

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

**Metodologia para Determinar as Profundidades
de Assentamento das Sapatas dos Revestimentos
de Poços de Petróleo em Águas Profundas**

Autor: **Paul Richard Ramírez Perdomo**
Orientador: **Dr. Celso Kazuyuki Morooka**
Co-Orientador: **Dr. José Ricardo Pelaquim Mendes**

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

Metodologia para Determinar as Profundidades de Assentamento das Sapatas dos Revestimentos de Poços de Petróleo em Águas Profundas

Autor: Paul Richard Ramírez Perdomo
Orientador: Dr. Celso Kazuyuki Morooka
Co-orientador: Dr. José Ricardo Pelaquim Mendes

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo

Dissertação de mestrado apresentada à Subcomissão de Pós-Graduação Interdisciplinar de Ciências e Engenharia de Petróleo (FEM e IG), como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2003

SP – Brasil

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Metodologia para Determinar as Profundidades
de Assentamento das Sapatas dos Revestimentos
de Poços de Petróleo em Águas Profundas**

Autor: **Paul Richard Ramíres Perdomo**
Orientador: **Dr. Celso Kazuyuki Morooka**
Co-orientador: **Dr. José Ricardo Pelaquim Mendes**

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Celso Kazuyuki Morooka, Presidente
Faculdade de Engenharia Mecânica - UNICAMP

Dr. Luiz Alberto Rocha
Petrobrás – E&P Corp.

Prof. Dr. Paulo Roberto Ribeiro
Faculdade de Engenharia Mecânica - UNICAMP

Campinas, 12 de novembro de 2003.

Dedicatória:

à *S. J.*

Agradecimentos

Este trabalho não poderia ser terminado sem a ajuda de diversas pessoas e instituições às quais expresso meus agradecimentos:

A meu orientador, Prof. Dr. Celso Kazuyuki Morooka, por ter-me dado a oportunidade de estudar o mestrado, sempre ficarei agradecido.

A CAPES, Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior, pelo apoio financeiro.

A meu Co-orientador, Dr. José Ricardo Pelaquim Mendes, por direcionar o presente trabalho de forma que sempre me mantivesse no rumo certo.

Ao Excelentíssimo Dr. Roberto Pedro Amaro Baldeón, pela suas importantíssimas e valiosíssimas contribuições na parte estatística.

À bibliotecária do Departamento de Engenharia de Petróleo, Alice Obata, por sua incessante ajuda e colaboração.

A minha Querida Pátria Colômbia.

Por fim, a todo o pessoal do Departamento de Engenharia de Petróleo.

Verba volant scripta manent

Resumo

RAMIREZ P., Paul Richard. *Metodologia para determinar as profundidades de assentamento das Sapatas dos Revestimentos de Poços de Petróleo em Águas Profundas*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2003. 120p. Dissertação (Mestrado).

Na etapa de planejamento da perfuração de um poço de petróleo a seleção da profundidade de assentamento da sapata é uma das tarefas mais importantes. As novas descobertas de reservatórios localizados em lâminas d'águas profundas trazem consigo mais desafios operacionais e tecnológicos. Neste contexto, é importante conhecer as propriedades das formações a serem furadas a fim de fazer a correta seleção da profundidade da sapata. É preciso, por tanto, conhecer as incertezas associadas às ditas propriedades ou variáveis com o intuito de avaliar o risco assumido na seleção da profundidade de assentamento da sapata. Com os resultados obtidos no presente trabalho foi possível avaliar o risco envolvido na seleção da profundidade de assentamento.

Palavras chaves

- Planejamento de Poços, Assentamento da Sapata, Águas Profundas, Perfuração, Análise Quantitativa de Riscos.

Abstract

RAMIREZ P, Paul Richard. *Methodology for determining the casing setting depth of petroleum wells in deep water*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2003. 120p. Dissertação (Mestrado).

One of the most important steps in the well drilling planning stage is the casing setting depth. More operational and technological challenges come associated with the news discoveries of petroleum reservoirs located in deep water. In this scenario, it is important to know the formation properties in order to make the best casing setting depth. However, it is important to know the uncertainties linked to these properties or variables and quantify them, so the risk can be evaluated in the selection of the casing setting depth. In the present work it was possible to calculate the risk involved in that selection.

Key words

- Well Planning, Casing Setting Depth, Deep Water, Drilling, Quantitative Risk Analysis.

Índice

Lista de Figuras.....	x
Lista de Tabelas.....	xii
Nomenclatura.....	xiii
Siglas	xvii
Introdução.....	1
2 Revisão Bibliográfica	4
2.1 Métodos para calcular o gradiente de pressão de sobrecarga.....	5
2.2 Métodos para calcular o gradiente de pressão de poros	13
2.3 Métodos para calcular o gradiente de pressão de fratura.....	21
2.4 Métodos para determinar a profundidade de assentamento de sapata em águas profundas	33
2.5 Efeito da lâmina d'água no posicionamento da sapata em águas profundas.....	49
2.6 Efeito do perfil da pressão de poros e fratura nas profundidades de assentamento da sapata em águas profundas.....	57
3 Metodologia proposta.....	59
3.1 Simulação proposta	62
3.2 Calculo do risco	64
4 Resultados e análise.....	73
4.1 Incertezas consideradas	73
5 Conclusões.....	86
Referências Bibliográficas.....	89
Anexo A - Distribuição normal.....	96
Anexo B – Números Pseudo-aleatórios.....	102

Lista de Figuras

Figura 2.1 Efeito da lâmina d'água no gradiente de sobrecarga.....	5
Figura 2.2 Modelo de compactação dos sedimentos.....	6
Figura 2.3 Relação entre a diferença do tempo de trânsito do folhelho (tsh-tshn) e o gradiente de pressão de fluido do reservatório.....	16
Figura 2.4. Relação entre a resistividade do folhelho (Ron/Ro)sh e o gradiente de pressão do fluido do reservatório.....	17
Figura 2.5 <i>Leakoff Test (LOT)</i>	27
Figura. 2.6 Determinação da profundidade de assentamento do revestimento intermediário e <i>liner</i>	35
Figura. 2.7 Integridade completa do poço. O poço aberto e o revestimento podem suportar o gás contido no poço.....	43
Figura 2.8 Integridade reduzida do poço. O revestimento pode suportar a pressão de <i>kick</i> , porém a formação não.....	44
Figura 2.9 Integridade reduzida do poço. O revestimento não tem suficiente resistência para suportar a pressão de <i>kick</i> , resultando num <i>blowout</i> na cabeça de poço.....	45
Figura 2.10 Configuração do poço e definição das variáveis adotadas.....	46
Figura 2.11. Efeito da lâmina d'água na densidade de sobrecarga, ρ_s , de pressão de poros, ρ_p , e fratura, ρ_{fract} e no número de revestimentos.....	50
Figura 2.12. Profundidades de assentamento de revestimento condutor para formações típicas do Litoral do Golfo dos Estados Unidos em profundidades de água de 152 e 610 m (camada de ar de 10,7 m).....	51

Figura 2.13. Gradientes de fratura para uma região <i>offshore</i> para regiões normalmente pressurizadas (camada de ar de 35 ft).....	53
Figura 2.14. Influencia da lâmina de água na profundidade de assentamento da sapata.....	55
Figura 2.15. Requerimentos para profundidade de assentamento dos revestimentos de superfície e condutor versus lâmina da água.....	56
Figura 2.16 Efeito do perfil de pressão de poros e fratura no número de revestimentos.....	58
Figura 2.17 Efeito do perfil de pressão de poros e fratura no número de revestimentos.....	58
Figura 3.1 Distribuição da densidade equivalente e densidade de fratura.....	61
Figura 3.2 Efeito de uma lâmina d'água de 0 m (a) e 1000 m (b) nos gradientes de pressão de poros, fratura e sobrecarga.....	61
Figura 3.3 Configuração dos poços.....	62
Figura 3.4 Fluxograma para o cálculo do risco.....	66
Figura 3.5 Registro sônico para uma região <i>offshore</i> do Brasil.....	68
Figura 3.6 Densidade de sobrecarga, fratura geradas de forma aleatória, junto com a densidade de poros calculada.....	71
Figura 3.7 Densidade equivalente e de fratura a 3050 m.....	72
Figura 4.2 Risco para uma lâmina de 1000 m.....	75
Figura 4.3 Risco para uma lâmina de 700 m.....	76
Figura 4.4 Risco para uma lâmina de 400 m.....	77
Figura 4.5 Profundidades de assentamento das sapatas para lâminas d'água de 1000 m (a), 700m (b) e 400 m (c).....	79
Figura 4.6 Profundidades de assentamento das sapatas para uma lâmina d'água de 1000 m e comprimentos de <i>kick</i> de 213, 183 e 128 m.....	81
Figura 4.7. Risco para a uma lâmina d'água de 1000 m, profundidade final de 3050 m.....	83
Figura 4.8 Profundidades de assentamento da sapata para uma lâmina d'água de 1000 m para os casos (1) real, (2) otimista e (3) pessimista.....	84
Figura 4.7 Risco vs Profundidade final para lâminas d'água de 1000, 700 e 400m.....	85
Figura 1A. Densidade da distribuição normal com $\mu = 0$ para vários valores de σ	97
Figura 2A Função de distribuição $\Phi(z)$ da distribuição normal com média 0 e variância 1.....	98
Figura 3A. Áreas de probabilidade.....	100

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 Dados relacionados com o <i>kick</i> da Figura 2.15.....	56
Tabela 3.1 Máximos valores das variáveis aleatórias.....	70
Tabela 4.1 Incertezas nas propriedades.....	73
Tabela 4.2 Profundidades de assentamento da sapata associadas ao risco de 0,3 para uma lâmina d'água de 1000 m, um comprimento de <i>kick</i> de 213 m e uma profundidade final do poço de 3050 m.....	77
Tabela 4.3 Profundidades de assentamento da sapata associadas ao risco de 0,3 para uma lâmina d'água de 700 m, um comprimento de <i>kick</i> de 213 m e uma profundidade final do poço de 3050 m.....	78
Tabela 4.4 Profundidades de assentamento da sapata associadas ao risco de 0,3 para uma lâmina d'água de 400 m, um comprimento de <i>kick</i> de 213 m e uma profundidade final do poço de 3050 m.....	78
Tabela 4.5 Profundidades de assentamento da sapata associadas ao risco de 0,3 para uma lâmina d'água de 1000 m, um comprimento de <i>kick</i> de 128 m e uma profundidade final do poço de 3050 m.....	80
Tabela 4.6 Profundidades de assentamento da sapata associadas ao risco de 0,3 para uma lâmina d'água de 1000 m, um comprimento de <i>kick</i> de 183 m e uma profundidade final do poço de 3050 m.....	80
Tabela 4.7 Dados para uma lâmina d'água de 1000 m.....	82

