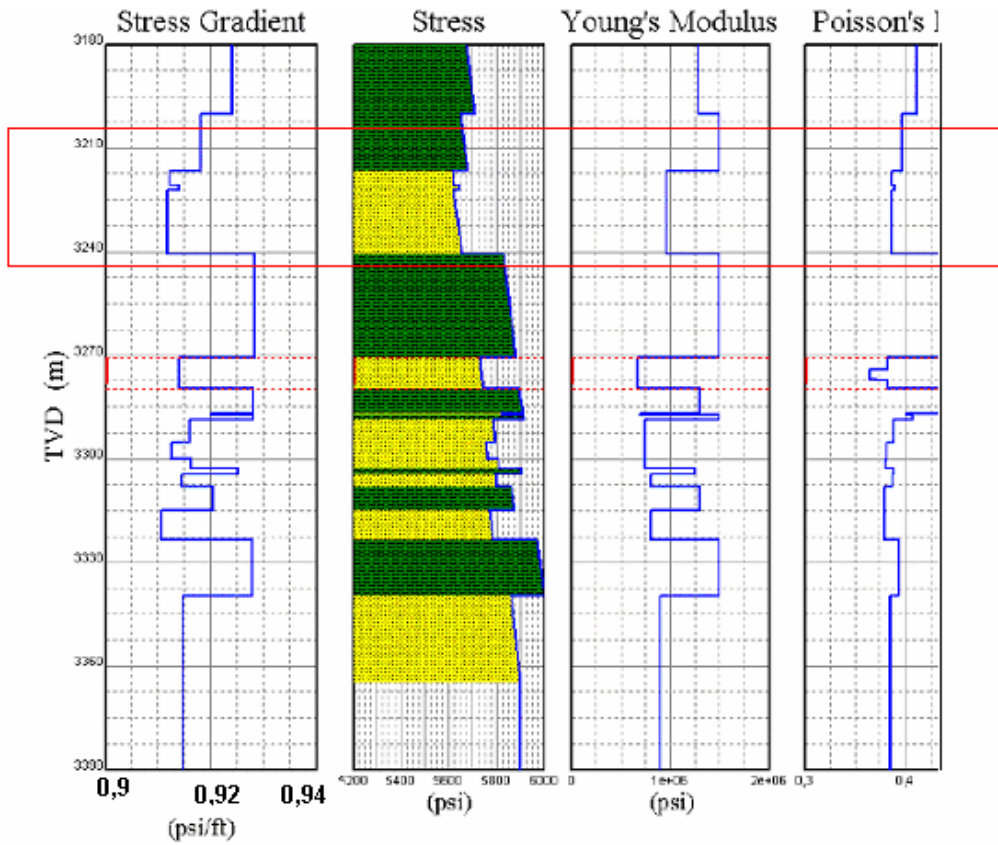


Figura 46 – Propriedades mecânicas de formação off shore.

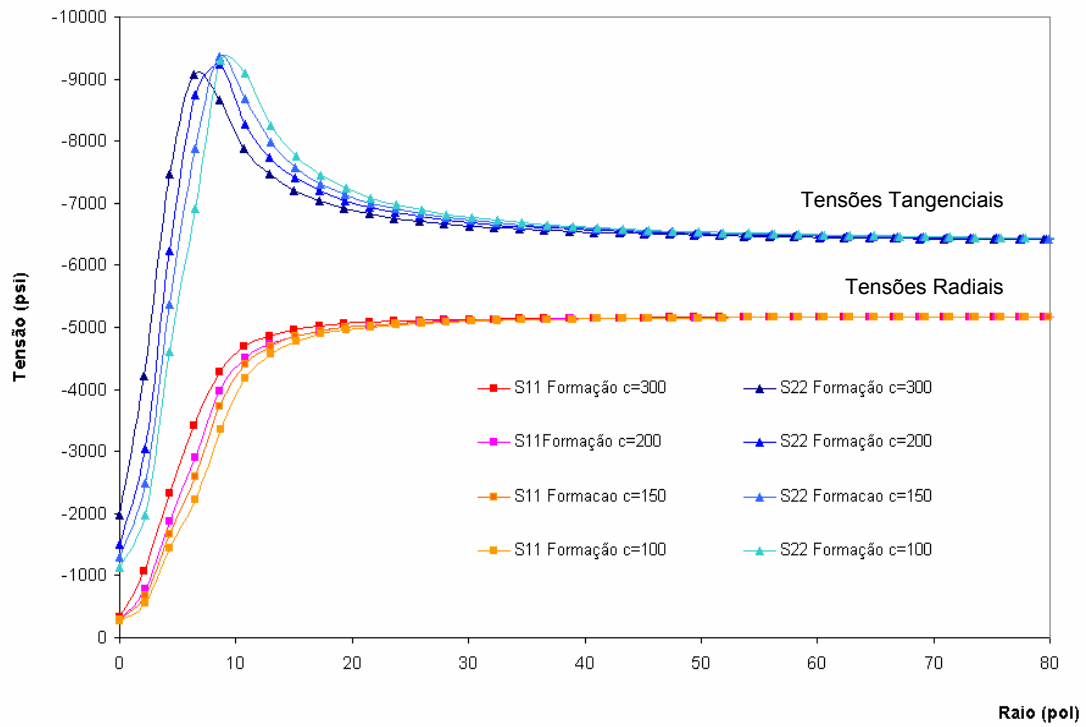


Figura 47 – Variação da tensão σ_{11} e σ_{22} para diversos valores de coesão da formação.

A tabela 3 apresenta um resumo de todas as propriedades geomecânicas e características geométricas utilizadas na modelagem do conjunto formação x gravel x tubo

Tabela 3 – **Característica do Poço e da Formação**

LDA (profundidade de água)	1800 m	Ângulo de atrito, Φ	30°
PM (profundidade medida)	4285 m	coeficiente de Poisson, ν	0,30-0,34
PV (profundidade vertical)	3050 m	Resistência compressiva uniaxial, C_o	300 psi
Diâmetro	8 ½ pol	gradiente de sobrecarga, σ_{ovB}	0,9 psi/ft
Pe (pressão estática)	4400 psi à -3050	constante de Biot, α	1

A tabela 4 apresenta os valores utilizados para o modelo de Mohr Coulomb, os parâmetros geométricos do poço e as características da formação objeto de estudo deste trabalho.

Tabela 4– **Propriedades Mecânicas dos Materiais**

Propriedade	Aço	Gravel	Formação
E	30E6 psi	0,5-0,9 E6 psi	0,9-1,5E6 psi
ν	0,29	0,32	0,28-0,35
Coesão (Mohr Coulomb)	-	0 psi	100-300 psi
Ângulo de atrito (Mohr Coulomb)	-	30°	30°
Altura do modelo	6 pol		
Diâmetro do poço	8 ½ pol		
Comprimento da formação	90 pol		
Numero de furos do tubo base	72-84 furos/ft	-	-
OD do tubo base	5 ½ pol	-	-
ID do tubo base	4,892 pol	-	-
Ovalização do tubo base	0,5%		
Metalurgia	P110	-	-
Off set (conforme figura 4.2)	1 pol		

5.1.3 Propriedades Geomecânicas do Gravel

As propriedades mecânicas do pacote de *gravel* constituem um desafio para a implantação de um modelo que represente de maneira realista o comportamento do conjunto formação x *gravel* x tubo em função da ausência de dados disponíveis para o material e da sua influência no amortecimento das tensões que serão transferidas para o tubo base.

Foram realizadas diversas simulações numéricas comparando a transferência de tensão da formação para um tubo de 5 ½ polegada, 17 lbm/ft P110 em função do módulo de elasticidade do pacote de *gravel* (variando de 0,5 a 8E6 psi). Os resultados são apresentados nas figura 48 e 49.

A figura 48 apresenta a variação de tensões radiais (σ_1) e circunferenciais (σ_2) nas interfaces *gravel* x formação (G/F) e *gravel* x tubo (G/T) em função de diversos módulos de elasticidade do *gravel* mantendo o carregamento na formação constante. Foi utilizado carregamento hidrostático da formação.

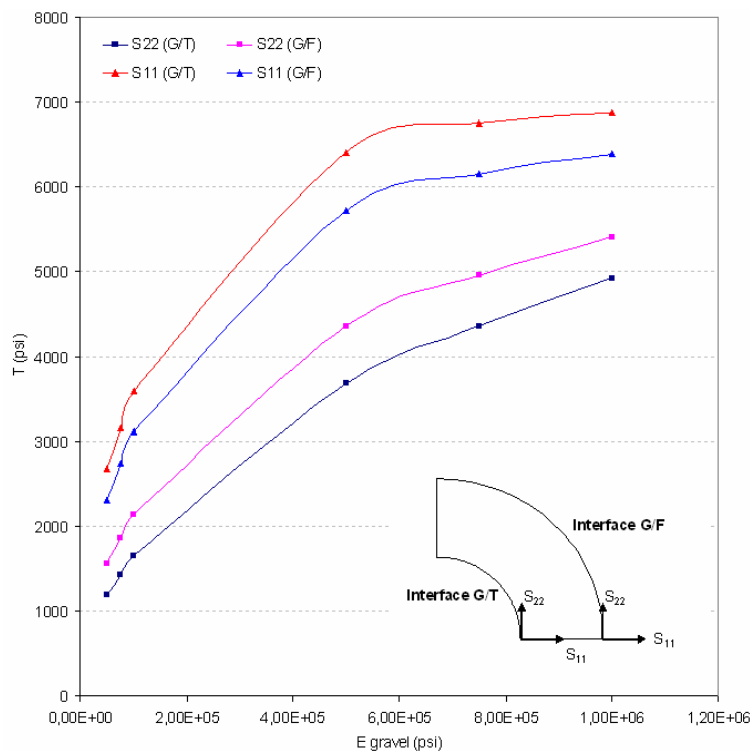


Figura 48 – Variação das tensões radiais e tangenciais nas interfaces G/F e G/T.

Pode-se verificar que a tensão circunferencial no tubo apresenta pequena variação para grandes variações do módulo de elasticidade do gravel para valores superiores a $5E+05$ psi na janela de espessura próxima à 0,3 polegadas.

Na figura 49 é apresentada a variação da tensão de Mises máxima no tubo na interface gravel x tubo (G/T) na posição vertical em função de diversos módulos de elasticidade do gravel mantendo o carregamento na formação constante. Foi utilizado carregamento anisotrópico da formação.

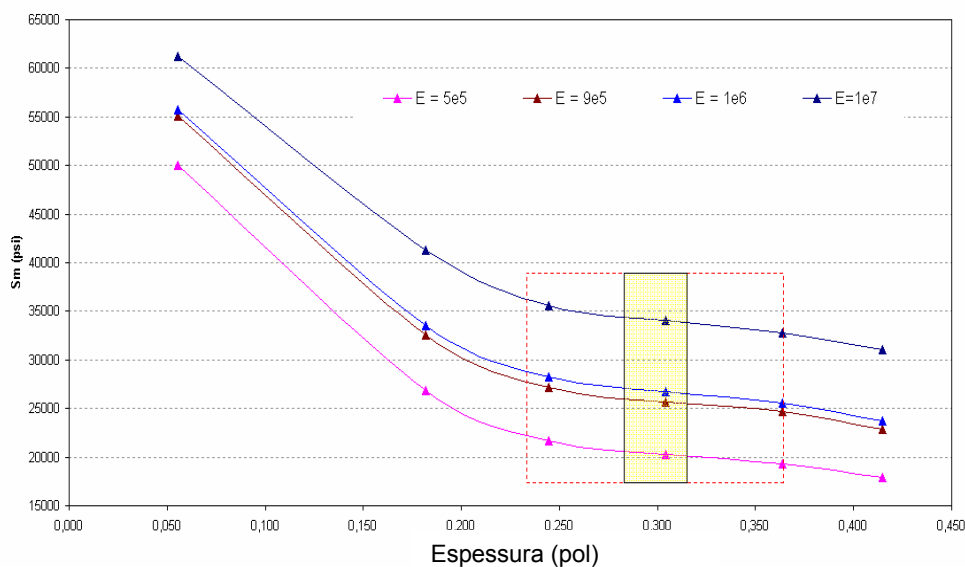


Figura 49 – Tensão de Mises no tubo em função módulos de Young do gravel.

A partir destes resultados o pacote de *gravel* foi modelado considerando seu módulo de elasticidade semelhante ao da formação e variando de $0,5E6$ psi a $0,9E6$ psi. Em todas as simulações considerou-se o gravel como um pacote de areia sem coesão, ou seja, $c = 0$.

5.2 Relações de Contato entre as Superfícies

O contato mecânico é um assunto amplo e complexo e não consiste no objeto direto de estudo deste trabalho, assim não serão descritos explicitamente nem abordados com profundidade. A diferença de resposta ao

carregamento submetido ao tubo base de conjuntos telados em modelos geométricos 2D em função dos diferentes modelos de contato foi avaliada. A partir destes resultados foi estabelecido o modelo de contato para a análise 3D. Apesar de existirem diversas relações para descrever o contato entre partículas com diferentes geometrias e natureza de comportamento, em função das restrições impostas pelo pequeno número de dados disponíveis para caracterizar o contato entre as superfícies de interesse, foram utilizados os seguintes modelos para a descrição do comportamento na interface gravel x tubo e gravel x formação:

1. Superfícies completamente aderidas sem deslocamento relativo entre si;
2. Contato normal elástico descrito segundo o modelo de Hertz para partículas rígidas;
3. Considerando a presença e ausência do atrito elástico;
4. Combinação entre os relações 2 e 3.

A modelagem da interface entre as superfícies de contato (tubo x gravel e gravel x formação) foi realizada através das facilidades disponíveis no pacote numérico comercial utilizado neste trabalho. Nesta ferramenta a modelagem de contato pode ser realizada de duas formas: através superfícies de contato ou de elementos específicos de contato. A maior parte dos problemas de engenharia pode ser modelada no ABAQUS™ utilizando superfícies de contato, reservando a modelagem através de elementos de contato para modelagem de problemas específicos. Neste trabalho, o contato foi modelado considerando a interação entre superfícies de acordo com os critérios apresentados no manual do pacote numérico utilizado.

5.2.1 Modelos Mecânicos de Contato Utilizados

Na mecânica dos sólidos o atrito entre partículas é normalmente relacionado com as propriedades básicas do material que podem ser facilmente determinadas em laboratório.

No entanto, nem sempre os modelos utilizados para descrever o comportamento no contato entre partículas consegue representar corretamente a

realidade em função da complexidade de efeitos que governam as relações de contato entre materiais de natureza diversa.