Nomenclatura

Letras Latinas

a, b	coeficientes da equação de Gardner	
A	coeficiente de correlação	
C	constante de gravitacional	$9.81 \times 10^{-3} \text{ m/s}^2$
C_N	condutividade normal do folhelho	$\text{m}/\Omega \text{ m}^2$
C_O	condutividade observada do folhelho	$\text{m}/\Omega \text{ m}^2$
COV	covariância	
dD	intervalo de profundidade	m
d_{co}	expoente de perfurabilidade observado	
d_{CN}	expoente de perfurabilidade normal	
d_{exp}	expoente d	
D	profundidade final da fase	m
D_{cs}	profundidade de assentamento de sapata	m
Di	profundidade de interesse	m
Deq	densidade equivalente da coluna de fluidos	kg/m^3
DF	densidade de fratura	kg/m^3
D_{ml}	profundidade do fundo do mar	m
D_{rc}	profundidade para o revestimento de condutor	m
D_{rs}	profundidade para o revestimento de superfície	m

D_s	profundidade dos sedimentos	m
D_{sed}	espessura dos sedimentos	m
D_v	profundidade total	m
$f(x)$	densidade de distribuição	
$F(x)$	função de distribuição	
g	constante gravitacional	9.8 m/s ²
$g.e.$	gravidade específica	
G_{ff}	gradiente de fratura da formação	kPa/m
G_h	gradiente hidrostático	kPa/m
G_l	gradiente da lama	kPa/m
G_{oba}	gradiente médio de tensão de sobrecarga	kPa/m
L_k	comprimento de <i>kick</i>	m
k	constante de declínio da porosidade	m ⁻¹
K_i	coeficiente de tensão de matriz	
K_1	constante de correção	kPa
$K_{p\phi}$	constante de declínio da pseudo-porosidade	
N	número total de variáveis	
p_{cs}	pressão atuante na sapata	kPa
p_f	pressão de fratura	kPa
p_{ff}	pressão de fratura observada	kPa
p_h	pressão hidrostática	kPa
$p_{k,h}$	pressão hidrostática de <i>kick</i>	kPa
$p_{m,h}$	pressão hidrostática do fluido de perfuração entre o topo do gás e a sapata	kPa
p_p	pressão de poros	kPa
p_{pN}	pressão de poros normal	kPa

p_p^*	constante de pressão de poros	kPa
P	probabilidade	
$P_{w-fract}^o$	pressão de fratura para poços verticais	kpa
r_N	resistividade do folhelho normal	$\Omega \text{ m}^2/\text{m}$
r_o	resistividade do folhelho observada	$\Omega \text{ m}^2/\text{m}$
R_F	risco de fraturar a sapata	
(Ron/Ro)sh	relação de resistividade do folhelho	
SG	gravidade específica do gás	
S_z	pressão de sobrecarga	kPa
t	tempo	μseg
T_N	tempo de trânsito normal	μseg
T_O	tempo de trânsito observado	μseg
(tsh-tshn)	diferença do tempo de trânsito do folhelho	s/m
T	temperatura	$^{\circ}K$
V	velocidade de intervalo sísmico	m/s
WD	espessura da lâmina d'água	m
X	fração inicial de gás (concentração de gás no momento de fechamento do poço)	
Z	fator de compressibilidade do gás	

Letras Gregas

γ	ângulo de inclinação do poço	graus
ΔH	espessura do intervalo	m
$\Delta \rho_m$	incremento no peso da lama devido ao <i>kick</i>	kg/m^3
Δp_{ff}	quedas de pressão por fricção	kPa.
μ	coeficiente de Poisson	

μ_{de}	média da densidade equivalente	kg/m ³
μ_f	média da densidade de fratura	kg/m ³
μ_{fde}	valor médio da margem de segurança	kg/m ³
$\bar{\mu}$	média	kg/m ³
ρ_b	densidade total	kg/m ³
ρ_{circ}	densidade equivalente de circulação à profundidade de assentamento da sapata	kg/m ³
ρ_{cb}	densidade equivalente de circulação da lama na broca	kg/m ³
$\rho_{eq,cs}$	densidade equivalente na sapata	kg/m ³
ρ_{el}	densidade equivalente da lama à profundidade de interesse	kg/m ³
ρ_f	densidade dos fluidos	kg/m ³
ρ_{frac}	densidade equivalente de fratura	kg/m ³
ρ_g	densidade dos grãos	kg/m ³
ρ_k	densidade de <i>kick</i>	kg/m ³
ρ_m	densidade da lama	kg/m ³
ρ_{max}	máxima densidade permissível	kPa.
ρ_p	densidade de pressão de poros	kg/m ³
ρ_s	densidade de sobrecarga	kg/m ³
ρ_w	densidade da água do mar	kg/m ³
σ	desvio padrão	
σ_{de}	desvio padrão da densidade equivalente	kg/m ³
σ_f	desvio padrão da densidade de fratura	kg/m ³
σ_{fde}	desvio padrão da margem de segurança	kg/m ³
σ_o	desvio padrão otimista	kg/m ³
σ_p	desvio padrão pessimista	kg/m ³

σ'_{T1}	tensão horizontal “in-situ” corrigida	kPa
σ_{T1}	tensão horizontal “in-situ”	kPa
σ_z	tensão vertical da matriz	kPa
ϕ	porosidade	
ϕ_0	porosidade na superfície	
ϕ_{po}	pseudo-porosidade de superfície	
Φ	distribuição de probabilidade normal padrão	
x_i	valor individual da variável	

Siglas

<i>BOP</i>	<i>Blowout Preventer</i> , Controlador preventivo de erupção
<i>LOT</i>	<i>Leak Off Test</i> , Teste de absorção da formação

Capítulo 1

Introdução

O revestimento tem diferentes funções na perfuração e completação de um poço de petróleo. Ele evita o colapso do poço aberto durante a perfuração e isola hidraulicamente os fluidos do poço das formações perfuradas e dos fluidos das formações. Ele serve de caminho para o escoamento do fluido de perfuração para a superfície, e junto com a *BOP* permite o controle seguro das pressões do poço e de formação. Na etapa de planejamento da perfuração de um poço de petróleo, a seleção da profundidade de assentamento da sapata é uma das tarefas mais importantes. As novas descobertas de reservatórios localizados em lâminas d'águas profundas trazem consigo mais desafios tecnológicos e operacionais. O engenheiro de perfuração deve considerar os aspectos geológicos tais como gradiente de pressão de poros e de fratura, problemas de estabilidade do poço, litologia, fluxos da água em profundidade rasa (*shallow water flow*) entre outros, para a correta seleção da profundidade de assentamento da sapata.

Na perfuração de um poço de petróleo, em perfuração sobre-balanceada (*overbalanced drilling*) a densidade equivalente de circulação da lama deve ser maior que a densidade de pressão de poros¹ e menor que a densidade de fratura². Os métodos atuais empregados para o cálculo da profundidade da sapata são determinísticos, os quais basicamente têm como variáveis

¹ A fim de evitar o colapso do poço aberto

² A fim de evitar a perda de circulação, e um conseqüente *kick* devido ao decremento da pressão da coluna hidrostática.

para calcular o posicionamento da sapata e o gradiente de pressão de poros e de fratura. Os métodos para calcular a profundidade de assentamento da sapata podem ser divididos em duas abordagens: de cima para baixo e de baixo para cima. Recentemente, têm sido incluídas as considerações de controle de poço através do conceito de tolerância ao *kick* e margem de segurança ao *kick*. Quando acontecer um *kick*, a densidade equivalente da coluna dos fluidos deve ser menor ou igual à densidade equivalente de fratura na sapata. O problema se complica quando o poço é perfurado em uma região *offshore*, porque quanto maior a lâmina d'água menor é a densidade equivalente de fratura a uma dada profundidade. Isto faz com que a janela existente entre o gradiente de pressão de poros e de fratura seja menor em comparação com o mesmo poço perfurado em terra (*onshore*). Esta janela pode se estreitar quando se considera que o gradiente de pressão de poros e de fratura têm um comportamento aleatório (incertezas representadas pela sua distribuição de probabilidade) no seu intervalo estatístico a uma dada profundidade.

Os métodos determinísticos para calcular o posicionamento da sapata em águas profundas ignoram o intervalo estatístico de comportamento aleatório das variáveis usadas como dados de entrada (densidade de sobrecarga, tempo de trânsito, coeficiente de Poisson, resistividade, expoente “d” entre outros) para o cálculo das variáveis de saída (densidade de pressão de poros, de fratura, densidade equivalente após o fechamento do poço no momento de detecção de um *kick* e após a sua circulação). Portanto, aqueles métodos determinísticos produzem uma simplificação no cálculo da densidade de pressão de poros, fratura, sobrecarga e densidade equivalente após a detecção do *kick*. Como consequência perde-se a capacidade de avaliar o risco envolvido na seleção da profundidade da sapata, e por sua vez, quantificar as incertezas nas predições das densidades de poros, fratura, sobrecarga e densidade equivalente. Finalmente o método determinístico simplesmente adiciona uma quantidade constante à densidade de pressão de poros para obter a densidade da lama.

Na presente metodologia trabalhou-se com lâminas d'água de 400, 700 e 1000 m, tendo em conta o controle do poço no momento após a detecção do *kick*, para poços exploratórios. São assumidas as seguintes suposições para o cálculo da profundidade de assentamento da sapata em águas profundas: a profundidade final do poço é constante, a origem da sobrepressão é devida a

um desequilíbrio na taxa de compactação dos sedimentos, a rocha tem um comportamento elástico, os dados de *LOT* são obtidos de argilas ou folhelhos, o *kick* está na fase gasosa, não existem variações laterais bruscas da litologia, o comprimento de *kick* deve ser menor ou igual ao comprimento do poço aberto, o sistema se encontra em equilíbrio estático com a pressão de poros da formação produtora e a massa específica equivalente do fluido de perfuração deve ser menor ou igual à massa específica equivalente de fratura na sapata.

No presente trabalho considerou-se o risco de fraturar a sapata como a probabilidade que a densidade equivalente da coluna hidrostática dos fluidos no anular entre a coluna de perfuração e o diâmetro interno do poço, no momento de fechar o poço após a detecção do *kick*, seja maior que a densidade de fratura numa profundidade determinada. Esta probabilidade corresponde à área de intersecção entre a curva de distribuição da densidade equivalente e a curva de distribuição da densidade de fratura.

Na presente proposta consideraram-se as incertezas das variáveis envolvidas nos cálculos da profundidade de assentamento da sapata em águas profundas, visando avaliar o risco envolvido na seleção daquela profundidade. Além disso, é proposta uma metodologia para avaliar o risco envolvido na determinação da profundidade da sapata em águas profundas.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

Para o cálculo da profundidade de assentamento da sapata é necessário conhecer o perfil do gradiente de pressão de formação, o qual é representado pelo gradiente de pressão de poros; com este perfil se determinará se a formação está anormalmente pressurizada. O gradiente de pressão da lama deve estar acima deste gradiente de pressão de poros a fim de evitar um *kick*. É preciso conhecer também o gradiente de pressão de fratura para saber qual é o máximo gradiente de pressão da lama que a formação abaixo da sapata pode suportar. O gradiente de pressão de fratura é fortemente dependente do gradiente de pressão de sobrecarga, quanto maior o gradiente de sobrecarga, maior o gradiente de pressão de fratura. Existem basicamente dois métodos para o cálculo da profundidade de assentamento da sapata: de cima para baixo e de baixo para cima. No método de cima para baixo é conhecida a profundidade de assentamento, a qual será usada para calcular a profundidade final da fase (nova profundidade de assentamento da próxima sapata). No método de baixo para cima é conhecida a profundidade de final do poço, a qual será usada para calcular a profundidade de assentamento do anterior revestimento. O aumento da espessura da lâmina d'água faz com que o número de revestimentos a serem descidos sejam maior.