Apesar de existirem diversas relações que são utilizadas para descrever as forças e a cinemática do contato entre partículas somente a relação perfeitamente plástica será utilizada neste trabalho.

A figura 50 ilustra as relações de força e deslocamento entre duas partículas usadas para simulação do comportamento intragranular. A ativação do contato ocorre quando as esferas estão superpostas. As variáveis N e S representam a projeção da força de contato normal e tangencial, respectivamente, na direção do contato.

O valor para a força de contato no tempo $t + \Delta t$ é calculado a partir do tempo t usando a relação dada nas equações 5.9.

$$\begin{cases} N(t + \Delta t) = N(t) + k_n \Delta n \\ S(t + \Delta t) = S(t) + k_s \Delta s \end{cases} \quad (5.9)$$

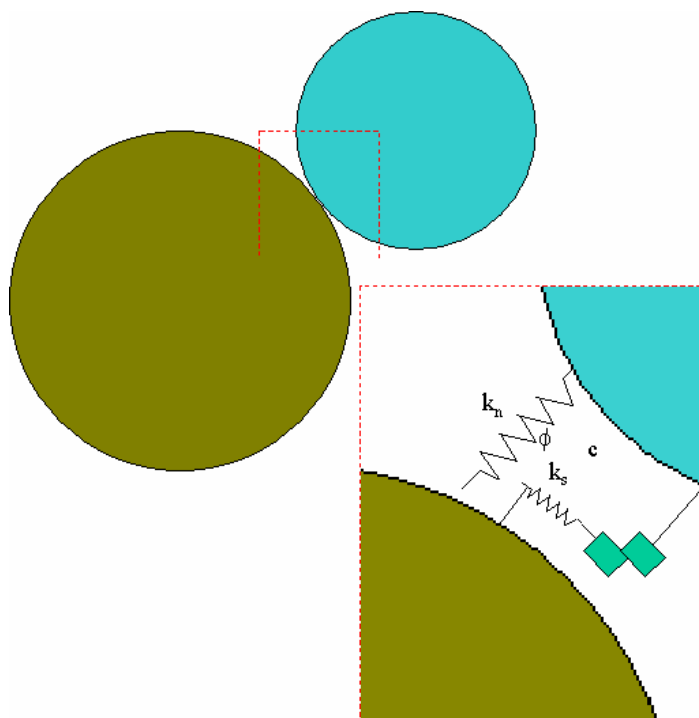


Figura 50 – Modelo para Contato gravel x formação elasto-plástico com atrito.

A interação mais simples entre superfícies que pode ser criada no ABAQUS™ é a que considera todo o movimento rotacional e translacional

transmitido entre as superfícies em contato, ligadas entre si como se estivessem coladas. Neste modelo não ocorre carregamento adicional ou dissipação de energia nas superfícies em função da presença de forças normais ou cisalhantes, simplesmente a superfície mestre é acompanhada pela superfície solidária.

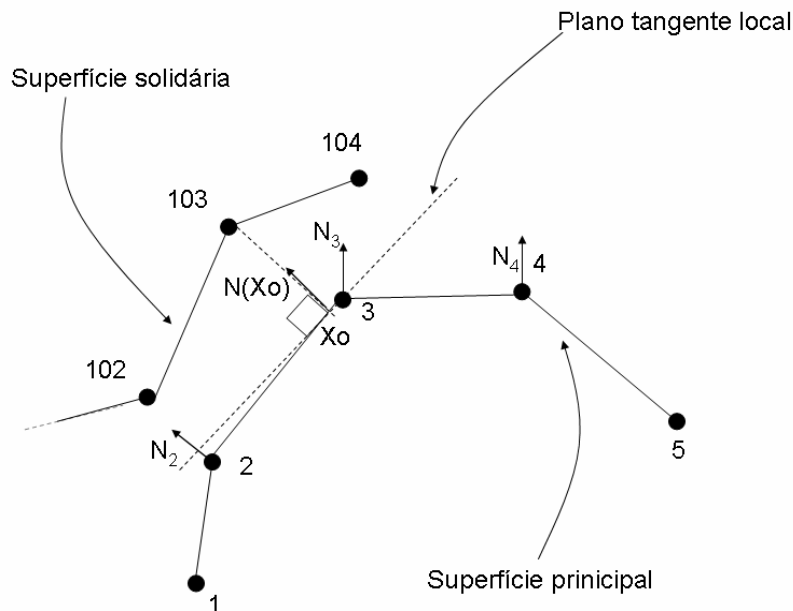


Figura 51 – Definição do ponto fixo e do plano tangente para o nó 103.

A formulação utilizada para pequenos deslocamentos entre as superfícies coladas considera os nós da superfície solidária (*Slave Surface*) restritos há uma interação local numa pequena área da superfície principal (*Master Surface*) definida através do estabelecimento de um plano tangente à superfície principal que não é transposto pelos nós da superfície solidária e é definido por um ponto denominado ponto de ancoragem X_o e pela orientação da superfície conforme apresentado na figura 56.

Definir um plano tangente e um ponto de ancoragem (fixo) para cada nó da superfície solidária em pequenos deslocamentos significa que o algoritmo do ABAQUS™ não precisa monitorar os nós individualmente necessitando assim de um menor custo computacional para a simulação numérica do modelo, em especial para modelos tridimensionais.

Após a simulação considerando as superfícies coladas, foi avaliada o caso para o contato normal entre as superfícies, descrito segundo a equação 5.10, quando:

$$\begin{cases} N = P, l = 0 \\ N = 0, l > 0 \end{cases}$$

Onde l é a distância entre as superfícies.

As forças cisalhantes transmitidas pelo atrito foram definidas em função de uma relação com a força normal segundo a definição do atrito através do modelo de Coulomb que assume que ocorre o movimento relativo entre as superfícies em contato quando a tensão cisalhante submetida entre os corpos é superior à tensão crítica proporcional à tensão normal e definida por:

$$\tau_{cri} = \mu P \quad (5.11)$$

Acima de τ_{cri} ocorre um movimento irreversível, e portanto plástico, entre as superfícies de contato com uma taxa de deslocamento relacionado com a tensão cisalhante na interface definida por:

$$\tau_i = k_s \gamma_i^{el} \quad (5.12)$$

Onde k_s é o módulo de rigidez cisalhante do material. Os valores considerados para a tensão normal e cisalhante são apresentados na tabela 5.

Tabela 5– **Valores de tensão considerados na modelagem da interface**

Modelo	N (psi)	S (psi)	Coefficiente de atrito
Colado	-	-	-
Normal sem atrito	6372	-	-
Atrito	-	1533 - 6132	0.25 ou 1
Combinado	6372	1533 - 6132	0.25 ou 1

Os resultados para as relações de contato acima apresentadas, considerando apenas a simulação numérica de modelos bidimensionais, são apresentados nas figuras 52 a 57.

Na figura 52 é apresentada a distribuição da tensão σ_2 no pacote de gravel para o modelo de contato que considera as superfícies gravel x

formação e gravel x tubo coladas para um carregamento σ_v e σ_h aplicado na formação e pressão interna do poço equivalente a hidrostática na profundidade vertical (conforme tabela 3). Pode-se verificar que o pacote de gravel é submetido a compressão em todo o seu volume.

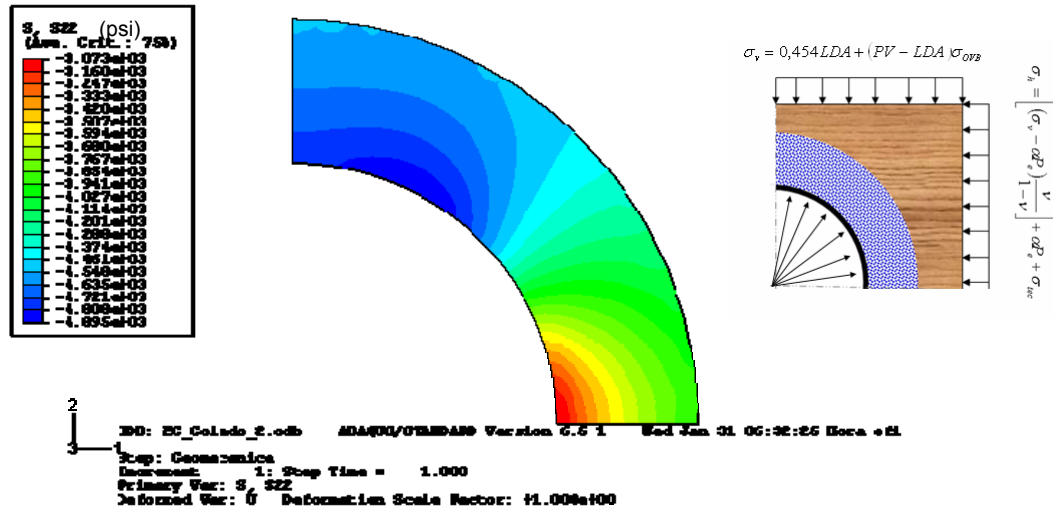


Figura 52 – Variação da tensão principal σ_{22} (em psi) no pacote de gravel considerando superfícies coladas

A figura 53 apresenta a distribuição de tensão radial na direção horizontal x (raio do poço) antes e depois da instalação do *gravel packing* para diversos modelos de contato. Pode-se observar a atenuação do comportamento plástico da formação pelo descarregamento de tensões sobre o corpo do tubo.

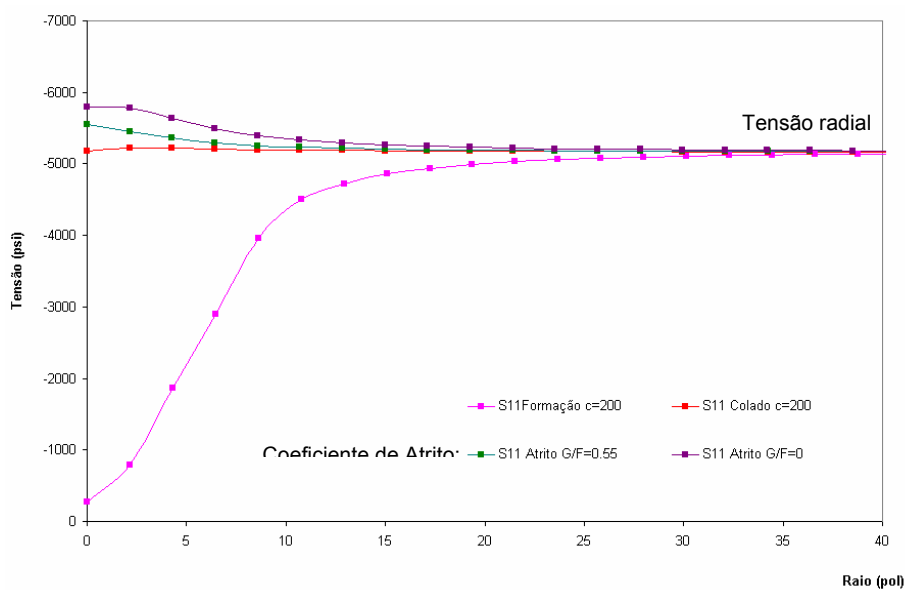
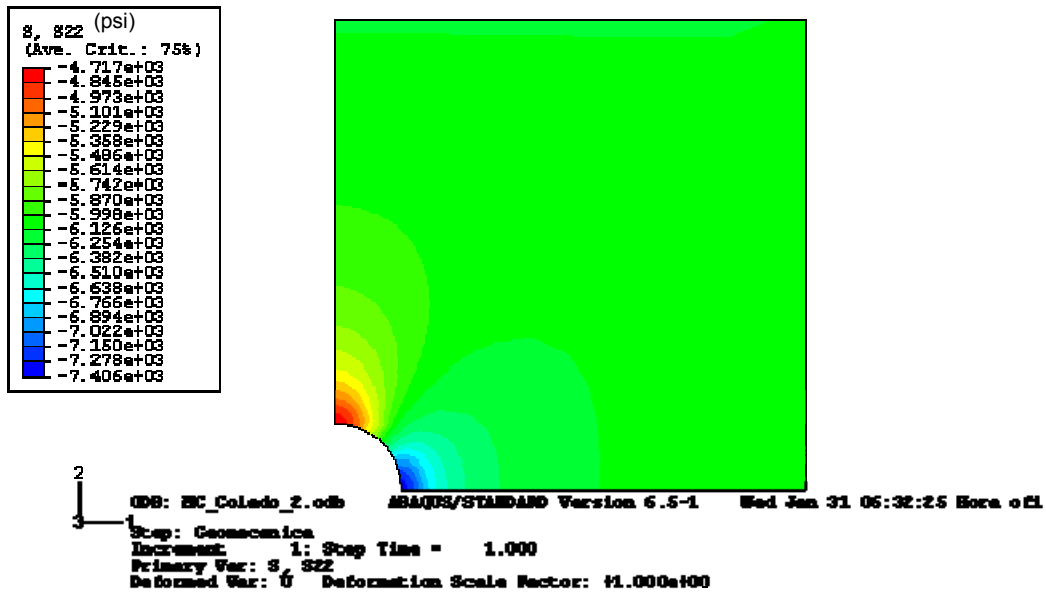


Figura 53 – Variação da tensão radial com o raio do poço.

Este efeito é evidenciado nas figuras 54 e 55 onde é verificada a manutenção da concentração de tensões próxima a parede do poço quando do acoplamento do tubo à formação. A figura 54 a e b ilustra as tensões principais σ_{22} na formação para os caso de acoplamento formação x gravel x tubo (figura 59 a) e no caso do carregamento apenas da formação (figura 54 b).

a)



b)

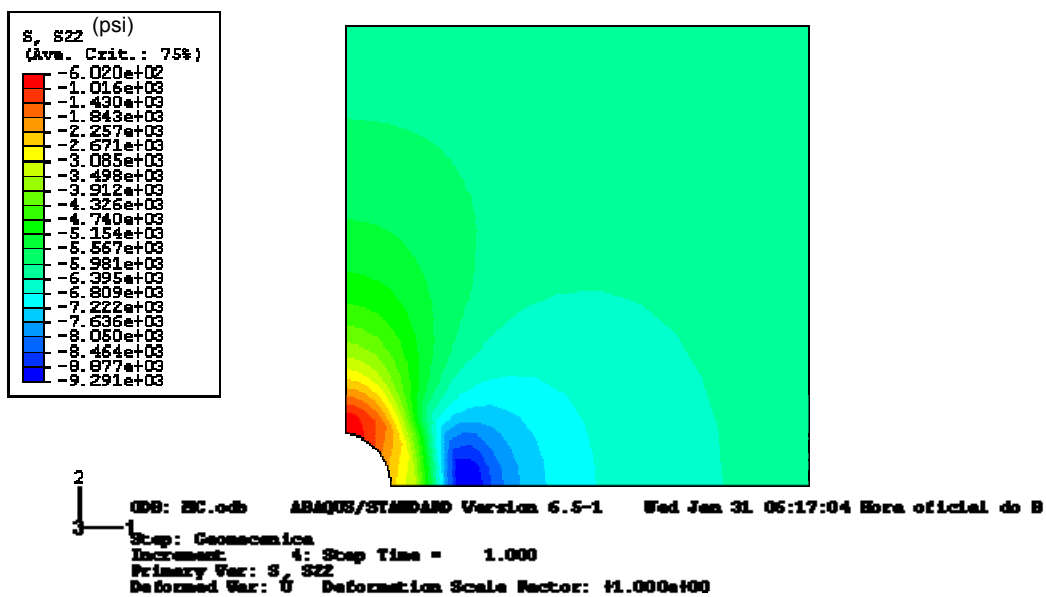


Figura 54 – Distribuição da tensão principal σ_{22} (em psi) na formação acoplada ao tubo (a) e não acoplada (b)

Em todos os casos analisados, a instalação do sistema de contenção de areia é suficiente para conter a deformação da formação, mantendo o estado de tensões ao redor das paredes do poço próximo ao estado original.

Nas figuras 55 (σ_{11}) e 56 (σ_{22}) são apresentados os resultados para a distribuição das tensões principais ao longo da seção AA (espessura do tubo) para diversos modelos de contato da interface gravel x tubo e gravel x formação.

Pode-se observar a maior amplitude de tensões impostas ao tubo (com valores de tração e compressão maiores) para o caso de considerarmos o coeficiente de atrito igual a 1 (ou seja a tensão cisalhante igual a tensão normal).

Nas análises 3D serão considerados os extremos destas curvas, ou seja, as superfícies coladas (modelo mais simples de contato) e com atrito entre as duas superfícies.

Na figura 59 é apresentada a distribuição da tensão de Mises no corpo do tubo, considerando: atrito entre as superfícies gravel x formação (coeficiente = 1) e gravel x tubo (coeficiente = 0.25) e componente normal dada de acordo com o modelo de Hertz. Pode-se observar que a tensão de Mises não ultrapassa o limite de escoamento do tubo.

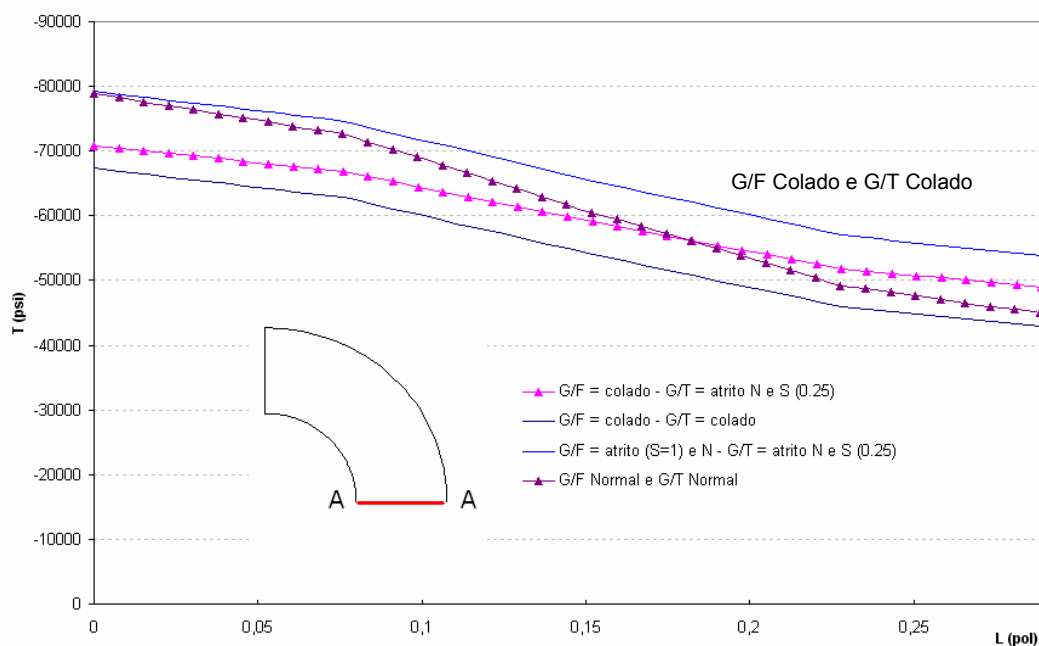


Figura 55 – Variação da tensão σ_{22} na seção AA com $\sigma_v = 6372$ psi e $\sigma_h = 5167$ psi.

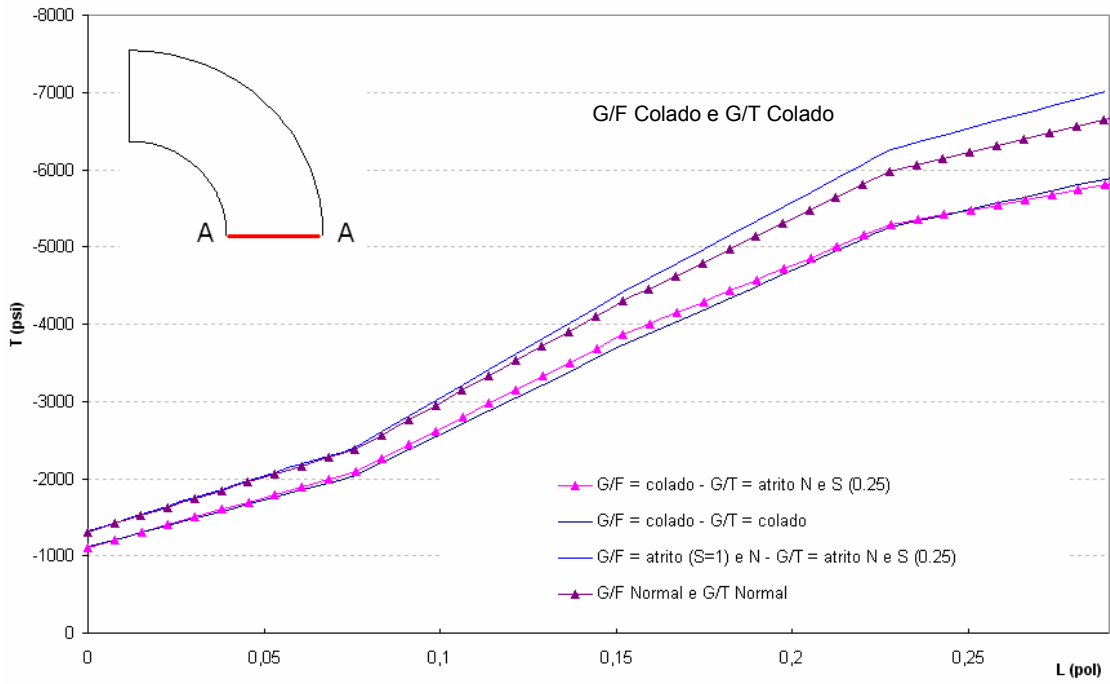


Figura 56 – Variação da tensão σ_{11} na seção AA com $\sigma_v = 6372$ psi e $\sigma_h = 5167$ psi.

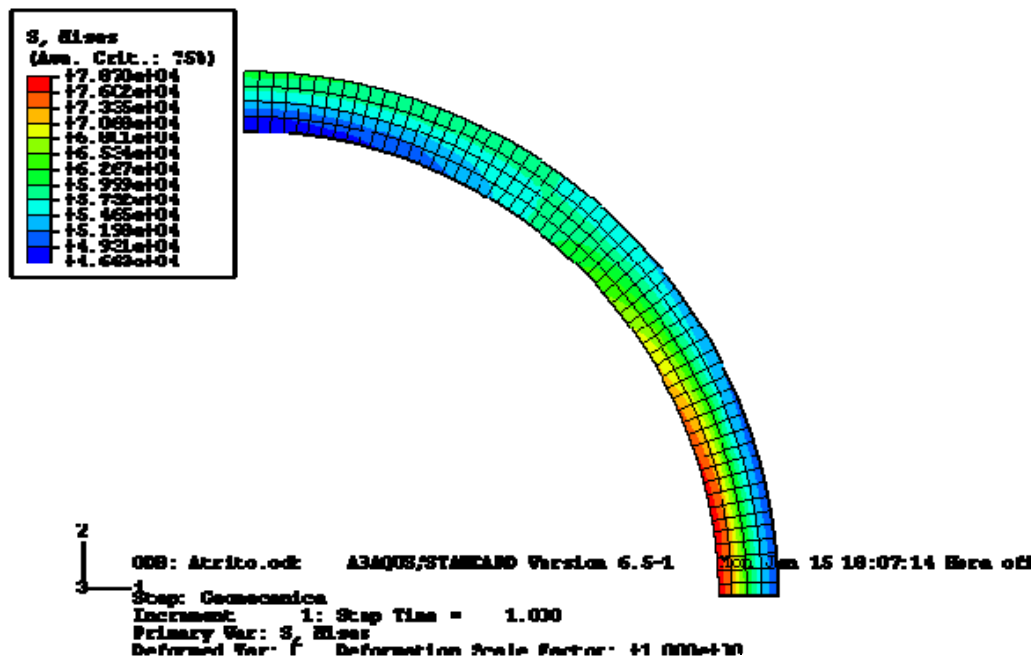


Figura 57 – Variação da tensão de Mises (em psi) no corpo do tubo considerando atrito entre as superfícies.

5.3 Modelagem Numérica Proposta

A discretização de problemas contínuos vem sendo utilizada ao longo dos últimos séculos para a solução do conjunto de equações diferenciais que governam a maioria dos problemas de engenharia. O método de elementos finitos (MEF) consiste na divisão do meio contínuo em um número finito de elementos com comportamento especificado por um número finito de parâmetros resolvendo o mesmo número de equações governantes em cada elemento iterativamente até a convergência segundo um critério pré-estabelecido.

A relação tensão-deformação descrita através de um modelo constitutivo permite computar as tensões e deformações no domínio de interesse através das relações de deformação-deslocamento e da utilização de uma lei elastoplástica de tensão-deformação. A seção seguinte apresenta sucintamente a formulação básica do MEF para a solução de problemas não lineares.

5.3.1 Solução de problemas não lineares pelo MEF

O problema básico da mecânica dos sólidos formulado em termos de deslocamento é dado pela equação (Zienkiewicz, 1989):

$$\int_V (B^T \sigma) dV + f = 0 \quad (5.13)$$

Onde o deslocamento e a deformação são obtidos respectivamente pelo sistema de equações definido abaixo (Zienkiewicz, 1989):

$$\begin{aligned} u &= Na \\ \varepsilon &= Lu = Ba \end{aligned} \quad (5.14)$$

Considerando um material isotrópico elastoplástico e o momento de plastificação de determinado ponto deste material, a relação tensão-deformação poderá ser descrita através da solução do sistema de equações dado por:

$$\sigma = D_{ep}(\sigma)\varepsilon \quad (5.15)$$

Onde σ é o vetor de tensões, D_{ep} é a matriz elastoplástica e ε a deformação.

Substituindo a equação 3.43 em 5.15 temos a tensão dada em termos das contribuições elásticas e plásticas para cada incremento n+1:

$$\sigma_{n+1} = D(\varepsilon_n - \varepsilon_n^p + d\varepsilon_{n+1} - d\varepsilon_{n+1}^p) \quad (5.16)$$

No procedimento implementado, a escolha da equação mais conveniente para obtenção do par tensão-deformação é feita em cada passo através da sua derivada em função do método de discretização e da natureza do problema analisado. A análise do modelo geomecânico apresentado neste capítulo foi implementada utilizando um pacote comercial generalista de elementos finitos, o ABAQUS™. A solução de problemas não lineares utilizando esta ferramenta computacional envolve:

1. A combinação de métodos incrementais e procedimentos iterativos;
2. A utilização do método mais apropriado (Newton Raphson, quase-Newton, Newton Modificado, etc...) para a solução do conjunto de equações não-lineares
3. Determinação do critério de convergência
4. Determinação do passo de incremento

Não houve necessidade (apesar da ferramenta apresentar esta alternativa) da utilização de critérios de convergência otimizados em rotinas implementadas pelo usuário. A utilização do pacote padrão da ferramenta foram suficientes para garantir a convergência nos problemas de interesse sem percalços e com tempo computacional razoável mesmo para simulações 3D.

O método de Newton Raphson é utilizado para a solução das equações de equilíbrio não lineares apresentadas ao longo dos capítulos 3 e 4. Neste método, uma solução da forma $a = a^N$ é estendida na forma de uma expressão:

$$F(a^{n+1}) \equiv F(a^n) + \left(\frac{dF}{da} \right)_n \Delta a^n = 0 \quad (5.17)$$

Se valor de a^{n+1} é definido por:

$$a^{n+1} = a^n + \Delta a \quad (5.18)$$

E a representação da matriz tangente (Jacobiana) é dada por:

$$\frac{dF}{da} \equiv \frac{dP}{da} \equiv K_T(a) \quad (5.19)$$

O valor de a^{n+1} pode ser obtido através das combinações das equações 5.18 e 5.19, utilizando ou a matriz Jacobiana ou a sua inversa (no caso de Newton Modificado), para a obtenção do incremento de a (Δa)

$$\Delta a^n = -\left(K_T^n\right)^{-1} F^n = -\left(K_T^n\right)^{-1} (P^n + f) \quad (5.20)$$

As limitações do método de Newton são bem conhecidas, apresentando problemas de convergência na busca de soluções para funções que não sejam bem comportadas.

Para o caso aqui estudado, em especial, em modelos 2D a convergência é geralmente encontrada com passos pequenos visando a varredura da função em busca da convergência sem ser notado o custo adicional para a determinação da matriz Jacobiana (ou seja, da derivada da função) em cada passo do procedimento.

A principal vantagem do método de Newton-Raphson é obtida quando a estimativa inicial se aproxima da solução final exigindo assim a realização de poucas iterações. Não foi verificada queda nas taxas de convergência quando comparadas aos métodos de quasi-Newton e Newton-Raphson modificado, em especial, na simulação de modelos 2D.

No caso de simulações 2D e 3D a utilização de método de Newton modificado, evitando o cálculo de derivadas da função a cada passo, fazendo $K_T^n = K_T^0$ pode ser utilizado melhorando a taxa de convergência.