Com a presente revisão bibliográfica se pretende fazer uma revisão do estado da arte no cálculo do gradiente de pressão de poros, de fratura e de sobrecarga como também dos métodos para o cálculo da profundidade de assentamento da sapata, além de selecionar os métodos mais apropriados que serão aplicados na presente metodologia.

2.1 Métodos para calcular o gradiente de pressão de sobrecarga

Segundo Doyle *et al.* (2003) a compactação é basicamente um processo que acontece somente em uma dimensão. Como consequência, a tensão vertical efetiva pode ser empregada para definir o estado de compactação dos sedimentos.

Na Figura 2.1 pode-se observar o efeito da lâmina d'água no gradiente de sobrecarga. Nela observa-se que quanto maior a lâmina d'água, menor o gradiente de sobrecarga. Isto pode ser explicado pelo fato que a água tem uma densidade menor que os sedimentos (ou rocha). Por exemplo, a 1829 m de profundidade (6000 ft) com uma lâmina d'água de 305 m (1000 ft) o gradiente de sobrecarga é de 18,1 kPa/m (0,8 psi/ft), porém para uma lâmina de 915 m (3000 ft) e 1524 m (5000 ft) o gradiente de fratura é de 14,5 kPa/m (0,64 psi/ft) e 11,3 kPa/m (0.5 psi/ft), respectivamente.

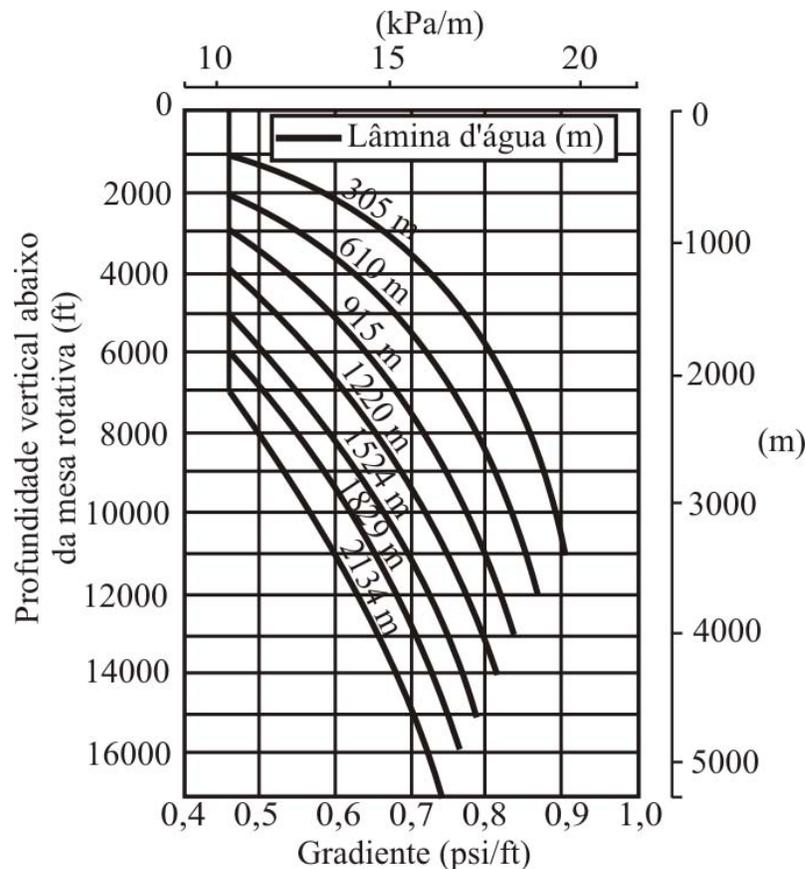


Figura 2.1 Efeito da lâmina d'água no gradiente de sobrecarga (Eaton e Eaton, 1997)

2.1.1 Método de Bourgoyne

Segundo Bourgoyne *et al.* (1986) a pressão normal de formação somente é mantida se existir um caminho que permita os fluidos da formação escapar. Isto pode ser observado num simples modelo de pistão como na Figura 2.2. Numa situação de pressurização normal, quando a válvula estiver aberta, a pressão de poros se transformará em pressão hidrostática. O pistão está suportando o peso de sobrecarga das camadas superiores à profundidade dada. A força vertical da matriz da rocha e a pressão de poros estão suportando esta pressão de sobrecarga, como se pode observar na Equação 2.1 (Bourgoyne *et al.*, 1986):

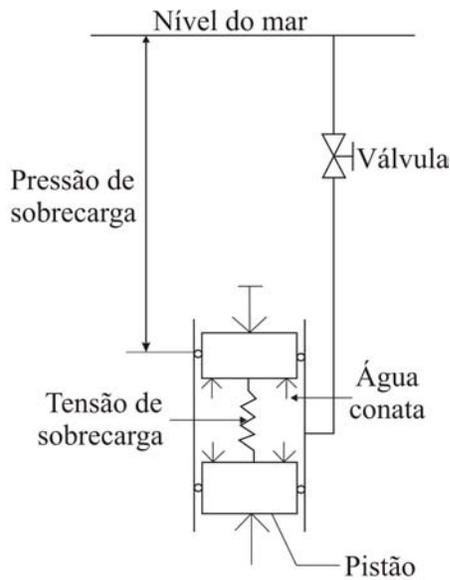


Figura 2.2 Modelo de compactação dos sedimentos (Bourgoyne *et al.*, 1986)

$$S_z = \sigma_z + p_p \quad (2.1)$$

onde:

S_z : pressão de sobrecarga (kPa)

σ_z : tensão vertical da matriz (kPa)

p_p : pressão de poros (kPa)

Entretanto, se a válvula estiver fechada, o incremento da sobrecarga com a profundidade irá pressurizar a água contida nos poros a uma pressão acima da pressão hidrostática, então se tem a pressão anormal (anormalmente alta).

Segundo Bourgoyne (1986) as pressões de formação anormalmente altas são encontradas ao menos em alguma porção das bacias sedimentares do mundo. Tem sido identificados vários mecanismos que geram as pressões anormalmente altas em bacias sedimentares. Esses mecanismos podem ser classificados como efeitos de compactação, que já foi descrito acima, os efeitos diagenéticos, os efeitos de diferença de densidades e os efeitos de migração de fluidos. Junto com estes efeitos de compactação, os efeitos diagenéticos³ contribuem também para a formação de pressão anormal. Durante a compactação, a água perdida das argilas montemorilioníticas durante sua conversão a ilita pode contribuir para o incremento da pressão. Também em ambientes pressurizados, o folhelho pode aceitar água por osmose reversa, e os precipitados de sílica e carbonatos farão com que a parte superior da formação se converta numa formação densa e impermeável. Isto também pode acontecer em outros tipos de rochas. Se a estrutura tem um mergulho⁴ bem acentuado, e a densidade do fluido dos poros é menor que a densidade normal dos fluidos de poro na área, como em poços de gás, então se pode encontrar uma formação anormalmente pressurizada no topo da estrutura. Finalmente, a migração de fluidos de reservatórios profundos para formações mais rasas pode fazer com que as últimas fiquem carregadas, como acontece em reservatórios depletados rasos.

A sobrecarga, S_z , devida à carga geostática de todas as camadas a uma profundidade pode ser representada de acordo com a Equação 2.2 (Bourgoyne *et al.*, 1986):

$$S_z = \int_0^D \rho_b g dD \quad (2.2)$$

³ Alteração química dos minerais das rochas devido a processos geológicos.

⁴ Isto quando o fluido dos poros no topo de uma estrutura inclinada tem uma densidade muito menor que a densidade normal representativa da área, ou seja, a sobrepressão é devida à diferença de densidades.

onde:

ρ_b : densidade total (kg/m³)

g : constante gravitacional (9.8 m/s²)

dD : intervalo de profundidade (m)

Na Equação 2.3 (Bourgoyne *et al.*, 1986) pode-se observar que a densidade total, ρ_b , esta relacionada com a porosidade, a densidade dos grãos e dos fluidos contidos nos poros,

$$\rho_b = \rho_g (1 - \phi) + \rho_f \phi \quad (2.3)$$

onde:

ρ_g : densidade dos grãos (kg/m³)

ρ_f : densidade dos fluidos (kg/m³)

ϕ : porosidade

Ou em termos da porosidade, de acordo com a Equação 2.4 (Bourgoyne *et al.*, 1986):

$$\phi = \frac{\rho_g - \rho_b}{\rho_g - \rho_f} \quad (2.4)$$

Com a equação anterior pode-se avaliar a porosidade a partir da densidade total média calculada dos registros de poço, para qualquer densidade de grão e densidade de fluido assumida. A tendência da porosidade media vs a profundidade pode ser descrita por meio da Equação 2.5 (Bourgoyne *et al.*, 1986):

$$\phi = \phi_0 e^{-kD_s} \quad (2.5)$$

onde:

ϕ_0 : porosidade na superfície

k : constante de declínio da porosidade (m^{-1})

D_s : profundidade dos sedimentos (m)

Com tal equação pode-se obter uma linha de tendência reta num gráfico de coordenadas semilogarítmicas. A pressão de sobrecarga pode ser calculada agora com a expressão que relaciona a mudança da porosidade com a profundidade. Substituindo a Equação 2.3 na Equação 2.2, tem-se a Equação 2.6 (Bourgoyne *et al.*, 1986):

$$S_z = \int_0^D g(\rho_g(1-\phi) + \rho_f\phi) dD \quad (2.6)$$

Observe-se que na Figura 2.2 a pressão de sobrecarga não seria a mesma quando se considera uma locação *offshore*, então é preciso integrar em duas partes a expressão para o cálculo da pressão de sobrecarga da Equação 2.6, desde a superfície até a linha da lama, e da linha da lama até a profundidade de interesse. Desta forma, a Equação 2.6 converte-se numa expressão que leva em conta o efeito das formações e da camada da água, como se pode observar na Equação 2.7 (Bourgoyne *et al.*, 1986):

$$S_z = C \int_0^{D_w} \rho_w dD + C \int_{D_w}^{D_s} (\rho_g(1-\phi) + \rho_f\phi) dD \quad (2.7)$$

onde:

C : constante gravitacional ($9.81 \times 10^{-3} \text{ m/s}^2$)

D_s : profundidade dos sedimentos (m)

ρ_w : densidade de água de mar (kg/m^3)

Integrando a Equação 2.7 com a inserção da Equação 2.5, teremos a Equação 2.8 (Bourgoyne *et al.*, 1986):

$$S_z = C\rho_{sw}D_{sw} + C\rho_g D_s - \frac{C(\rho_g - \rho_f)\phi_0}{k}(1 - e^{-kD_s}) \quad (2.8)$$

Agora pode-se calcular o valor da força vertical da matriz da rocha a partir da Equação 2.1, com o valor de S_z fornecido pela Equação 2.8, e assumindo que se conhece o valor da pressão de poros para a profundidade de interesse. Considera-se que já tenha estimado o valor da pressão de poros a uma profundidade determinada a partir de correlações com poços vizinhos ou dados sísmicos. Foi selecionado o método de Bourgoyne para o cálculo do gradiente de sobrecarga devido ao fato que ele, além de considerar o efeito da lâmina d'água, está fortemente relacionado com o cálculo do gradiente de pressão de fratura, isto é, foi usado o conceito de pseudo-pressão de sobrecarga para calcular o gradiente de pressão de fratura. O método para da pseudo-sobrecarga deu uma boa correlação entre os dados de *LOT* esperados e os dados de *LOT* reais quando aplicado na área do Rio de Janeiro (Rocha e Bourgoyne 1996).