A análise de materiais elasto-plásticos pelo método de elementos finitos pode também ser realizada de forma exclusivamente incremental

utilizando um processo iterativo para a solução do problema. Neste processo, em cada passo da busca pela solução, incrementos de força são aplicados e os respectivos deslocamentos são calculados pelas relações descritas a partir das equações de equilíbrio. A figura 58 ilustra o esquema da busca da solução através do método de Newton-Raphson.

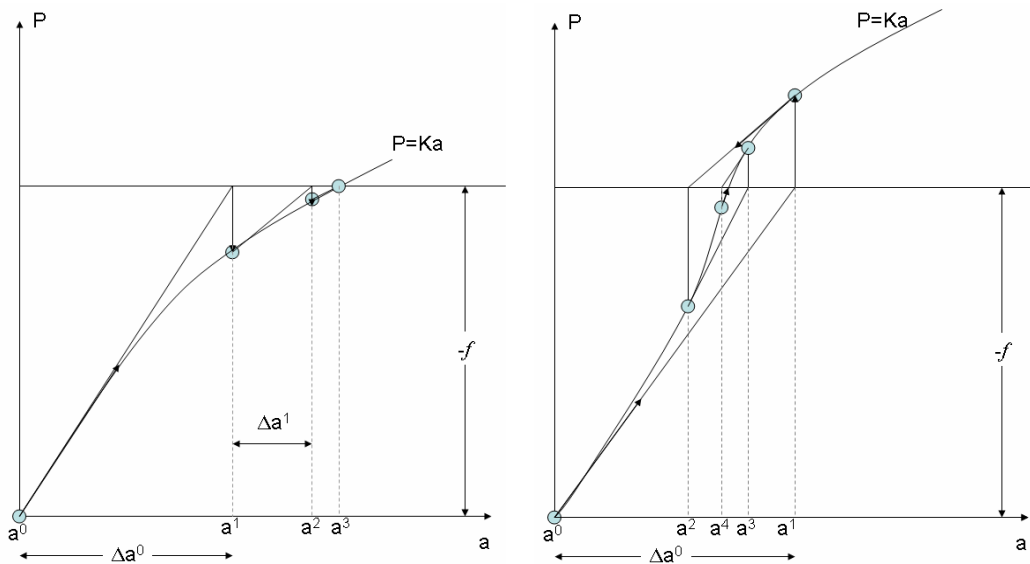


Figura 58 – Busca da Convergência pelo Método de Newton-Raphson

5.3.2 Elementos Finitos Utilizados nos Modelos Simulados

A ferramenta de modelagem numérica utilizada neste trabalho contém uma biblioteca de elementos sólidos para aplicações bi e tri-dimensionais, incluindo elementos triangulares, quadrilíneos, cúbicos, tetraédricos e elementos de aresta de primeira e segunda ordem.

Além destes, existe uma ampla gama de elementos que permite a implementação e simulação de modelos nas mais diversas situações de engenharia e dimensionalidade espacial. Neste trabalho, em função da natureza do problema, foram utilizados elementos bi e tri-dimensionais para simulação do estado plano de deformação.

A escolha dos elementos utilizados neste trabalho foi realizada visando atender às seguintes recomendações apresentadas no manual do ABAQUS™:

1. Garantir que os elementos não apresentem distorções significativas, fazendo uma análise de geometria dos elementos da malha antes do início da simulação (facilidade disponível no pacote computacional utilizado);
2. Nas simulações que envolvem superfícies de contato ou distorções significativas da malha foram utilizados, preferencialmente, elementos triangulares e quadrilíneos (no caso 2D), tetraédricos e cúbicos (para os problemas 3D) modificados reduzindo problemas de convergência ou anomalias de borda.
3. Caso existam distorções geométricas graves na malha aumentar o seu refinamento ou utilizar elementos de 1ª ordem.

A figura 59 ilustra alguns tipos de elementos de segunda ordem (com nós de integração nos pontos médios de seus lados) triangulares, quadrilíneos, tetraédrico e cúbicos (tipo *brick*) usados neste trabalho.

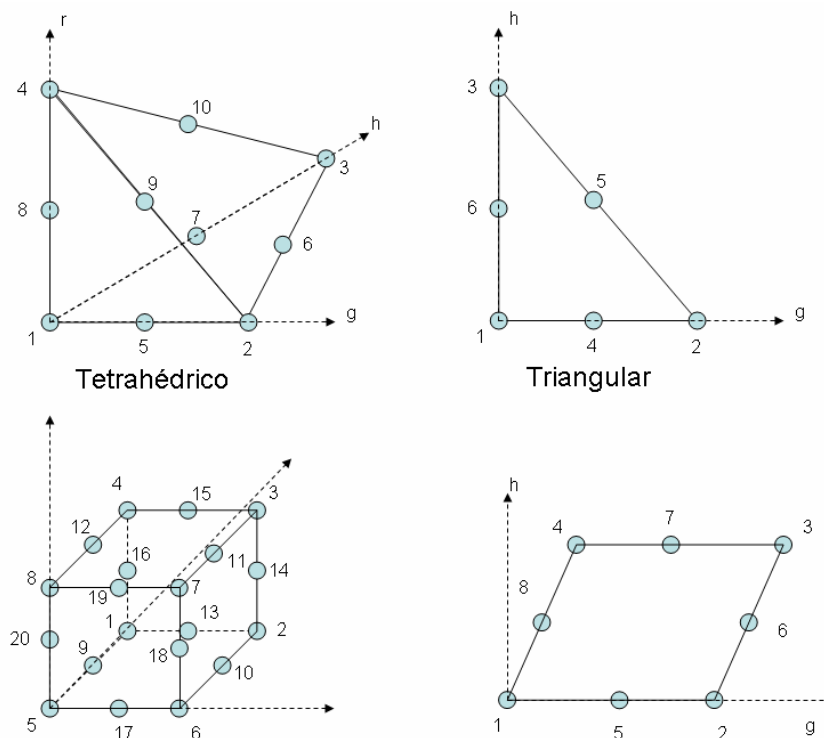


Figura 59 – Elementos isoparamétricos utilizados nas simulações com o ABAQUS™.

Os elementos triangulares apresentam um esquema de nós de até 6 pontos e são integrados usando funções polinomiais de 4ª ordem segundo Cowper (1973). O correspondente 3D para elementos quadrilíneos possui até

27 nós de integração fornecendo uma boa resposta para o cálculo da deformação para elementos bem dimensionados.

Uma malha de elementos quadrilíneos bem distribuída foi obtida sem distorção significativa tanto para os modelos 2D (onde este fato é menos crítico) quanto para os modelos 3D (especialmente avaliado no modelo do tubo base perfurado) conforme apresentada na figura 60.

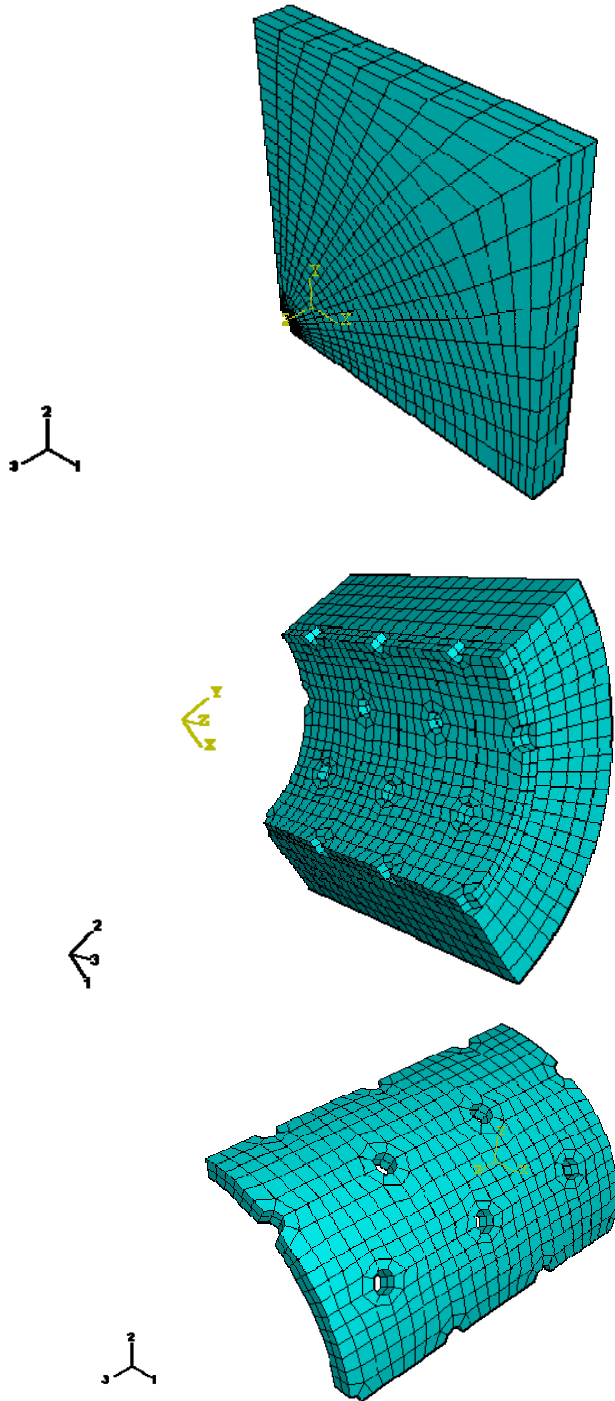


Figura 60 – Malha de elementos na simulação 3D para o conjunto tubo x gravel x formação.

6 Análise e Discussão de Resultados

Neste capítulo são apresentados os resultados das simulações 3D para tubos base com diferentes furações considerando cenários extremos que poderiam levar ao colapso das telas utilizadas em sistemas de contenção de areia de poços horizontais.

Nas simulações 3D realizadas o poço foi modelado como um paralelepípedo recortado da seção horizontal e com centro do poço coincidindo com um dos seus vértices e dimensões 90 x 90 x 6 polegadas (comprimento, altura, largura). Assumiu-se também que o poço foi perfurado alinhado com o eixo de menor tensão e com as condições de simetria conforme apresentado na figura 61.

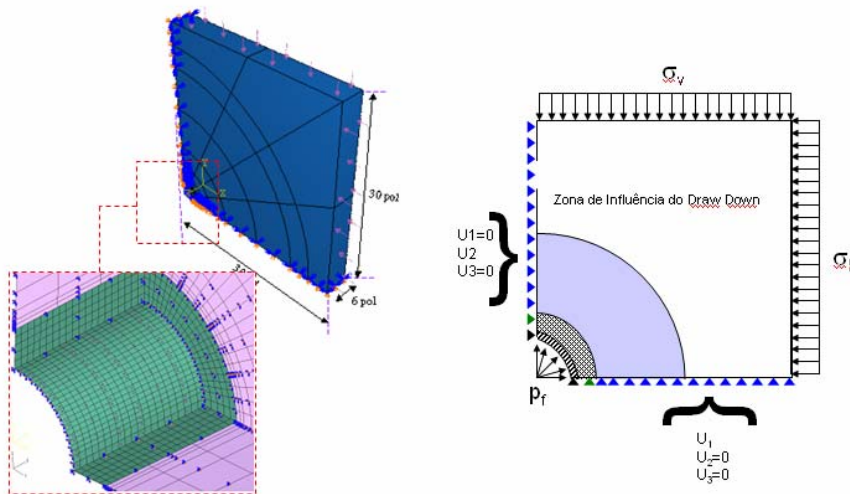


Figura 61 – Esquema dos modelos simulados

As simulações foram realizadas para 4 tipo de tubos base com densidade de 72 e 84 furos/pé e diâmetro de furos de $\frac{3}{8}$ e $\frac{1}{2}$ polegadas. Nestas análises, o carregamento foi considerado de duas formas: primeiro mantendo o interior do tubo vazio seguindo a recomendação da API *Bulletin 5C3* para o projeto e dimensionamento de tubos utilizados em colunas de produção e, em seguida levando em conta o drawdown de 100 psi aplicado na parede do poço..

Apesar do primeiro cenário analisado ser de ocorrência improvável, ele foi analisado para verificar o comportamento do tubo base numa condição extrema de carregamento.

Na apresentação dos resultados é feita uma comparação com as simulações realizada para o poço perfurado, ou seja, antes da instalação do granel e com a aplicação da pressão hidrostática do fluido de perfuração nas superfícies internas da parede do poço, granel ou formação variando de 0 a 4900 psi (referente a pressão fornecida pela coluna de fluido de completção com 9,0 ppg na profundidade vertical de 3200 m).

Os resultados são apresentados em forma de gráficos tensão x raio no eixo horizontal (eixo x ou 1 conforme ilustrado nas figuras deste capítulo) ou na forma de campos de tensões principais, deformações e Mohr Coulomb (definida no capítulo 3) para a formação e tensões de Mises (definida no capítulo 4) para o tubo. Na tabela 6 é apresentado um resumo das propriedades utilizadas nos modelos simulados bem como suas características principais.

Tabela 6 – **Especificação do modelo em função de cada cenário.**

Propriedades Analisadas		Valor considerado
Geometria do Modelo	C (pol)	30
	L (pol)	6
	A (pol)	30
Propriedades Geomecânicas da Formação	c (psi)	300
	Φ (graus)	30
	E (psi)	1,00E+06
	ν	0.28
	σ_v (psi)	6132
	σ_h (psi)	5347
	$P_{hidrostatico}$ (psi)	0
Propriedades Geomecânicas do Gravel	c (psi)	0
	Φ (graus)	30
	E (psi)	5,00E+05
	ν	0.29
Propriedades mecânicas do Tubo Base	E (psi)	3,00E+07
	ν	0,3
	Rc (psi)	110000
	OD (pol)	5,5
	ID (pol)	4,892
	Ovalização	0,50 a 1%
	C (pol)	6
	# de furos	72 a 84 furos/pé
d_{furos}	$\frac{3}{8}$ e $\frac{1}{2}$ pol	
Modelo de Contato	G x T	Colado/Atrito
	G x F	Colado/Atrito

6.1 Cenário 1: Sem Pressão Interna no Tubo

Durante a instalação do sistema de contenção de areia tipo *gravel packing* e a sequência de operação de completação até a indução de surgência e produção do poço (descritas no capítulo 2), é pouco provável de ocorrer uma situação onde o interior do poço esteja vazio com pressão interna próxima à pressão atmosférica. Uma possibilidade, pouco provável e decorrente de falha operacional, seria considerar o descarregamento do anular e coluna de produção até uma válvula fechada logo acima do packer, seguida de abertura da válvula da coluna, comunicando instantaneamente todo o conjunto telado com a pressão próxima à atmosférica (conforme esquema ilustrado na figura 62). Esta situação seria decorrente de uma falha operacional ou de procedimento, uma vez que os equipamentos instalados no poço não suportariam um diferencial de pressão tão grande (próximo a 5000 psi) colocando em risco a integridade não só dos tubos mais da própria válvula de isolamento e do pacote de cerâmica.