2.1.2 Método de Eaton modificado

Segundo Simmons e Rau (1988) este método é recomendado no caso de planejamento de um poço. O método pode ser empregado na ausência de informação do registro de densidade (*density log*). As seguintes correlações foram feitas para lâminas d'água acima de 107 m. O estudo envolve uma análise comparativa das técnicas preditivas existentes relativas a dados de *LOT* reais de poços perfurados em lâminas d'água profunda no mundo pela companhia Chevron.

Primeiro deve-se determinar a profundidade equivalente de sedimentos, D_{eq} , para a profundidade de água do poço proposto usando a Equação 2.9 (Simmons e Rau, 1988):

$$D_{eq} = 1,489554 \times 10^{-5} + \left[\frac{1,911364}{(WD)} - \frac{2,703024}{(WD)^2} \right]^{-1} \quad (2.9)$$

onde:

WD : espessura da lâmina d'água (m)

Assim, calcula-se a espessura efetiva dos sedimentos (*effective sediment penetration depth*), D_{eff} , Equação 2.10 (Simmons e Rau, 1988), para ser usado na determinação do gradiente de tensão de sobrecarga média. A espessura efetiva dos sedimentos é a soma da espessura equivalente de sedimentos mas a espessura das camadas de sedimentos perfuradas. A espessura equivalente dos sedimentos e a espessura da lâmina d'água exercem a mesma pressão.

$$D_{eff} = D_{eq} + D_{sed} \quad (2.10)$$

onde:

D_{sed} : espessura dos sedimentos (m)

Determina-se o gradiente médio de tensão de sobrecarga (*average overburden stress gradient*), G_{oba} , à profundidade efetiva usando a Equação 2.11 (Simmons e Rau, 1988):

$$G_{oba} = (0,8511934 \times e^r) \times 22,6 \quad (2.11)$$

onde:

$$r = \frac{(\ln D_{eff} - 6,206593)^2}{84,36084} \quad (2.12)$$

G_{oba} : gradiente médio de tensão de sobrecarga (kPa/m)

Posteriormente, calcula-se a tensão vertical composta (*composite vertical stress*) na profundidade de investigação (ou sobrecarga), S_z , usando a Equação 2.13 (Simmons e Rau, 1988). Essa é uma forma generalizada da equação desenvolvida por Christman (1973), conforme o seguinte:

$$S_z = (0.442 \times WD) + (G_{oba} \times D_{sed}) \quad (2.13)$$

onde:

S_z : tensão vertical composta (kPa/m)

Observa-se que a tensão vertical composta é a soma da pressão da coluna de água e a sobrecarga dos sedimentos acima da profundidade de interesse.

Toda vez que os registros de densidade total (*bulk density log*) estiverem disponíveis, eles podem ser empregados para desenvolver a curva de sobrecarga. Esta informação é valiosa quando se está planejando o poço. Deve-se calcular uma média ponderada da densidade das formações por cada intervalo representativo.

Examina-se o registro de densidade e estabeleça o intervalo conveniente, Δh (m), a fim de quantificar a densidade média total dos sedimentos, ρ_b (kg/m^3). O intervalo Δh pode ser de qualquer comprimento conveniente. A consistência e caráter do registro normalmente ditam este intervalo.

A partir deste raciocínio pode-se calcular a densidade média total, ρ_B , a qualquer profundidade empregando a Equação 2.14 (Simmons e Rau, 1988):

$$\rho_B = \frac{\sum_{i=1}^N [\rho_b \times \Delta h]}{\sum_{i=1}^N (\Delta h)} \quad (2.14)$$

Para obter o gradiente de sobrecarga em unidades de kPa/m, multiplica se a Equação 2.14 por $9,8 \times 10^{-3}$.

O gradiente de pressão de sobrecarga é calculado também utilizando-se simplesmente o perfil de densidade ou sônico. No caso de se utilizar o sônico pode ser empregada a equação de Gardner (1974) :

$$\rho_b = (a \times V^b) \times 1000 \quad (2.15)$$

onde:

a : 0,23

b : 0,25

ρ_b : densidade de total (*bulk density*) (kg/m^3)

V : velocidade de intervalo sísmico (m/s)

Os valores de a, b geralmente são ajustados para a área. Daí pode ser calculada o gradiente de densidade de sobrecarga ou densidade média total, ρ_B , empregando a Equação 2.14.

2.2 Métodos para calcular o gradiente de pressão de poros

A pressão hidrostática é transmitida hidráulicamente, portanto, independe da inclinação do poço. A pressão de poros anormal decresce de forma proporcional à pressão de sobrecarga, como pode ser observado analisando a Equação 2.1. Ou seja, o incremento da lâmina d'água faz com que a pressão anormal seja menor.

Segundo Joshida *et al.* (1996) na engenharia de perfuração, os métodos relacionados com a pressão anormal caem em duas categorias: métodos de predição e métodos de detecção. Os métodos para predição de pressão de poros empregam velocidades de intervalo sísmico (*seismic interval velocities*), registros de poços de correlação e histórico de poços. Os métodos de detecção de pressão de poros normalmente empregam parâmetros de perfuração tal como o expoente “d” e informação de poço (*MWD/LWD*) durante a etapa de perfuração do poço.

Todos os métodos de predição de pressão de poros estão baseados na equação original de Terzaghi (1943) (vide Equação 2.1). O gradiente da pressão de sobrecarga, S/D , freqüentemente considera-se constante com incremento da profundidade, tendo um valor de 22,6 kPa/m (1 psi/ft), o qual esta muito longe de corresponder aos valores reais.

Os cálculos devem incluir o efeito da camada de água e a camada de ar (*air gap*) quando se trata de operações em mar (*offshore*).

Segundo Joshida *et al.* (1996) os melhores métodos da estimativa da pressão de poros, que são apropriados para a perfuração são os de Hottman e Johnson (1965), profundidade equivalente, e de Eaton (1975). Esses métodos ou variações dos mesmos são os métodos empregados pela maioria das grandes companhias petrolíferas e de serviços.

Os três métodos são gráficos os quais usam os valores obtidos dos registros de densidade, acústico e elétrico dos poços. Esses métodos estão baseados na premissa de que em condições normais, a porosidade decresce com a profundidade ao longo de uma linha de tendência normal. Ou seja, que se for plotado a porosidade versus a profundidade ter-se-á uma linha de comportamento normal da porosidade. Em formações com pressão anormal, a porosidade “in-situ” desvia-se desta linha de tendência normal.

As propriedades do folhelho medidas por vários registros estão relacionadas diretamente com a porosidade. Quando esses valores são plotados como uma função da profundidade obtém-se uma tendência normal na seção pressurizada em quanto a porosidade decresce. Um desvio desta tendência normal é um indicativo da pressão anormal. Os três métodos citados podem fazer uso de informação sísmica transformando as velocidades de intervalo sísmico (*seismic interval velocities*) em trânsito do tempo do intervalo (*interval transit time*).

2.2.1 Método de Hottman e Johnson

O método de Hottman e Johnson (1965) calcula a pressão de poros usando o registro de resistividade e o registro sônico. As propriedades elétricas e acústicas dos folhelhos estão diretamente relacionadas com a porosidade. Portanto, a medição das propriedades do folhelho deve ser representativa da porosidade “in-situ” da formação.

Em formações rasas normalmente pressurizadas a resistividade do folhelho cresce com a profundidade seguindo uma tendência normal. O aumento na resistividade medida do folhelho é devido ao fato que a porosidade da formação diminui durante o processo de compactação. Em seções com pressões anormais há um desvio com respeito à linha de tendência normal nas resistividades de folhelho medidas. O desvio é para menores valores de resistividade devido ao incremento da porosidade “in-situ”. Quando se usam registros acústicos, o tempo de trânsito medido diminui com a profundidade em seções normalmente pressurizadas. Em seções com pressões anormais o tempo de trânsito desvia-se para valores mais altos devido ao aumento da porosidade “in-situ” da formação.

O valor do desvio no registro sônico é simplesmente a diferença entre o valor medido e o valor determinado pela linha de tendência normal à mesma profundidade. No caso do registro de resistividade leva-se em conta a relação entre o valor medido e o valor normal determinado pela linha de tendência normal. Por exemplo, na Figura 3.5 do capítulo da metodologia o valor da linha curva na região de pressão anormal corresponde ao valor medido do tempo de trânsito sônico, e valor da linha reta corresponde ao valor da linha de tendência. A leitura do valor medido e a leitura do valor da linha de tendência são feitas a uma mesma profundidade. Na Figura 2.3 o eixo horizontal corresponde à diferença do tempo de trânsito do folhelho calculada do registro sônico. E na Figura 2.4 o eixo horizontal corresponde à relação de resistividade calculada do registro de resistividade.

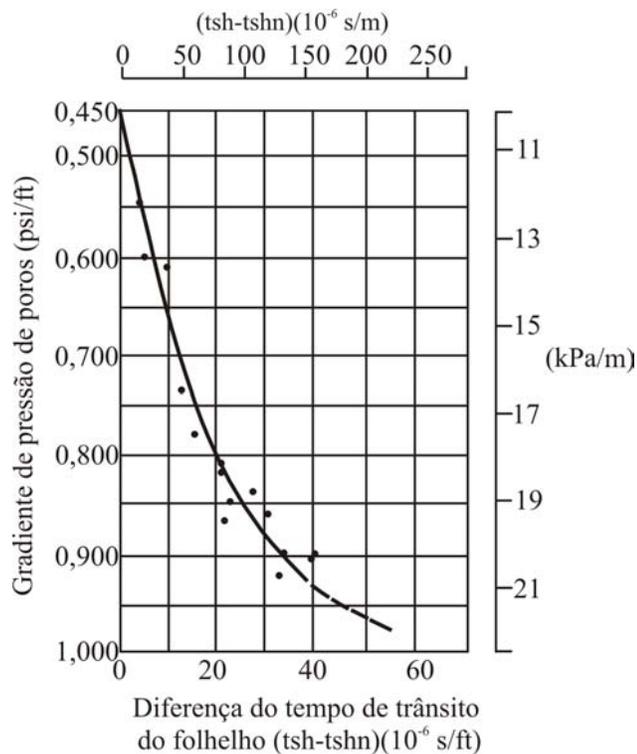


Figura 2.3 Relação entre a diferença do tempo de trânsito do folhelho (tsh-tshn) e o gradiente de pressão de fluido do reservatório (Bourgoyne *et al.*, 1986)

Para aplicar este método devem-se ler as resistividades e os tempos de trânsito em folhelhos espessos e limpos (pelo menos 6 m (20 ft) de espessura) diretamente dos registros de poço. Cada leitura é plotada em papel de coordenadas semilogarítmicas a sua correspondente profundidade. Estabelece-se então a linha de tendência normal para a seção rasa e normalmente pressurizada. A linha de tendência normal é estendida para abaixo até atingir a zona com pressão anormal. Faz-se uma leitura da resistividade ou do tempo acústico nesta linha de tendência normal à profundidade onde foram feitas as leituras nos registros reais. Dependendo do registro usado, a diferença ou a relação entre o valor real e os valores da linha de tendência normal, faz-se uso do registro correspondente para calcular os gradientes de pressão de poros.

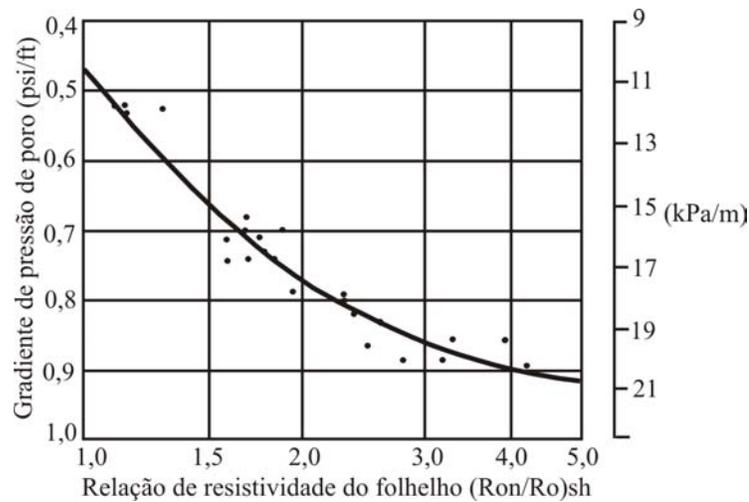


Figura 2.4. Relação entre a resistividade do folhelho (R_{on}/R_o)sh e o gradiente de pressão do fluido do reservatório (Bourgoyne *et al.*, 1986).

2.2.2 Método da profundidade equivalente

Segundo Joshida *et al.* (1996) o princípio da “profundidade equivalente” fala que os sedimentos que foram depositados a profundidades rasas têm as mesmas propriedades de rocha que aquelas que se encontram mais profundas em ambientes com pressões anormais. Ou seja, a tensão da matriz na formação mais profunda com pressão anormal é a mesma que na profundidade equivalente porque a pressão de sobrecarga é suportada pelos fluidos dos poros e não pela matriz da rocha. A pressão de poros é, portanto, a diferença entre a pressão de sobrecarga real à profundidade de interesse na zona com pressão anormal do poço e a tensão da matriz à profundidade equivalente de deposição. Uma vez que é determinada a profundidade de deposição equivalente, então pode-se calcular a tensão da matriz à profundidade equivalente usando a Equação 2.1.

A pressão anormal é calculada, usando a Equação 2.1, determinando a tensão vertical na profundidade equivalente de deposição e assumindo uma pressão de sobrecarga de 22,6 kPa/m (1 psi/ft). Pode-se assumir um gradiente de sobrecarga variável como no método de Eaton.

2.2.3 Método de Eaton

O método de Eaton (1975) é um aprimoramento do método original de Hottman e Johnson (1965). Este método é baseado na premissa que existe uma linha de tendência normal na seção normalmente pressurizada quando os valores elétricos e acústicos dos folhelhos limpos são medidos diretamente dos registros e plotados como uma função da profundidade em coordenadas semilogarítmicas. Um desvio dos valores obtidos dos registros de esta linha de tendência normal é um indicativo de uma pressão de poros anormal.

O método de Eaton emprega uma base de dados muito maior que a usada por Hottman e Johnson, e considera a variação da pressão de sobrecarga.

A simplicidade das equações do método de Eaton faz com que sejam as mais utilizadas universalmente. Outra característica é que os valores de velocidade de trânsito do tempo do intervalo podem ser convertidas a tempo de trânsito, e serem empregados como valores dos registros sônicos.

Segundo Joshida (1996) investigações posteriores revelaram que um gráfico de expoentes de perfuração corrigidos se comportam numa forma similar ao gráfico das resistividades de folhelho. Portanto, os expoentes “ d_c ” podem ser usados para predizer as pressões de poros.

As equações de Eaton são as seguintes:

Registros de resistividade (Eaton, 1975)

$$\frac{P_p}{D} = \frac{S_z}{D} - \left(\frac{S_z}{D} - \frac{P_{pN}}{D} \right) \times \left(\frac{r_o}{r_N} \right)^{1,2} \quad (2.16)$$

Registros de condutividade (Eaton, 1975)

$$\frac{P_p}{D} = \frac{S_z}{D} - \left(\frac{S_z}{D} - \frac{P_{pN}}{D} \right) \times \left(\frac{C_N}{C_o} \right)^{1,2} \quad (2.17)$$

Registros sísmicos ou sônicos (Eaton, 1975)

$$\frac{P_p}{D} = \frac{S_z}{D} - \left(\frac{S_z}{D} - \frac{P_{pN}}{D} \right) \times \left(\frac{T_N}{T_o} \right)^{3.0} \quad (2.18)$$

Expoente “ d_c ” (Eaton, 1975)

$$\frac{P_p}{D} = \frac{S_z}{D} - \left(\frac{S_z}{D} - \frac{P_{pN}}{D} \right) \times \left(\frac{d_{c_o}}{d_{c_N}} \right)^{1.2} \quad (2.19)$$

O expoente modificado, d_{mod} , é igual a (Eaton, 1975):

$$d_{\text{mod}} = d_{\text{exp}} \times \frac{1071 \text{ kg/m}^3}{\rho_{cb}}$$

onde d_{exp} é o expoente de perfurabilidade, 1071 kg/m^3 é a densidade equivalente da formação com pressão normal e ρ_{cb} é a densidade equivalente de circulação da lama na broca em kg/m^3 .

Pode-se observar que:

Em pressões normais (Eaton, 1975)

$$\left(\frac{r_o}{r_n} \right)^{1.2}, \left(\frac{C_N}{C_o} \right)^{1.2}, \left(\frac{T_N}{T_o} \right)^{3.0}, \left(\frac{d_{c_o}}{d_{c_n}} \right)^{1.2} = 1 \quad (2.20)$$

Portanto

$$\frac{P_p}{D} = \frac{P_p}{D_{\text{NORMAL}}} \quad (2.21)$$

Em pressões anormais altas (Eaton, 1975)

$$\left(\frac{r_o}{r_n}\right)^{1.2}, \left(\frac{C_N}{C_o}\right)^{1.2}, \left(\frac{T_N}{T_o}\right)^{3.0}, \left(\frac{d_{c_o}}{d_{c_n}}\right)^{1.2} \rightarrow 0 \quad (2.22)$$

Portanto

$$\frac{P_p}{D} \rightarrow \frac{S_z}{D} \quad (2.23)$$

2.2.4 Detecção de pressão de poros durante a perfuração

Originalmente os métodos de detecção foram desenvolvidos para serem usados durante a perfuração do poço. Os parâmetros tais como taxa de penetração (R), peso sobre a broca (W), velocidade de rotação (N), diâmetro da broca (D_{bit}) e taxa de bombeio são plotados em tempo real e normalizados com condições predeterminadas. A taxa normalizada de perfuração do expoente “d” é plotada versus a profundidade. Em seções normalmente pressurizadas se desenvolve uma linha de tendência normal como resultado da diminuição da porosidade “in-situ”. Isto significa que o decremento da porosidade “in-situ” diminui a taxa de penetração. Em essência, a perfurabilidade da formação diminui como um resultado do incremento no expoente “d”. Em formações com pressões anormais altas, o expoente “d” desvia-se do comportamento normal devido a um incremento na porosidade “in-situ”. Este incremento na porosidade “in-situ” fornece como resultado um incremento na taxa de penetração. Este incremento na taxa de perfuração é chamado “*drilling break*” ou mudança repentina na taxa de penetração.

Análise posteriores tem mostrado que o expoente “d” pode ser usado para predição de pressão usando os métodos que usam registros de poço que foram explicados anteriormente. Como o expoente “d” é uma função da porosidade, então um gráfico do expoente “d” se comporta da mesma forma que as resistividades de formação. Portanto, a magnitude do desvio do expoente “d” da linha de tendência normal numa zona com pressão anormal alta pode ser empregado para calcular a pressão de poros usando qualquer dos métodos que empregam registros de poços.

2.3 Métodos para calcular o gradiente de pressão de fratura

2.3.1 Método de Hubbert e Willis

Hubbert e Willis publicaram em 1957 o que é geralmente considerado como o artigo clássico de fraturamento hidráulico. Neste artigo, eles desenvolvem uma equação para estimar a pressão de fratura requerida para fraturar a formação. A teoria está baseada em testes de compressão triaxial em laboratório e que podem ser aplicadas em áreas “relaxadas tectonicamente” e normalmente falhadas. O modelo foi a base para futuros métodos, e basicamente afirma que a pressão de fratura é igual a tensão horizontal mínima mais a pressão de poros da formação. A tensão horizontal mínima é igual a alguma fração da tensão vertical efetiva (a qual é igual à pressão de sobrecarga menos a pressão de poros da formação). A tensão horizontal mínima deve estar entre o intervalo de 1/3 e 1/2 da tensão vertical efetiva. A equação resultante, Equação 2.24 (Hubbert e Willis, 1957), para este método é:

$$\frac{P_f}{D} = K_i \times \left(\frac{S_z}{D} - \frac{P_p}{D} \right) + \frac{P_p}{D} \quad (2.24)$$

$$\text{onde } \frac{1}{3} \leq K_i \leq \frac{1}{2}$$

Esta equação também está baseada na suposição que o gradiente de pressão de sobrecarga é aproximadamente 22,6 kPa/m (1 psi/ft). Embora este método seja a base de outros métodos, não é amplamente empregado, devido aos baixos valores que ele fornece em razão à suposição da relação de tensão constante K_i de 1/3 até 1/2 da tensão vertical.