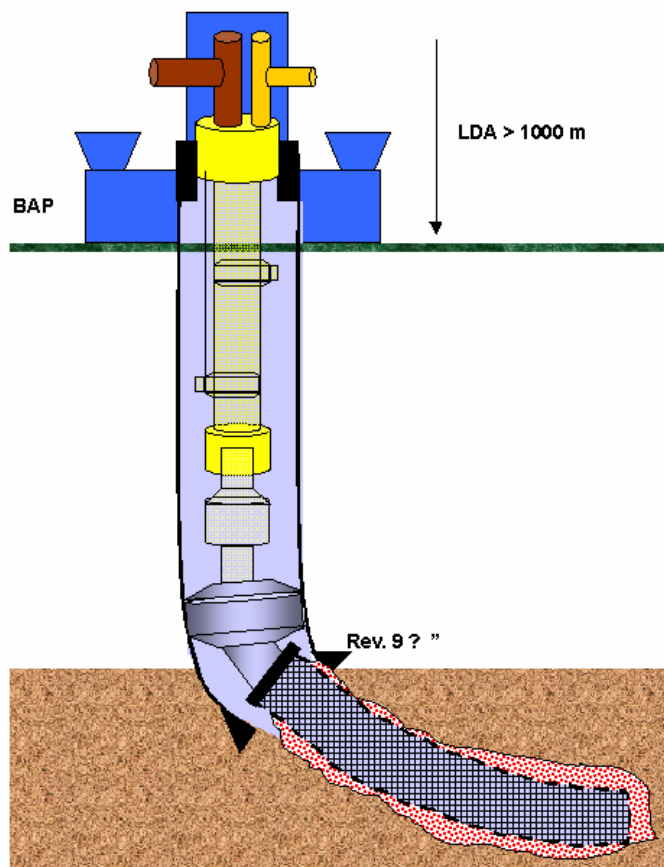


Figura 62 – Esquema de poço representado no cenário 1

A seguir os resultados para a simulação 3D para a formação considerando somente o carregamento da formação (ou seja, a pressão interna nula) que servirá como parâmetro comparativo e identificação do efeito de contenção mecânica proporcionado pelo tubo base. Na figura 63 é apresentado o campo de tensão principal (no caso σ_2) para um poço de 8 ½ polegadas de diâmetro com pressão interna nula atuante em suas parede.

Pode-se observar o avanço da concentração de tensão da parede do poço para a formação, conforme os resultados apresentados no capítulo 3, evidenciando a plastificação das regiões próximas a parede do poço.

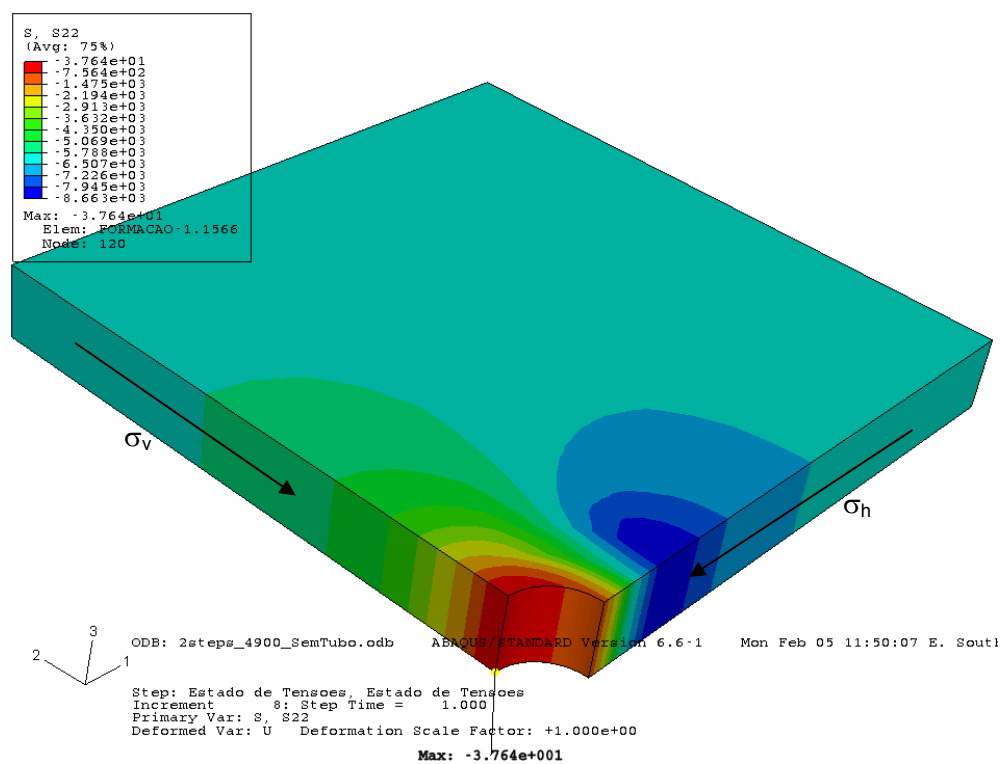


Figura 63 – Campo de tensão principal σ_{22} para a formação sem o tubo de acordo com as condições da tabela 6.

Na figura 64 é apresentado o campo de tensões de Mohr Coulomb para as mesmas condições descritas para a figura anterior. Pode-se observar a região de plastificação da formação na parte baixa do modelo compatível com os resultados encontrados no capítulo 3 e com a região esperada para o colapso da formação por cisalhamento (*breakout*).

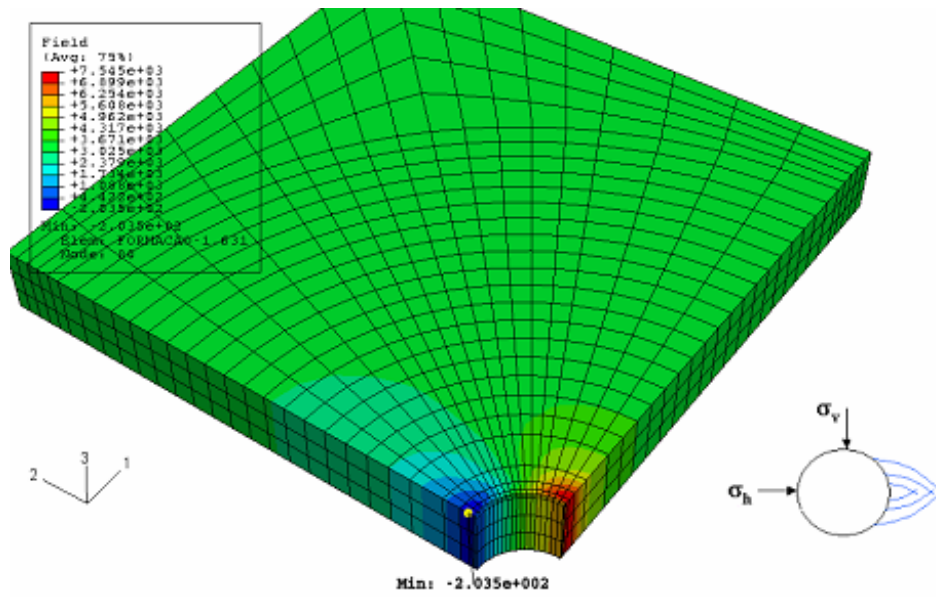


Figura 64 – Campo de tensões de Mohr Coulomb (em psi) para a formação sem o tubo de acordo com as condições da tabela 6.

A figura 65 apresenta os resultados para a variação das tensões principais ao longo do eixo horizontal do poço. Pode-se verificar a atenuação da área concentração de tensões e com o aumento da pressão interna indicando a estabilização das paredes do poço.

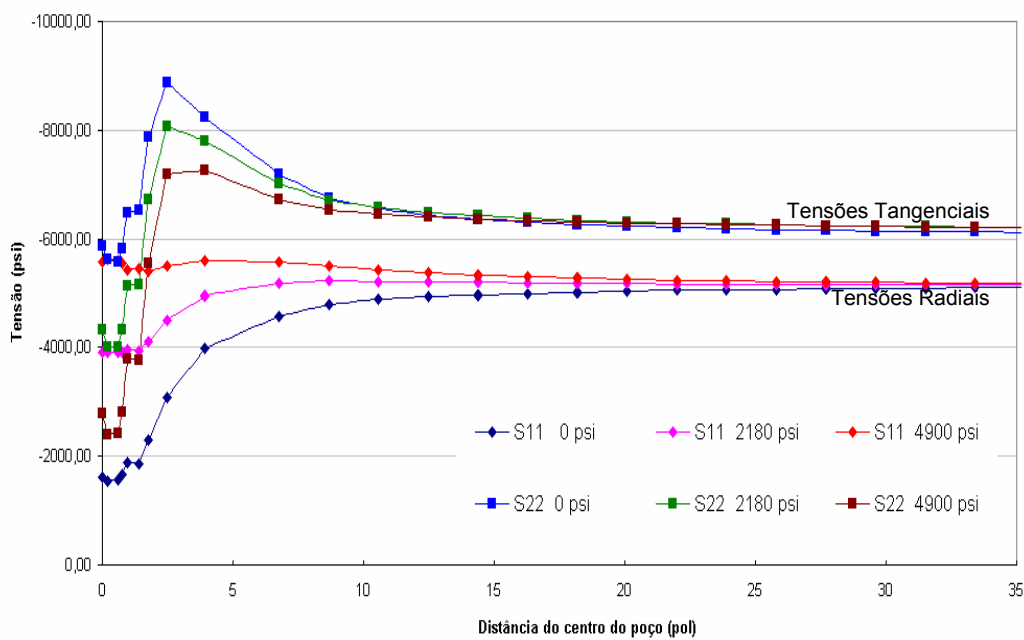


Figura 65 – Campo de tensões de Mohr Coulomb para a formação sem o tubo de acordo com as condições da tabela 6.

A figura 66 ilustra o campo de deformação plástica quando a formação esta submetida às mesmas condições simuladas para obtenção dos resultados apresentados nas figuras 63 e 64.

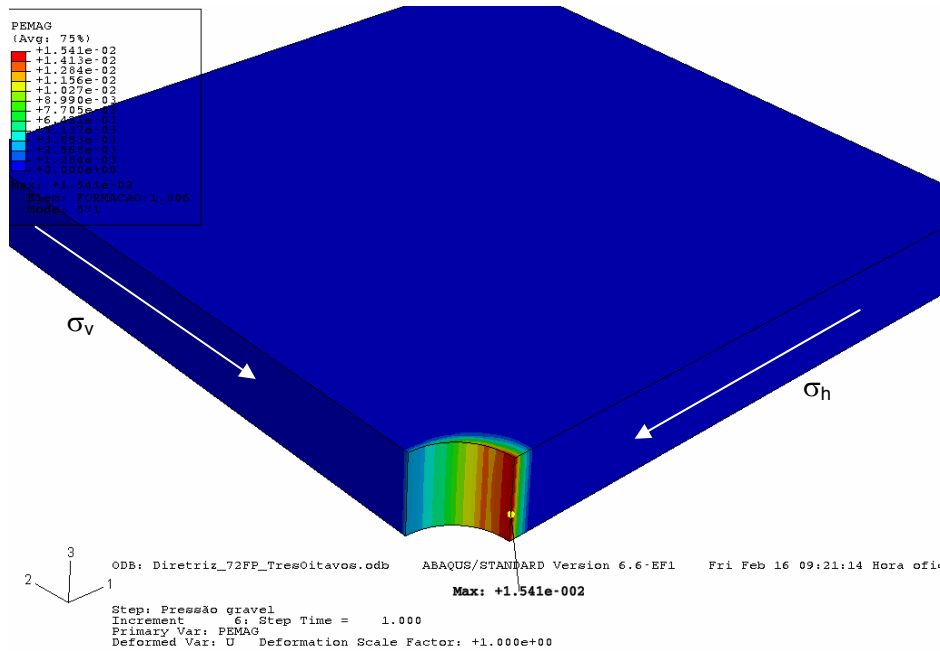


Figura 66 – Superfície de deformação plástica em polegadas na parede do poço após a perfuração

Pode-se observar a área de deformação plástica da formação quando submetida ao carregamento sem a presença do tubo base como elemento de contenção mecânica (logo após a perfuração do poço) evidenciando a possibilidade de ruptura da formação na região esperada para o colapso por cisalhamento. A grande região plastificada pode ser justificada pela simulação com pressão interna nula.

A figura 67 ilustra o campo de tensões principais na formação em um sistema acoplado formação, gravel e tubo (72 furos/pé com furos de ½ polegadas) considerando as interfaces coladas. Pode-se observar a manutenção das áreas de concentração de tensões próximas à parede do poço e a redução do avanço de deformação registrado na figura 63 (quando não foi considerado o conjunto de telas instalado) indicando o efeito de contenção mecânica proporcionado pelo conjunto gravel - tubo.