2.3.2 Método de Matthews e Kelly

Matthews e Kelly (1967) publicaram um método para estimar o gradiente de pressão de fratura similar ao método de Hubbert e Willis (1957), porém empregaram um coeficiente de tensão de matriz variável, K_i . A equação pode ser expressa da seguinte forma, Equação 2.25 (Matthews e Kelly, 1967):

$$\frac{p_f}{D} = K_i \left(\frac{S_z}{D} - \frac{p_p}{D} \right) + \frac{p_p}{D} \quad (2.25)$$

O coeficiente, K_i , relaciona as condições reais de tensão da matriz da formação de interesse com as condições de tensão se a formação está normalmente compactada. Os valores de K_i são determinados empiricamente a partir das pressões de iniciação de fratura para uma área determinada. Matthews e Kelly desenvolveram curvas de K_i para o Litoral do Golfo de Texas e Litoral do Golfo de Louisiana. O método de Mathwes e Kelly assume uma pressão de sobrecarga de 22,6 kPa/m (1 psi/ft). Segundo Joshida (1996) o método de Matthews e Kelly é uns dos métodos mais empregados pelas grandes companhias contratantes de petróleo, companhias terceirizadas de perfuração e companhias de serviço dos Estados Unidos, Canadá e América do Sul.

2.3.3 Método de Pennebecker

O método de Pennebecker (1968), que usa dados sísmicos, é similar ao método de Mathwes e Kelly, porém Pennebecker considera que o gradiente de pressão de sobrecarga é variável e está relacionado com a idade geológica. Foram desenvolvidas várias curvas de gradiente de pressão de sobrecarga versus profundidade baseadas nos tempo de trânsito, e são empregadas para determinar a pressão de sobrecarga quando outros métodos não estão disponíveis. Estas curvas foram desenvolvidas assumindo que, já que a densidade da rocha sedimentar é aproximadamente proporcional ao grau de compactação, e as velocidades das rochas

sedimentar depende da compactação rocha, então se espera uma relação previsível entre a densidade total e a velocidade.

Similar ao método de Matthwes e Kelly emprega-se o coeficiente de relação de tensão, K_i , na equação a qual é função do coeficiente de Poisson e um termo de deformação grande. A curva da taxa de tensão, K_i , foi estimada empiricamente a partir de pressões de propagação de fratura conhecidas. As pressões de propagação de fratura foram obtidas para o Litoral do Golfo de Texas e Louisiana. Este coeficiente K_i deve variar com a profundidade e a idade geológica. Os valores publicados fornecem estimativas conservadoras para qualquer bacia sedimentar, até que o gradiente de pressão de sobrecarga apropriado seja usado. Segundo Pennebecker (1968) o gradiente de pressão de sobrecarga, o qual é influenciado pela idade geológica, é o fator controlador.

2.3.4 Método de Eaton

Eaton (1969) expandiu o trabalho de Hubbert e Willis introduzindo o coeficiente de Poisson e um gradiente de pressão de sobrecarga variável. A quantidade da tensão horizontal causada pela tensão vertical é uma função do coeficiente de Poisson da rocha, e é expresso pela Equação 2.26 (Eaton, 1969):

$$\sigma_H = \frac{\mu}{1-\mu} \sigma_v \quad (2.26)$$

A equação do gradiente de pressão de fratura resultante é, Equação 2.27 (Eaton, 1969):

$$\frac{P_f}{D} = \frac{\mu}{1-\mu} \left(\frac{S_z}{D} - \frac{P_p}{D} \right) + \frac{P_p}{D} \quad (2.27)$$

Onde:

$$\frac{\mu}{1-\mu} = K_i \quad (2.28)$$

O gradiente de pressão de sobrecarga é variável e é determinado como se discutiu anteriormente. O coeficiente de Poisson das rochas aumenta com a profundidade no caso do Litoral do Golfo dos Estados Unidos e pode ser determinada empiricamente a partir dos dados de campo ou registros de análise de tensão nas areias (*sand strength analysis logs*). Eaton recalculou o coeficiente de Poisson e produziu uma curva versus a profundidade para o Litoral do Golfo dos Estados Unidos. O coeficiente de Poisson não é exatamente a mesma para as diferentes áreas, e deve ser verificada ou ajustada para dados locais.

2.3.4.1 Método de Eaton modificado (levando em conta o efeito da lâmina d'água)

O gradiente de pressão de sobrecarga foi calculado pela Equação 2.13. Agora seguem-se os passos para o cálculo do gradiente de pressão de fratura levando em conta o efeito da lâmina d'água.

Determina-se a relação de tensão da matriz marítimo (*matrix stress ratio*), K_i , na profundidade efetiva, D_{eff} , usando a Equação 2.29 (Simmons e Rau, 1988):

$$K_i = 0,05329427 \times 0,999996^{(D_{eff})} D_{eff}^{(0,3006479)} \quad (2.29)$$

Calcula-se antecipadamente o gradiente de pressão de fratura, $\frac{P_f}{D}$, usando a Equação 2.30 (Simmons e Rau, 1988):

$$\frac{P_f}{D} = \frac{P_p}{D} + K_i \left(\frac{S_z}{D} - \frac{P_p}{D} \right) \quad (2.30)$$

onde:

p_f : pressão de fratura (kPa)

p_p : pressão de poros (kPa)

S_z : tensão matricial (kPa)

O fato de o poço ser terrestre ou marítimo afeta apenas o cálculo do gradiente de pressão de sobrecarga. O gradiente de pressão de poros e de fratura seguem o mesmo procedimento de terra ou mar.

2.3.5 Método de Bourgoyne (levando em conta o efeito da lâmina d'água)

No cálculo da pressão de sobrecarga chegou-se à Equação 2.8. Agora seguem-se os passos para o cálculo do gradiente de pressão de fratura levando em conta o efeito da lâmina d'água.

Calcula-se a tensão matricial vertical (*vertical matrix stress*), σ_z , empregando a Equação 2.31 (Bourgoyne *et al.*, 1986):

$$\sigma_z = S_z - p_p \quad (2.31)$$

Calcula-se a relação de tensão matricial horizontal-vertical, K_i , empregando a Equação 2.32 (Bourgoyne *et al.*, 1986):

$$K_i = 1 - ae^{bDs} \quad (2.32)$$

onde:

a, b : variáveis adimensionais de ajuste da curva à regressão dos dados regionais de K_i obtidas pelo método dos mínimos quadrados.

Por exemplo, os dados do coeficiente de Poisson calculados por Eaton (1968) para a Costa do Golfo dos Estados Unidos foram convertidos a valores de K_i empregando a Equação 2.26. O ajuste da curva foi feito empregando a Equação 2.32.

Calcula-se a tensão horizontal matricial media, σ_h , usando a Equação 2.33 (Bourgoyne *et al.*, 1986):

$$\sigma_h = K_i \sigma_z \quad (2.33)$$

onde:

σ_h : tensão horizontal matricial media (kPa)

Finalmente o gradiente de pressão de fratura, $\frac{P_f}{D}$, é calculada coma Equação 2.34 (Bourgoyne *et al.*, 1986):

$$\frac{P_f}{D} = \frac{\sigma_h}{D} + \frac{P_p}{D} \quad (2.34)$$

2.3.6 Teste de absorção da formação (*LOT*)

Segundo Bourgoyne *et al.* (1986) o *LOT* é considerado como um método de medição da pressão de fratura. Ele é feito depois que o revestimento é descido e cimentado. Ele tem como objetivo verificar se o revestimento, o cimento e a formação abaixo da sapata do revestimento podem suportar a pressão de poço necessária para perfurar até a profundidade seguinte onde irá ser descido o próximo revestimento. Em linhas gerais, o *LOT* é feito com o *BOP* fechado, e bombeando ao poço a uma vazão constante até alcançar uma pressão estabelecida ou até que o poço comece a tomar o fluido que esta sendo bombeado, esta filtração do fluido causa um desvio da tendência de aumento da pressão. As bombas então são desligadas, e observa-se o comportamento da pressão pelo menos dez minutos para determinar a taxa de declínio da pressão.

O resultado de um teste típico de *LOT* pode ser visto na Figura 2.5 para um poço que tem uma pequena região exposta. Nele pode-se observar que a pressão tem uma relação linear com o volume bombeado. A linha reta continua até o ponto A, onde os grãos da formação começam a se separar, e a formação começa a tomar o fluido de perfuração que esta sendo bombeado. A pressão no ponto A é conhecida como a pressão de *LOT* a qual é usada para calcular a pressão de fratura. O bombeio do fluido de perfuração continua até se ter certeza que a pressão de fratura foi alcançada. No ponto B, a bomba é desligada, o poço é mantido fechado para observar a taxa de declínio da pressão. A taxa de declínio da pressão é um indicador da taxa à qual o filtrado do fluido de perfuração está sendo perdido.

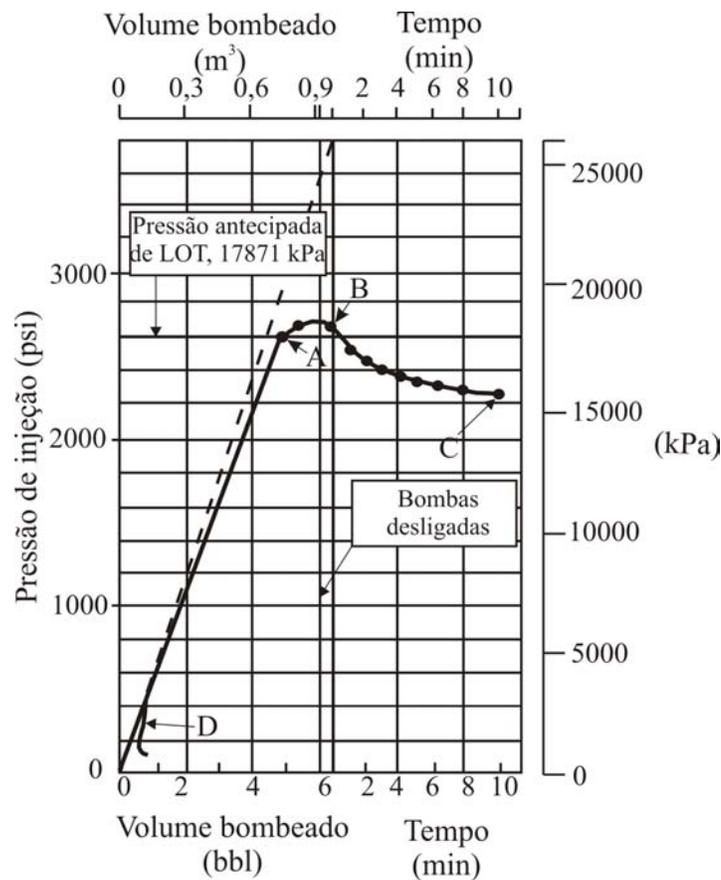


Figura 2.5 *Leakoff Test (LOT)* (Bourgoyne *et al.*, 1986)

A pressão de fratura antecipada, p_{ff} , é calculada com os métodos descritos acima. A pressão de *LOT* antecipada na superfície, p_{lo} , é dada pela Equação 2.35 (Bourgoyne *et al.*, 1986):

$$p_{lo} = p_{ff} - 0.052 \times \rho_m \times D_{cs} + \Delta p_f \quad (2.35)$$

onde:

p_{ff} : pressão de fratura observada (kPa)

ρ_m : densidade do fluido de perfuração (kg/m³)

D_{cs} : profundidade da sapata (m)

Δp_f : quedas de pressão por fricção (kPa)

Esta equação é usada para calcular a pressão de fratura observada, p_{ff} , a partir da pressão de *LOT* observada, p_{lo} . Como o *LOT* é feito a baixas taxas de bombeio, as quedas de pressão são consideradas desprezíveis (649 kPa). Chenevert (1978) recomenda usar a pressão requerida para romper a tensão do gel e iniciar a circulação do poço para calcular as quedas de pressão.