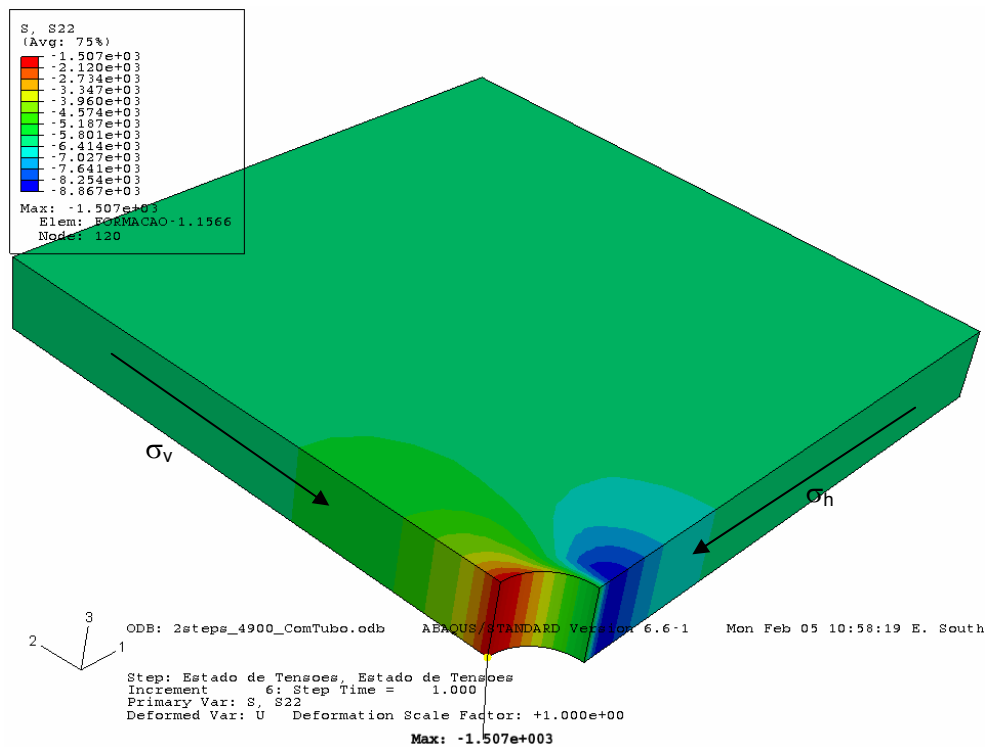


Figura 67 – Campo de tensões tangenciais (em psi) para a formação com o tubo acoplado.

A comparação entre as figuras 63 e 67 evidencia qualitativamente o efeito de contenção mecânica do tubo base evitando a propagação das tensões para a formação e reduzindo a possibilidade de ocorrer zonas de ruptura próximas a parede do poço, conforme ilustrado na figura 66.

A figura 68 apresenta a distribuição da tensão circunferencial na formação com a distância do centro do poço considerando o acoplamento gravel x formação e suas interfaces coladas. Pode-se verificar o efeito de contenção mecânica do tubo base confirmando que não ocorre avanço da concentração de tensão para a formação, mantendo os maiores fatores de concentração próximos à parede do poço.

O maior efeito de concentração de tensão nas paredes do poço é observado para os tubos com maior abertura (72 furos/pé com $\frac{1}{2}$ polegada e 84 furos/pé com $\frac{3}{8}$ polegadas). Isto pode ser justificado pela maior deformação do tubo base em função da concentração de tensões ao redor do furos, conforme pode ser observado na figura 69, o que levaria ao maior deslocamento da formação.

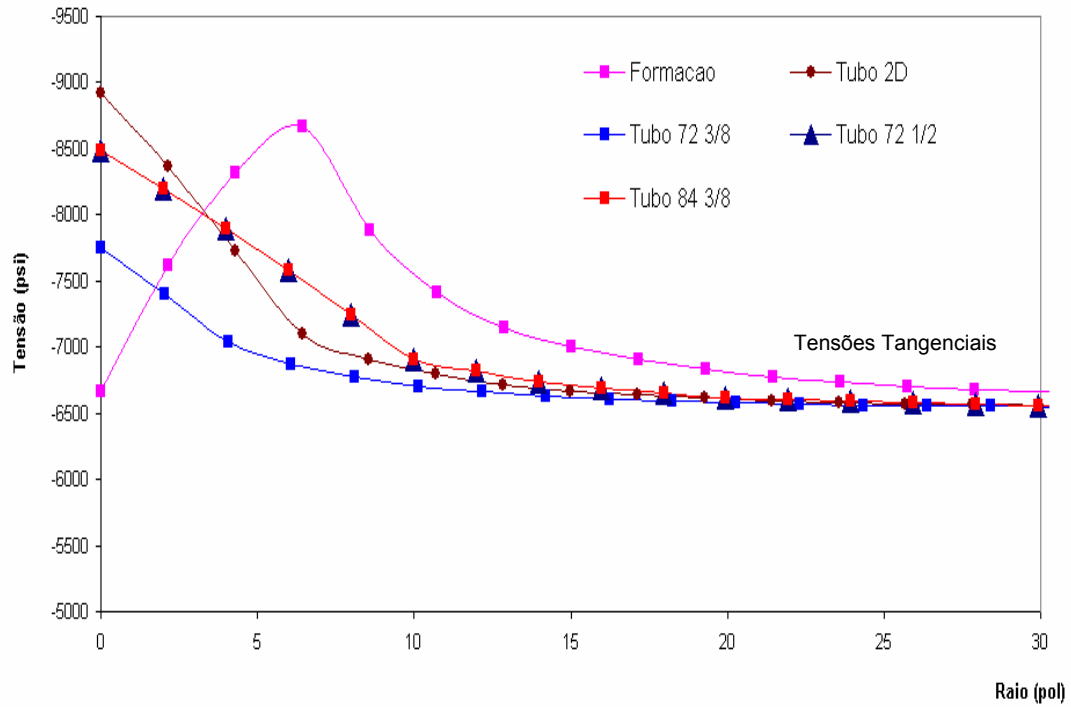


Figura 68 – Variação da tensão tangencial na formação em função do raio do poço.

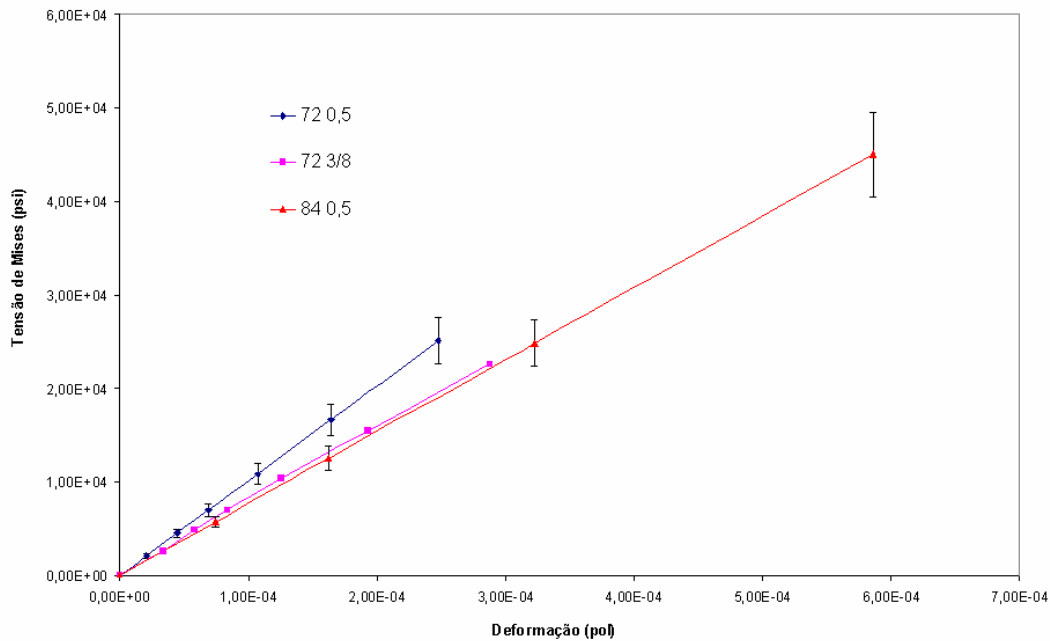


Figura 69 – Variação da Tensão de Mises com a deformação.

Nas figuras 70 a 72 são apresentados os resultados para a distribuição das tensões de Mises nos modelos 3D para o tubo base nas condições descritas na tabela 6.

Os resultados encontrados são compatíveis com os obtidos para as simulações de modelos 2D. No entanto, os modelos permitem verificar o efeito de concentração de tensões ao redor dos furos do tubo base justificando a análise 3D do tubo para a otimização do tipo de furação. Em nenhuma simulação realizada foram verificadas regiões onde a tensão de Mises ultrapassou o limite de escoamento nos tubos 72 ou 84 furos/pé, 17 lb/pé fabricados com grau de aço P110.

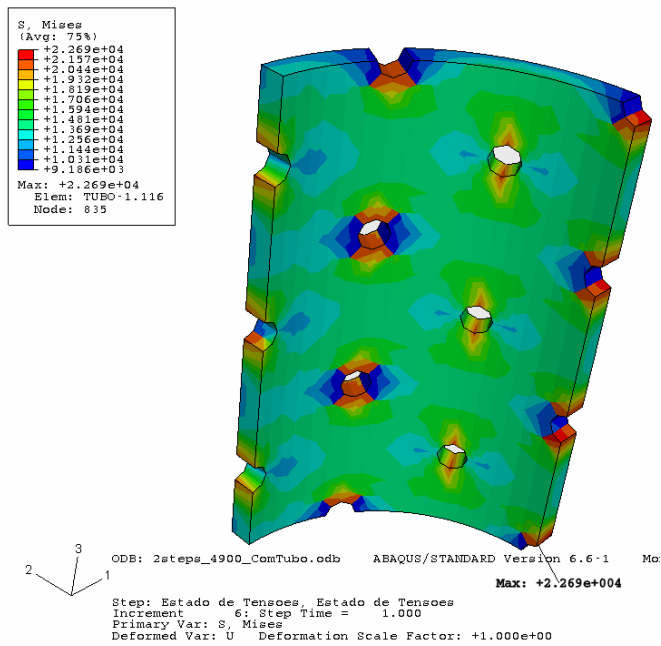


Figura 70 – Tensão de Mises (em psi) no tubo base com 72 furos/pé e furos de 3/8 polegadas.

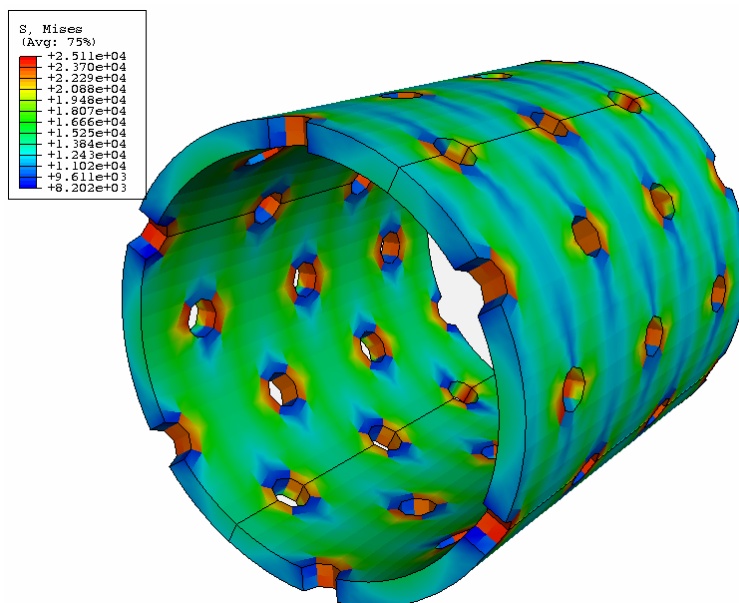


Figura 71 – Tensão de Mises (em psi) no tubo base com 72 furos/pé e furos de 1/2 polegadas.

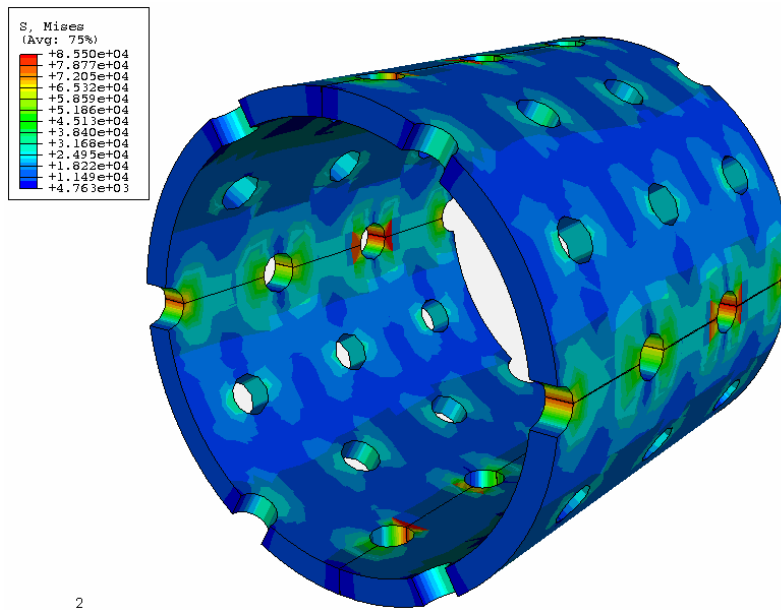


Figura 72 – Tensão de Mises (em psi) no tubo base com 84 furos/pé e furos de ½ polegadas.

Na figura 73 é apresentada a variação da máxima tensão de Mises em função da área aberta ao fluxo e do número de furos do tubo base para os modelos 3D com 0,5% de ovalização. Pode-se observar um aumento significativo do máximo valor da tensão de Mises para os tubos com 84 furos de ½ polegadas por pé. Isto é um indício da influência do tipo de furação na distribuição de tensões no corpo do tubo. Em nenhum dos casos, os valores máximo da tensão de Mises ultrapassaram o limite de escoamento para os tubos com furação de ⅜ de polegada.

O tubo com 72 furos/pé e diâmetro de furos ½ polegadas também não apresentou valores de tensão de Mises que ultrapassassem o limite de escoamento do material. Nestes 3 casos, considerando uma ovalização do tubo de 0,5 %, o grau do aço poderia ser reduzido para N80 considerando tubo 5,5 polegadas 17 lb/pé.

Apesar das simulações para o tubo de 84 furos de ½ polegada indicarem valores máximo de tensão de Mises superior ao limite de escoamento para um aço com grau N80, as simulações foram realizadas em um cenário extremo de operação, com baixa probabilidade de ocorrer ao longo da vida produtiva do poço. Assim, a alternativa de utilizar tubos com 84 furos/pé e

diâmetro de furo de ½ polegada com grau de aço N80 não acarretaria em risco operacional para o poço no que diz respeito ao colapso.