2.3.7 Método de Aadnoy

Segundo Aadnoy e Larsen (1987) o método está baseado nos princípios da mecânica de rochas, porém usa um método de correlação na aplicação dos dados de campo. Os aprimoramentos sobre os métodos existentes são:

- Usa os dados de pressão de *LOT* e de perda da circulação.
- É válido para poços verticais e direcionais.
- O resultado é dado como uma simples equação.
- Identifica os efeitos da litologia.

O resultado é dado em uma equação simples, onde só se emprega a profundidade, a pressão de poros e o ângulo do poço. Devido à inclusão do ângulo do poço, o método pode ser empregado durante a perfuração. O método foi empregado na região *offshore* da Noruega, os resultados apresentam uma boa correlação com os dados reais.

De acordo com Aadnoy e Chenevert (1987) a tensão horizontal “in-situ” pode ser calculada usando a seguinte equação:

$$\sigma_{T1} = \frac{1}{2} (P_{w-fract}^o + p_p + A) \quad (2.36)$$

onde:

σ_{T1} : tensão horizontal “in-situ” (kPa)

$P_{w-fract}^o$: pressão de fratura para poços verticais (kPa)

p_p : pressão de poros (kPa)

A : coeficiente de correlação (kPa)

É assumido que a tensão horizontal é igual em todas as direções. A equação anterior é estritamente válida somente para poços verticais.

Foi observado a partir de dados de campo que a curva de sobrecarga e de tensão horizontal “in-situ” são quase paralelas. Então a equação da tensão “in-situ” horizontal corrigida, Equação 2.37 (Aadnoy e Chenevert, 1987), é:

$$\sigma'_{T1} = \sigma_o - K_1 \quad (2.37)$$

onde:

σ'_{T1} : tensão horizontal “in-situ” corrigida (kPa)

σ_o : pressão de sobrecarga (kPa)

K_1 : constante de correção (kPa)

Agora a única incógnita é o fator de correlação A . A partir das Equações 2.36 e 2.37 pode-se obter a Equação 2.38 (Aadnoy e Chenevert, 1987):

$$A = 2\sigma_o - 2K_1 - P_{w-fract}^o - p_p \quad (2.38)$$

Se A for plotado versus p_p , obtém-se uma linha reta da forma, Equação 2.39 (Aadnoy e Chenevert, 1987):

$$A = a' - b' p_p \quad (2.39)$$

Onde a' e b' são constantes a serem obtidas numa regressão da curva.

Uma conclusão do estudo feito por Aadnoy e Chenevert (1987) foi que: quanto maior a pressão de poros, menor o efeito da inclinação do poço. Isto significa que para pressões de poros baixas, o gradiente de fratura para um poço horizontal é significativamente menor que para o correspondente poço vertical. Quando se tem grandes pressões de poros, esta diferença diminui. Isto pode ser observado na equação empírica desenvolvida por Aadnoy e Chenevert no mesmo estudo:

$$P_{w-fract}(\gamma) = P_{w-fract}^o + \frac{1}{3}(p_p - p_p^*) \times \sin^2 \gamma \quad (2.40)$$

onde:

γ : ângulo de inclinação do poço (graus)

p_p^* : constante de pressão de poros (kPa)

Para calcular o valor do p_p^* , foram feitas duas abordagens. A primeira delas assume que não se tem informação sobre pressão de fratura de poços direcionais. Na segunda abordagem têm-se dados reais de pressão de fratura de poços direcionais. No caso da primeira abordagem foi obtida a Equação 2.41 para p_p^* (Aadnoy e Chenevert, 1987):

$$p_p^* = 3P_{w-fract} - 2p_p \quad (2.41)$$

Na segunda abordagem é preciso ter dados reais de pressão de fratura de poços direcionais.

2.3.8 Método da pseudo-pressão de sobrecarga

Segundo Rocha e Bourgoyne (1996) o método está baseado num novo conceito chamado de pseudo-pressão de sobrecarga, o qual é definido como a pressão de sobrecarga que uma formação teria se ela tivesse um comportamento plástico, isto é, a deformação permanente da rocha causada por uma força aplicada nela, e na suposição que a pressão de fratura é fortemente dependente da profundidade. Ele tem as vantagens de usar somente os dados de *LOT*, e ser independente da pressão de poros. Neste método devido à falta de informação sobre a litologia é assumido que todos os dados de *LOT* foram obtidos de argilas ou folhelhos. O método assume que pode ser usada uma função da profundidade cuidadosamente selecionada para correlacionar a pressão de fratura e a pressão de sobrecarga diretamente.

Deve ser dada atenção especial no caso de formações plásticas, nestas formações o valor de relação do esforço horizontal-vertical, K_i , é próximo a um, implicando que a pressão de fratura deveria ser uma função somente da pressão de sobrecarga. Em outras palavras, a pressão de fratura independe da pressão de poros; como pode ser visto na Equação 2.42. Estas conclusões são a base deste método. Ou seja, neste método é selecionada uma função da pressão de sobrecarga a qual é correlacionada diretamente aos dados de pressão de fratura representados pelos dados de *LOT*. A Equação 2.42 (Bourgoyne, 1996) representa a pressão de fratura:

$$p_f = p_p + K_i(S_z - p_p) \quad (2.42)$$

A função da pressão de sobrecarga escolhida foi a desenvolvida por Bourgoyne *et al.* (1986) (vide Equação 2.8). Esta equação, baseado num modelo de compactação, leva em

consideração características tais como a lâmina d'água para cada poço em particular. A Equação 2.8 é usada para correlacionar os dados de *LOT*. Isto é feito seguindo os seguintes passos:

- 1) Coletar no mínimo dez dados de *LOT*. Deven estar disponível os dados de profundidade do *LOT* e a lâmina d'água.
- 2) Assumir um valor inicial para a porosidade de superfície, ϕ_0 , e a constante de declínio, k . Lembrar que cada *LOT* tem seus valores de profundidade e lâmina d'água.
- 3) Criar uma tabela com os dados *LOT* e os dados fornecidos pela Equação 2.8, como foi descrito no item anterior.
- 4) Achar uma função da forma $y = ax^b$. Provavelmente os valores iniciais da porosidade de superfície e a constante de declínio da porosidade usados para calcular a pressão de sobrecarga não conduzem a valores de a, b e fator de regressão igual a 1.0.
- 5) Achar os valores de porosidade de superfície e constante de declínio da porosidade que fazem que os valores de a, b e fator de regressão sejam igual ou perto a 1.0.

Seguindo os passos anteriores pode-se ter uma linha de 45° correlacionando os valores de pressão de sobrecarga e *LOT*. Isto também significa que a pressão de fratura é igual à pressão de sobrecarga, o que por sua vez significa que K_i é igual a 1. Entretanto, os valores achados de porosidade de superfície e constante de declínio da porosidade não conduzem à pressão de sobrecarga verdadeira. De fato, esta pseudo-pressão de sobrecarga pode ser definida como a pressão de sobrecarga que uma formação dada (ou área) teria se fosse plástica. Naturalmente, se a formação tem um comportamento plástico real, a pressão de sobrecarga e a pseudo-pressão de sobrecarga estariam muito perto. A pseudo-pressão de sobrecarga é definida por duas constantes: a pseudo-porosidade de superfície, ϕ_{po} , e a constante de declínio da pseudo-porosidade, $K_{p\phi}$. Finalmente pode se afirmar que a pseudo-pressão de sobrecarga, a qual é a pressão de fratura, pode ser expressa pela equação 2.43 (Rocha e Bourgoyne, 1996):

$$\sigma_{fract} = \sigma_{po} = C\rho_{sw}D_{sw} + C\rho_g D_s - \frac{C(\rho_g - \rho_f)\phi_{po}}{k_{p\phi}}(1 - e^{-k_{p\phi}D_s}) \quad (2.43)$$

Foi escolhido o método da pseudo-sobrecarga para o cálculo do gradiente de pressão de fratura porque ele deu uma boa correlação entre os dados de *LOT* esperados e os dados de *LOT* reais quando aplicado na área de Rio de Janeiro (Rocha e Bourgoyne, 1996).

2.4 Métodos para determinar a profundidade de assentamento de sapata em águas profundas

Segundo Adams (1985) a profundidade de assentamento da sapata está diretamente relacionada pelas condições geológicas. Em alguns casos, o principal critério para selecionar a profundidade de assentamento é proteger zonas com perdas severas de circulação. Em poços profundos, o principal critério para determinar a profundidade de assentamento da sapata é baseado em proteger as formações das pressões de formações anormais e das pressões desenvolvidas durante os procedimentos de controle de poço. O critério de controle de pressões de formações é aplicável a quase todas as áreas da perfuração. Segundo Barragan (1995) a profundidade de assentamento da sapata é determinada considerando-se os seguintes aspectos:

- Possibilidade de fechamento do poço em caso de influxo de algum fluido da formação sem fraturar a formação mais fraca.
- Estabilidade do poço ainda não revestido.
- Isolamento de formações problemáticas
- Isolamento de aquíferos.

Para determinar a profundidade de assentamento baseado no critério de controle de pressões de formação deve-se conhecer condições geológicas tais como gradiente de pressão de poros (pressão de formação) e de fratura. Geralmente estas informações estão disponíveis com certo grau de confiança. Os cálculos feitos antes da perfuração, junto com os dados obtidos durante a perfuração, determinam a profundidade exata de assentamento de cada revestimento. O

primeiro passo é determinar os gradientes de pressão de poros e de fratura. Logo depois o operador deve projetar o programa de revestimento baseado na suposição que ele conhece o comportamento do poço ainda antes de ser perfurado, isto é, o engenheiro de perfuração espera que o comportamento das pressões de formação corresponda com as pressões dos poços de correlação.