Tensão Máxima de Mises (psi)

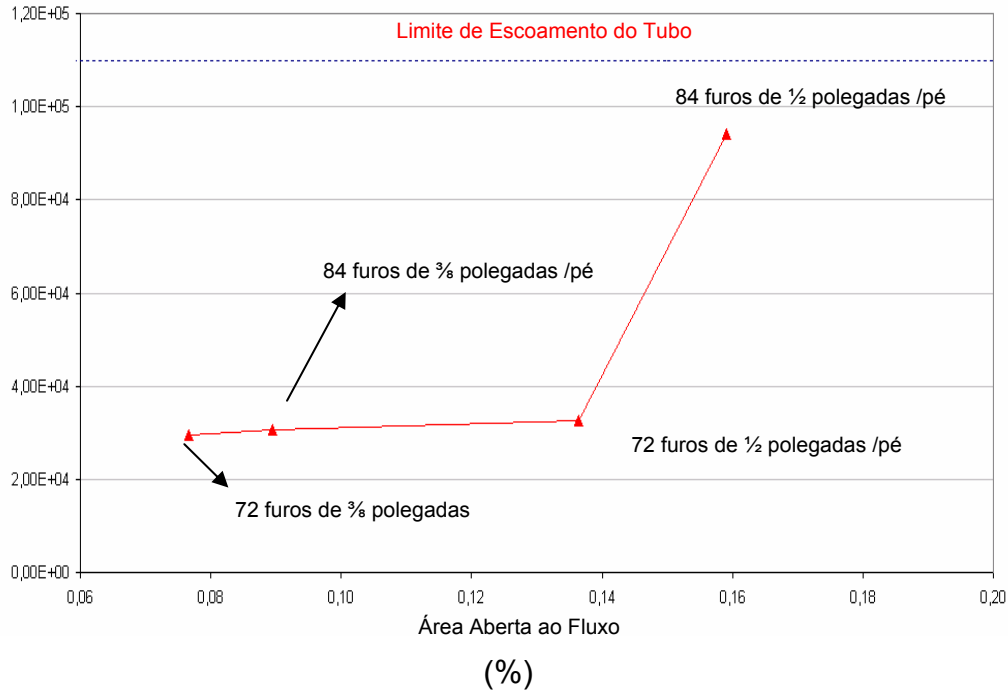


Figura 73 – Variação da Tensão de Mises com a área aberta ao fluxo.

A seguir são apresentadas as simulações para o caso de um modelo de contato considerando atrito na interface gravel x tubo e força normal atuante na interface gravel x formação e draw down de 100 psi.

6.2 Cenário 2: Pressão Interna e Draw Down

O cenário analisado na seção anterior é pouco provável de ocorrer e submete o tubo base à uma sollicitação muito superior ao carregamento previsto durante a vida produtiva do poço. Nesta seção será avaliado o carregamento submetido ao conjunto telado quando do início da produção do poço num cenário mais realista. Nas simulações realizadas, o draw down, ou seja, a diferença entre a poropressão e a pressão de fluxo é aplicada na parede do poço (superfície interna da formação) e o efeito sobre a tela é determinado considerando o contato entre as superfícies gravel x tubo e gravel x formação

descritos de acordo com os valores apresentados na tabela 5 e os modelos apresentados no capítulo anterior. A figura 74 ilustra um corte na seção transversal do poço e as condições de contorno consideradas nesta seção.

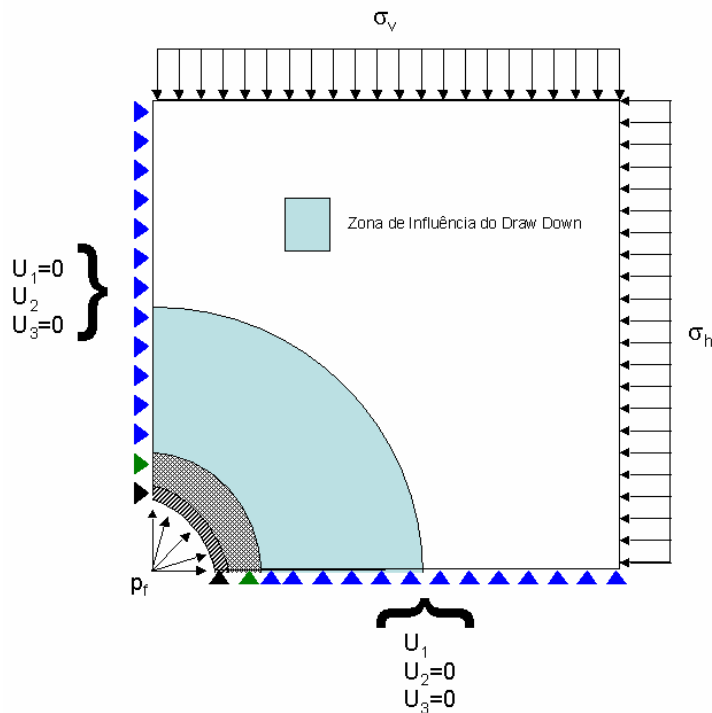


Figura 74 – Condições de contorno consideradas na simulação do draw down.

As simulações foram realizadas em três etapas: na primeira inicia-se a sollicitação da formação com as tensões verticais e horizontais, em seguida introduz-se a pressão do fluido de completação aplicada na superfície interna da parede do poço (neste momento a pressão de hidrostática está atuando na parede do poço) e na terceira etapa reduz-se a pressão hidrostática até a pressão de fluxo e aplica-se a pressão de draw down na superfície externa do granel.

Em função das etapas consideradas e da aplicação de pressões na superfície do granel e do tubo, o modelo de contato não foi considerado como superfícies coladas evitando o efeito de uma sollicitação extra sobre o tubo em função do deslocamento da superfície do granel e da conseqüente tração sobre o tubo.

A figura 75 ilustra o efeito do carregamento adicional sobre na parede do tubo em função do deslocamento do granel quando do carregamento hidrostático de 3500 e 4900 psi aplicado na superfície da formação. A tração

exercida na parede do tubo deve-se ao deslocamento do gravel no sentido da formação, puxando o tubo na mesma direção por estarem com as superfícies coladas.

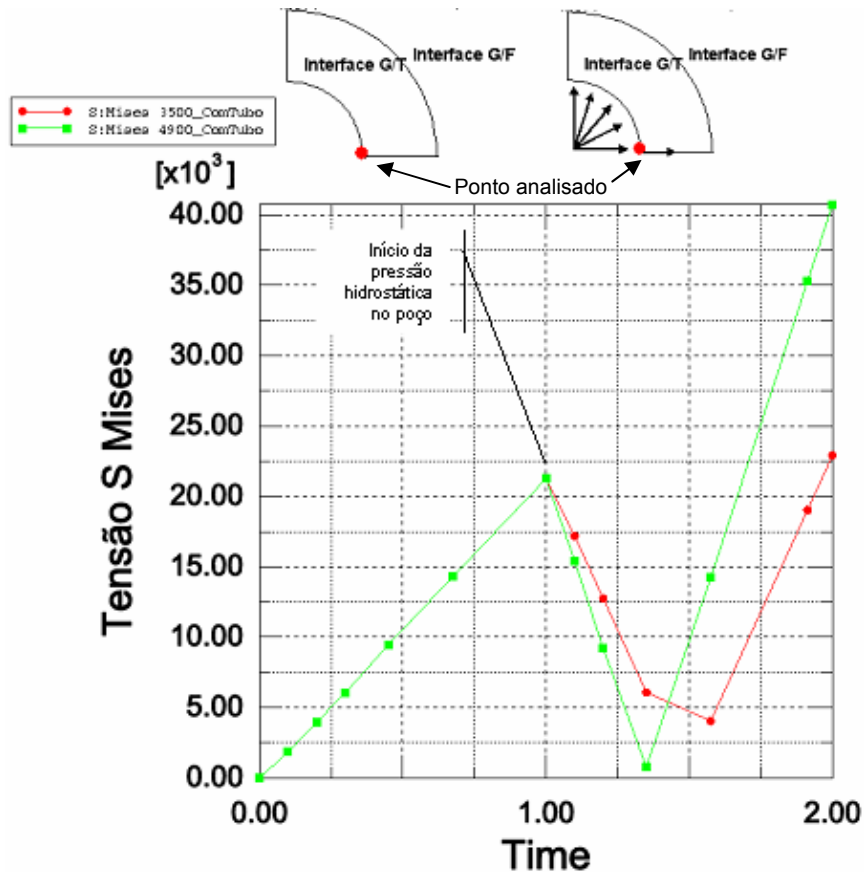


Figura 75 – Evolução da Tensão de Mises em cada etapa da simulação.

Pode-se observar que o tubo é mais solicitado quando a pressão hidrostática do fluido é de 4900 psi, fato que não deveria ocorrer em função da estabilização das paredes do poço proporcionada pelo fluido indicada nas simulações realizadas nos capítulos 3 e 5. As solicitações verificadas indicam que as superfícies gravel x formação e gravel x tubo coladas acarretam na tração do tubo base quando da deformação da parede do poço no sentido da formação (em função do aumento da pressão interna do poço), conforme indicado na figura 80. Este efeito não foi observado quando da utilização do modelo de atrito entra as superfícies gravel x tubo e gravel x formação.

A figura 76 ilustra o carregamento sobre a parede do tubo em cada etapa da simulação do drawdown num tubo de 5 ½ polegadas 0,5% de

ovalização com 72 furos/ft de $\frac{3}{8}$ polegadas. Pode-se observar a diminuição da solicitação nas paredes do tubo quando da aplicação da pressão hidrostática atuante na parede do poço (reduzindo assim o carregamento sobre o tubo) no ponto de máxima tensão de Mises.

Foi considerado um atrito entre a superfície externa do tubo e interna do granel com coeficiente de 0,25. O atrito granel x formação foi considerado com coeficiente de 0,05. A figura 82 ilustra a distribuição da tensão de Mises para o tubo de 5 $\frac{1}{2}$ pol com 72 furos/pé de $\frac{3}{8}$ de polegadas submetido ao carregamento apresentado na tabela 6.

Verifica-se, novamente, que não existem regiões onde a tensão de Mises superou a tensão limite de escoamento do material.

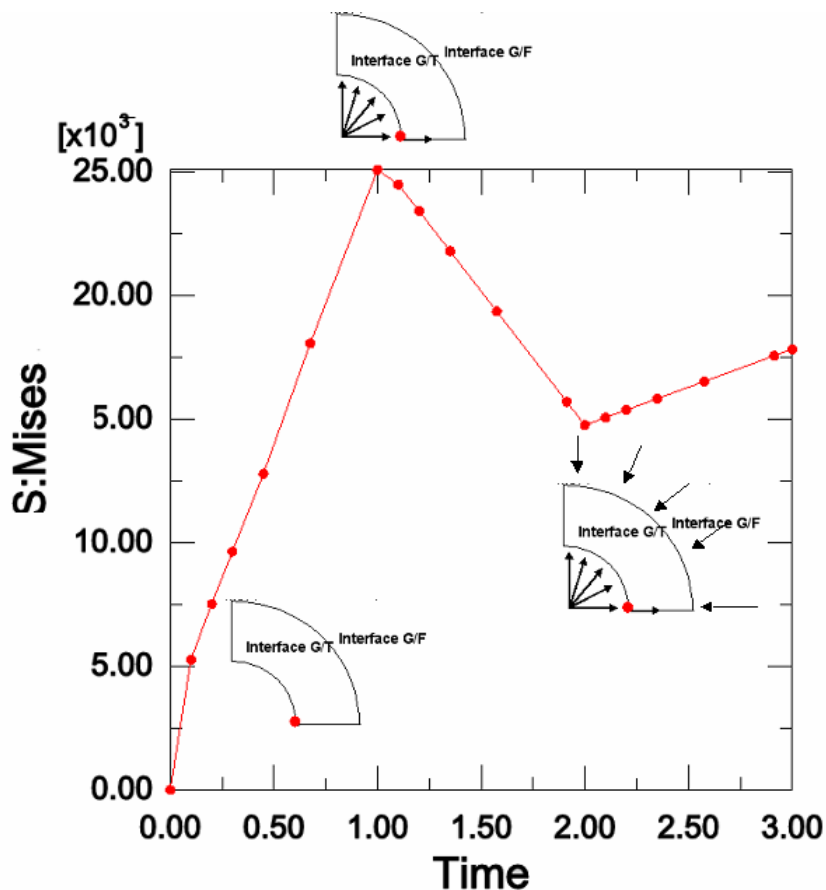


Figura 76 – Evolução da Tensão de Mises em cada etapa da simulação.

Conforme apresentado nos gráficos das figuras 78, em nenhuma situação onde o drawdown de 100 psi foi simulado, verificou-se a existência de regiões onde a tensão de Mises superou o limite de escoamento do material. Este resultado está de acordo com a simulação anterior (cenário mais severo

visto que o tubo base foi considerado vazio) quando não foram encontradas regiões fora do limite de estabilidade elástica.

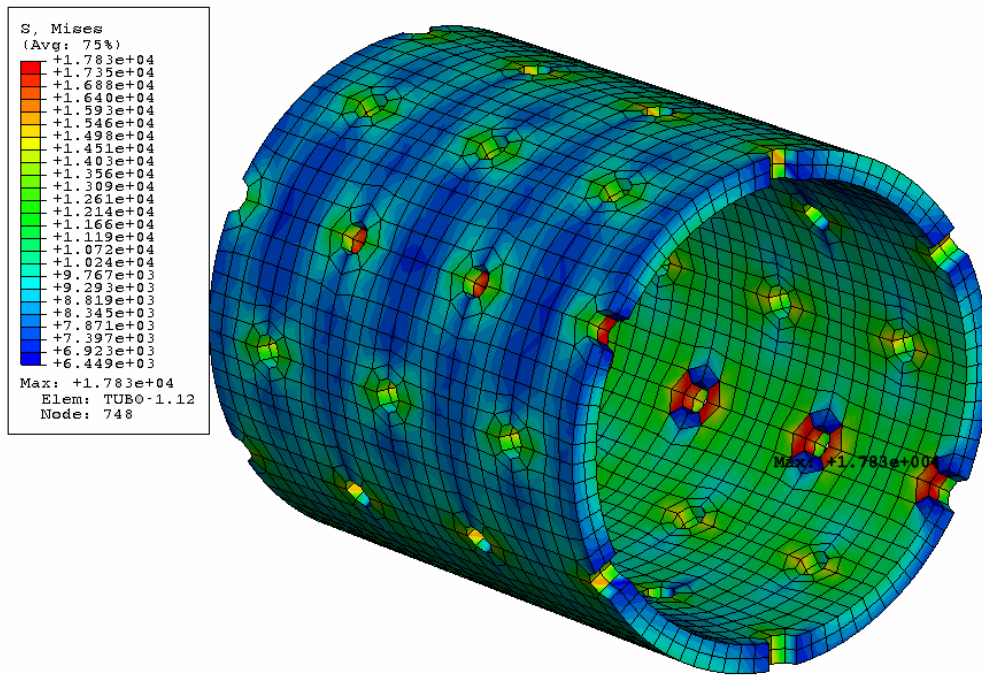


Figura 77 – Tensão de Mises (em psi) no tubo base com 72 furos/pé e furos de 3/8 polegadas.

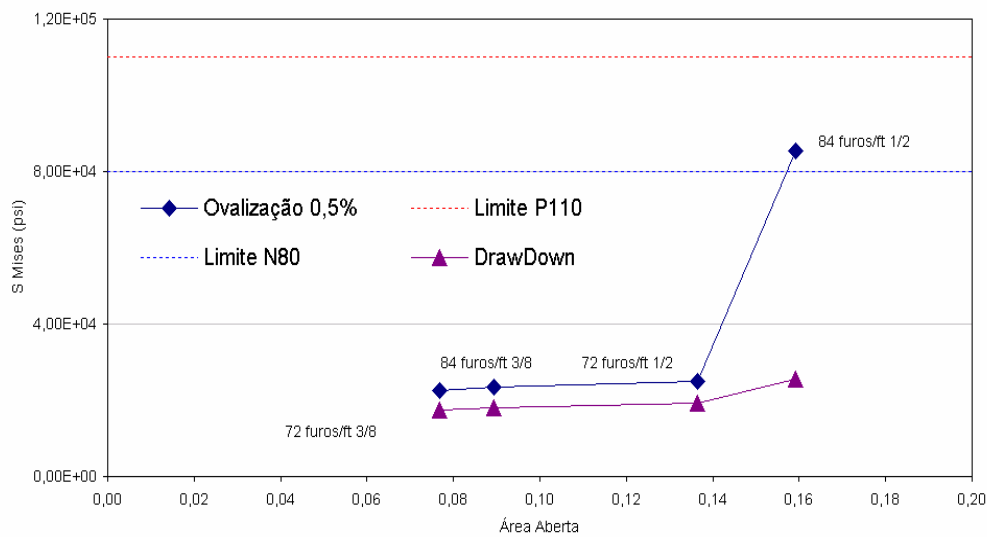


Figura 78 – Variação da Tensão de Mises (psi) com a área aberta ao fluxo.

7 Conclusões e Oportunidades de Estudos Futuros

7.1 Conclusões

Este trabalho apresentou um modelo numérico para a análise da resistência ao colapso de tubos-base utilizados em sistemas de contenção de areia em poços horizontais.

Inicialmente foram implementados modelos isolados com geometria 2D e 3D para avaliação do comportamento do tubo base e da formação de forma independente. Os resultados para a distribuição das tensões na formação em função do raio do poço foram comparados tanto com dados da literatura quanto com modelos analíticos apresentando muito boa correspondência.

Os resultados para o colapso de tubos base com diferentes furações permitiu a identificação da região de colapso plástico. A modelagem utilizada para o tubo possibilitou a identificação da região onde ocorre a inflexão na curva tensão x deformação indicando o início da região de comportamento plástico.

Os resultados numéricos apresentaram um erro de até 8% quando comparado com os resultados de modelos analíticos, da literatura e ensaios experimentais realizados pela indústria.

O modelo completo foi implementado considerando o acoplamento tubo x gravel x formação buscando simular numericamente as condições submetidas ao conjunto de telas após a instalação do sistema de contenção de areia.

A resistência ao colapso das telas foi analisada considerando apenas o tubo base como o responsável pela rigidez do conjunto telado. A carcaça externa (shroud) e a malha não foram incluídas no modelo geométrico estudado.

Foram analisados tubos base fabricados com grau de aço P110, com ovalização de 0,5%, área aberta ao fluxo variando de 8 a 13 %, utilizando uma densidade de furos de 72 a 84 furos/pé com diâmetros de $\frac{1}{2}$ e $\frac{3}{8}$ polegadas.

Foram simulados dois cenários de utilização: o primeiro considerando a pressão interna da tela igual à atmosférica e um segundo cenário modelado para representar um *drawdown* de 100 psi aplicado na parede do gravel.

O primeiro cenário, apesar de ser conservador e pouco provável de ocorrer durante a construção e operação do poço indicou que, mesmo para uma solicitação muito acima das condições reais as quais o tubo será submetido, as tubulações simuladas não apresentam sinais de plastificação ou regiões onde a tensão de Mises supera o limite de escoamento do material.

O posicionamento e o diâmetro dos furos influenciou na distribuição das tensões na superfície do tubo base. Em alguns casos, a simulação numérica indicou que uma grande variação da tensão de Mises ocorre para um pequeno aumento na área aberta ao fluxo. Isto acontece, especialmente, em especial para tubos com 84 furos/pé e diâmetro de furos de $\frac{1}{2}$ polegadas.

No primeiro cenário, apenas as simulações para os tubos base com densidade de furos de 84 furos/pé e $\frac{1}{2}$ polegada de diâmetro apresentaram regiões onde houve indício de plastificação de tubulações com aço N80. Todas estas regiões estavam localizadas próximas aos furos, onde ocorre concentração de tensões. Para o segundo cenário não foram verificados casos onde a distribuição de tensões de Mises no tubo base superou o limite de escoamento do material.

A importância da utilização de modelos com geometria 3D é a possibilidade de análise das distribuições de tensões no corpo dos tubos, em especial, ao redor dos furos constituindo assim na forma de modelagem geométrica mais adequada para analisar os tubos quanto à sua resistência ao colapso. Toda a abordagem realizada neste trabalho apresentou um forte caráter conservador, em função da dificuldade em estabelecer modelos de contatos e constitutivos realistas para a formação e gravel pack.

A modelagem perfeitamente plástica do tubo e a utilização do limite de estabilidade elástica para identificação do limite de trabalho do tubo base contribui para o caráter conservador do trabalho aqui apresentado.

As condições de contorno e os cenários analisados também são extremos, constituindo outro exemplo desta abordagem. Finalmente, a modelagem do gravel e da formação com comportamento elasto-plástico leva à resultados conservadores em função de não representarem de forma realista o comportamento de materiais granulares e a dissipação da energia em termos de

frações plásticas desde o início da deformação do material (e não elástica de acordo com o modelo utilizado).

Ainda assim, todas as simulações realizadas indicaram que o tubo base estaria super dimensionado para os cenários avaliados, indicando a possibilidade da redução de sua resistência mecânica. No entanto, este trabalho constitui apenas uma análise preliminar e não considera todos os esforços que podem ser submetidos à tela durante as etapas de construção e operação do poço.

O trabalho realizado permitiu a implementação de uma abordagem de análise do tubo base considerando os esforços relacionados às propriedades geomecânicas da formação, possibilitando assim, o dimensionamento do tubo de acordo com as suas condições de operação.

7.2 Oportunidades de Trabalhos Futuros

Uma das principais limitações da modelagem proposta é a utilização de modelos geomecânicos que não representem de forma adequada o comportamento de materiais granulares, em especial, do pacote de cerâmica denominado *gravel pack*.

Sugere-se o desenvolvimento de um modelo constitutivo que considere a formação e o gravel com comportamento plástico (ou pelo menos elástico não linear) a partir do início do carregamento permitindo estabelecer uma rotina mais realista de otimização da resistência mecânica da tela. O modelo numérico poderia ser calibrado através da representação de ensaios de laboratório para caracterização do *gravel* pela obtenção das curvas: tensão-deformação e deformação volumétrica-deformação axial. Sugere-se a realização de ensaios de resistência compressiva e ensaios tri-axiais. O modelo de Lade poderia ser utilizado para melhor representar o comportamento do *gravel*.

A utilização de um modelo geométrico mais realista para representar o conjunto telado permitiria a avaliação do conjunto telado em relação aos seus pontos mais fracos (no que diz respeito a resistência mecânica): a carcaça e a

malha. Sugere-se, então, a implementação de um modelo geométrico capaz de representar a carcaça externa e o conjunto de malhas acopladas ao tubo base, além da incorporação de grandes deslocamentos ao modelo (em especial para a carcaça que é constituída de material com uma resistência mecânica muito inferior à do tubo base). Isto permitiria identificar os danos que poderiam ocorrer ao meio filtrante (no caso o conjunto de malhas de aço) em função da deformação da carcaça externa do tubo quando submetido a tração e compressão axial e ao colapso que poderiam ocorrer durante a sua instalação e operação. Sugere-se o desenvolvimento de um modelo que considere os esforços de compressão axial e o atrito da formação atuante nas telas durante a descida em poço aberto bem como a interação tubo-formação.

Todos os modelos sugeridos poderiam ser utilizados para implementação de uma rotina de otimização para dimensionamento do conjunto telado a partir de um algoritmo de otimização que acessaria o programa em cada passo em busca das dimensões ótimas do tubo.

A figura 84 apresenta um modelo para avaliação da compressão axial do conjunto telado com carcaça e tubo base acoplados permitindo a análise de flambagem e avaliação do escoamento da carcaça externa.

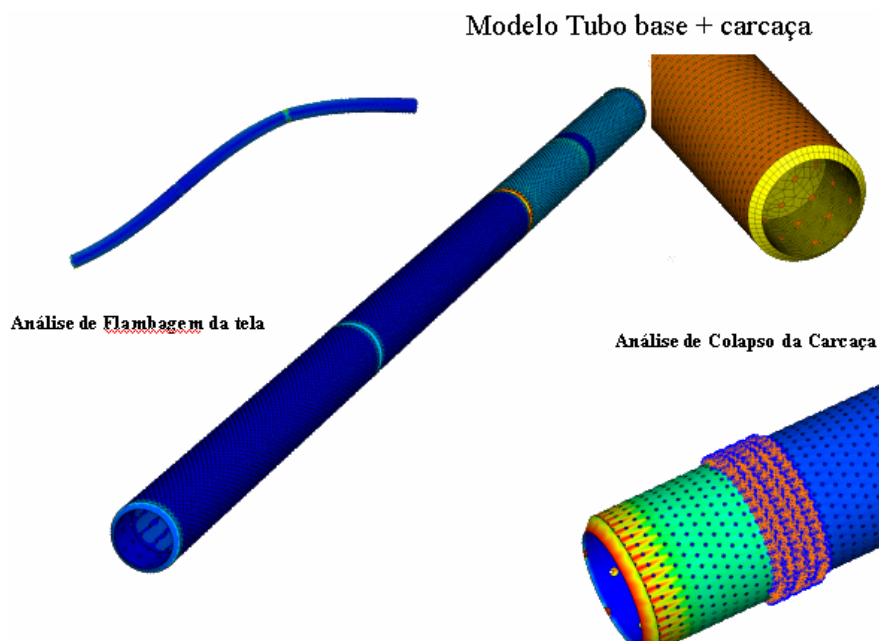


Figura 79 – Acoplamento tubo base + carcaça (cortesia Smarttech)

8 Referências Bibliográficas

1. Abbassian, F.. **A Simple Model for Collapse and Post-Collapse Behaviour of Tubulars With Application to Perforated and Slotted Liners.** SPE Production Operations Symposium. April 1995.
2. Beck, R.D., Jackson, C.W., Hamilton, T,K.. **Reliable Deepwater Structural Casing Installation Using Controlled Jetting.** 66th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE. October 1991.
3. Bianco, L.C., Gabrysch, A.D., Montagna, J.N.. **Challenges on Completion for Productivity for Deepwater Heavy Oil.** SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage control (2006).
4. Rosa, F.S. N., Bianco, L.C., Barata, P.A.. **New Well Design Using Expandable Screen Reduces Rig Time and Improves Deep Water Oil Production in Brazil.** SPE 79791-MS (2003).
5. Bratli, R.K.; Risnes, R. **Stability and Failure of Sand Arches.** SPE Journal. April 1981.
6. Bulletin 5C3: **Bulletin on Formulas and Calculations for Casing, Tubing, Drilling Pipe and Line Pipe Properties, API.**
7. Cambou, B.. **Behaviors of Granular Materials.**
8. Da Costa, D.F., Rodrigues, R.S., Negrão, A.F.. **The evolution of Deepwater Drilling in Brazil.** SPE Latin America Petroleum Engineering Conference (1990).
9. Detournay, E., Fairhurst, C.. **Two Dimensional Elastoplastic Analysis of a Long, Cylindrical Cavity Under Non-hydrostatic Loading.** International Journal of Rock Mechanics and Mining Science and Geomechanical Abstract. Vol 24 1987.
10. Eissler, V.C., McKee R.E.. **Offshore Production Operations.** SPE Distinguished Author Series. October 1983.
11. Fjaer, E.. **Petroleum Related Rock Mechanics.** 1996.
12. Gnirk, P.F.. **The Mechanical Behavior of Uncased Well bores Situated in Elastic/Plastic Media Under Hydrostatic Stress.** SPE Fifth Conference on Drilling and Rock Mechanics. February 1972.
13. Groehs, A.. **Resistência dos Materiais e Vasos de Pressão.** Ed Unisinos 2002.

14. Malbrel, C., Procyk, A., Cameron, J.. **Screen Sizing Rules and Running Guidelines to Maximise Horizontal Well Productivity**. European Formation Damage Conference, June 1999.
15. McLean, M.R., Addis, M.A. **Wellbore Stability Analysis: A Review of Current Methods of Analysis and Their Field Application**. SPE Drilling Conference, december 1990.
16. Mitchell, R.F.; Goodman, M.A. **Borehole Stresses: Plasticity and the Drilled Hole Effect**. SPE / IADC Drilling Conference. March 1987.
17. Morita, N; Gray, K.E. **A Constitutive Equation for Non Linear Stress-Strain Curves in Rocks and its Application to Stress Analysis Around a Borehole During Drilling**. SPE Annual Fall. Tech Conference, September 1980.
18. Papamichos, E..**Constitutives Laws for Geomaterials**. Oil and Gas Science and Technology, Edição especial sobre a Euroconference on Pore Pressure, Scale Effect and Deformation of Rocks, Jan 1999.
19. Plavinik, B., Juiniti, R.B., Paula, M.T.R. e Dias, R.. **Deep Water Completions in Campos Basin: Problems and Solutions**. Fifth Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition held in Rio de Janeiro, Brazil, September 1997
20. Sears, A.R., Worrall, D.M. **The deep water opportunity**. Shell Exploration and Production Newsletter – Special Issue, december 2001.
21. Tiffin, D. L., King, G. E., Larese, R. E., and Britt, L. K. **New Criteria for Gravel and Screen Selection for Sand Control**. SPE Formation and Damage Control Conference (1998).
22. Veeken, C.A.M.; Walters, J.V.; Kenter, C.J.; Davies, D.R.. **Use of Plasticity Models for Predicting Borehole Stability**. Proceedings Internation Symposium SPE. August 1989.
23. Zienkiewicz, O.C., Taylor,R.L. **The Finite Element Method, 4th Edition, Vol. 1: Basic Formulation and Linear Problems**, MacGraw-Hill, 1989.

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

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