2.4.1 Seleção de profundidade de assentamento para revestimento intermediário e *liner*. (Adams, 1985)

Segundo Adams (1985) para determinar a profundidade deve-se calcular a densidade da lama necessária para perfurar a profundidade final da fase, ver Figura 2.6. Devem ser protegidas as formações que possuem um gradiente de pressão de fratura menor que esse gradiente de pressão da lama. Na Figura 2.6 observa-se que devem ser protegidas as formações localizadas acima de 8600 m. Neste ponto é assentada a sapata do revestimento. Logo depois que tenha sido determinada a profundidade de assentamento, será determinado se o revestimento ficará preso durante a sua descida no poço.

O primeiro passo é determinar o perfil do gradiente de pressão de poros e de fratura esperadas. Na Figura 2.6 pode se observar que existe um gradiente de pressão de poros (equivalente) de 1869 kg/m^3 (15,6 lbm/gal) a uma profundidade de 3659 m (12000 ft). Deve-se ter um gradiente de pressão da lama maior do que 1869 kg/m^3 para poder alcançar esta profundidade de forma segura, isto é, sem que um *kick* ocorra ou sem fraturar a formação.

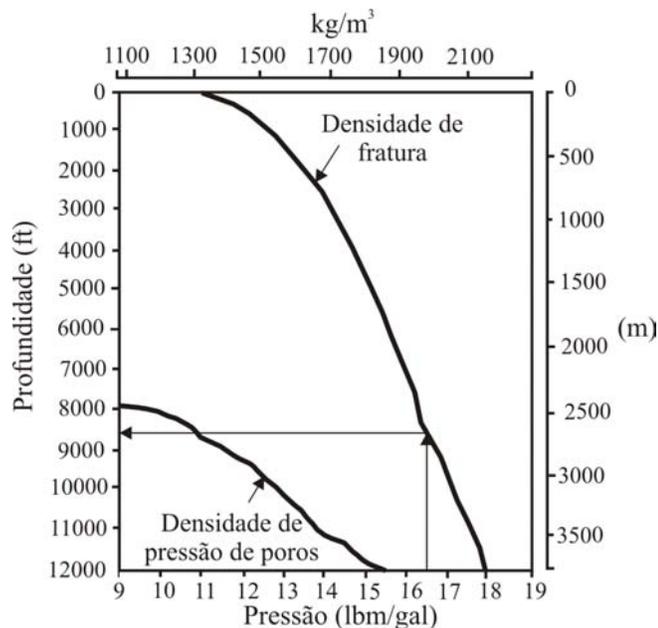


Figura. 2.6 Determinação da profundidade de assentamento do revestimento intermediário e *liner* (Adams, 1985)

Os valores acréscimos ao gradiente de pressão de poros que devem ser considerados são a margem de segurança para manobras (*trip margin*) para controlar a pressão de pistoneio (*swab pressure*), um incremento equivalente da lama devido à pressão de surgência (*surge pressure*) ocasionada durante a descida do revestimento e um fator de segurança adicional aos dois anteriores. Este acréscimo no gradiente de pressão de poros pode variar entre 24-36 kg/m³ (0,2-0,3 lbm/gal) devido à viscosidade da lama e a geometria do poço. Então, a densidade equivalente real no fundo do poço inclui o acréscimo necessário para controlar os 1869 kg/m³ (15,6 lbm/gal) do gradiente de pressão de poros mais os 72-108 kg/m³ (0,6-0,9 lbm/gal) de incremento devido aos efeitos de pistoneio, surgência e fator de segurança. Resultado disto, deve se proteger as formações com gradientes de pressão de fratura menores que 1977 kg/m³ (16,5 lbm/gal (15,6+0,9 lbm/gal)). A profundidade encontrada é a profundidade do revestimento intermediário.

O próximo passo é determinar se acontecerá um aprisionamento diferencial do revestimento quando ele for descido. O aprisionamento diferencial acontece no ponto em que se encontram as máximas pressões diferenciais. Na maioria dos casos esta é a zona de pressão normal permeável

mais profunda, i.e., a zona de transição à pressão anormal ou no caso em que ocorra uma diminuição dos gradientes de pressão de poros em uma formação permeável.

A profundidade do revestimento intermediário calculada é a profundidade de assentamento definitiva se a diferença de pressões na zona de pressões mais profunda é menor de 13800-15870 kPa (2000-2300 psi). Se o valor for maior que este limite arbitrário, a profundidade do revestimento intermediário calculada se converterá na profundidade mais rasa da sapata do *liner*. Neste caso, é necessário um passo adicional para determinar a profundidade de assentamento definitiva do revestimento intermediário.

2.4.2 Seleção da profundidade de assentamento do revestimento de superfície (Adams, 1985).

Segundo Adams (1985) a profundidade de assentamento do revestimento de superfície é calculada levando em conta as pressões de *kick* desenvolvidas durante as operações de controle de poço. A densidade equivalente da lama da coluna de fluidos no anular entre a coluna de perfuração e o diâmetro interno do poço gerada durante as operações de controle de *kicks* é a causa da maioria dos influxos subterrâneos. Quando acontecer um *kick*, a pressão de fechamento (*shut-in casing pressure*) adicionada à pressão hidrostática equivalente da lama podem exceder a pressão de fratura da formação na sapata, portanto, induzindo uma fratura. Portanto, o objetivo do procedimento da seleção de profundidade de assentamento do revestimento de superfície será aquele que determina a profundidade da formação que possa suportar as pressões geradas por um volume de *kick* padrão, (mínimo volume de *kick* que uma sonda tem capacidade de detectar e o máximo volume que pode suportar).

Pode ser difícil a precisão da determinação da pressão imposta por um *kick*. Embora, tem sido testado em aplicações de campo um procedimento que determina os valores numa forma rápida e efetiva.

$$\rho_{el} = \left(\frac{Dv}{Di} \right) (\Delta\rho_m) + \rho_m \quad (2.44)$$

onde:

ρ_{el} : densidade equivalente da lama à profundidade de interesse (kg/m³)

Dv : profundidade total (m)

Di : profundidade de interesse (m)

$\Delta\rho_m$: incremento no peso da lama devido ao *kick* (kg/m³)

ρ_m : peso da lama existente (kg/m³)

A Equação 2.44 (Adams, 1985) pode ser empregada iterativamente junto com o cálculo de um valor teórico do gradiente de pressão de fratura para determinar a profundidade de assentamento de revestimento que suportará a pressão de *kick*. A equação 2.44 fornece o perfil de gradiente de densidade equivalente da lama, ρ_{el} , desenvolvido durante o fechamento do poço quando um *kick* for detectado. Inicialmente, será escolhida uma profundidade rasa, Di , para a qual será calculada o gradiente de pressão de fratura e o gradiente de densidade equivalente da lama. Se o gradiente de densidade equivalente da lama calculada for maior que o gradiente de pressão de fratura, se escolherá um intervalo mais profundo, e o procedimento será repetido. O procedimento será feito até que o gradiente de pressão de fratura seja igual ao gradiente de densidade equivalente da lama. Quando o gradiente de pressão de fratura for igual à densidade equivalente da lama ter-se-á selecionado a profundidade de assentamento da sapata. A pressão do revestimento mostra dois componentes:

- diferença entre a densidade da lama e a densidade da formação, e
- diferença entre a pressão de *kick* e a pressão de formação.

O primeiro componente é considerado na equação, como o incremento da densidade da lama, $\Delta\rho_m$, esse valor representa o máximo acréscimo necessário para matar um *kick*. Porém o

segundo componente não é considerado, isto é, não é considerada a pressão de choke (*shut-in casing pressure*).

2.4.3 Seleção da profundidade de assentamento do revestimento intermediário (Santos *et al.* 1995)

Segundo Santos *et al.* (1995) para a seleção da profundidade de assentamento de sapata é importante levar em conta as considerações de controle de poço por meio do conceito de tolerância ao *kick*. Esse conceito torna a perfuração mais segura.

A tolerância ao *kick* pode ser entendida como a capacidade do poço aberto ou formação de suportar as pressões geradas durante as operações de controle de poço (fechamento inicial do poço e posterior circulação do *kick*) sem fraturar a formação. Quando se emprega a tolerância ao *kick* para a seleção da profundidade de assentamento de sapata é importante ter a seguinte informação disponível: (1) a pressão de formação na profundidade final da fase do poço, (2) o máximo volume de *kick* que a sonda é capaz de suportar, e (3) o gradiente de pressão de fratura para a área. Além disso, para calcular a profundidade de assentamento da sapata é preciso conhecer a curva de densidade equivalente de circulação. O processo de cálculo pode ser feito de baixo para cima ou cima para baixo.

2.4.3.1 Processo de seleção usando a tolerância ao *kick* quando o poço é imediatamente fechado após a detecção do *kick*

Neste caso apresenta-se o procedimento para a seleção de profundidade de assentamento de sapata considerando as pressões dentro do revestimento depois que o poço tenha sido fechado. Neste caso a tolerância ao *kick*, K_{t-wc} , é dado em kg/m³ (lbm/gal) pela Equação 2.45 (Santos *et al.*, 1995):

$$K_{t-wc} = \frac{(\rho_{frac} - \rho_m)}{D} \times D_{cs} - \frac{(\rho_m - \rho_k)}{D} \times L_k \quad (2.45)$$

onde:

D : profundidade final da fase (m)

D_{cs} : profundidade de assentamento de sapata (m)

ρ_{frac} : densidade equivalente de fratura a D_{cs} (kg/m^3)

ρ_m : densidade da lama (kg/m^3)

ρ_k : densidade de *kick* (kg/m^3)

L_k : altura de *kick* (m)

O comprimento de *kick* é calculado usando o volume máximo de *kick*, V_k , assumido para os cálculos, e a geometria de poço. A densidade de *kick* é dada pela Equação 2.46 (Santos *et al.*, 1995):

$$\rho_k = \rho_g \times X + \rho_m \times (1 - X) \quad (2.46)$$

onde:

X : fração inicial de gás (concentração de gás no momento de fechamento do poço)

O valor numérico de X é difícil de estimar porque ele depende de muitos parâmetros de campo. Na maioria dos casos emprega-se um valor de 0,6 para X . A densidade do gás, ρ_g , em kg/m^3 pode ser calculada empregando a seguinte equação de estado, Equação 2.47 (Santos *et al.*, 1995):

$$\rho_g = \frac{(3,485 \times p_p \times SG)}{(T \times Z)} \quad (2.47)$$

onde:

p_p : pressão, neste caso a pressão de formação (kPa)

SG : gravidade específica do gás

T : temperatura ($^{\circ}K$)

Z : fator de compressibilidade do gás

A profundidade de assentamento do revestimento deve satisfazer o seguinte critério de cálculo, $\rho_{eq,cs} \leq \rho_{frac}$. Onde $\rho_{eq,cs}$ é a densidade equivalente na sapata no momento de fechamento do poço em kg/m^3 .

No caso limite (profundidade mais rasa de assentamento de sapata) a densidade de fratura, ρ_{frac} na Equação 2.45 pode ser trocada pela densidade equivalente à máxima pressão permissível a essa profundidade (ρ_{max}). Sendo feito desta forma e assumindo um valor de 59,9 kg/m^3 (0,5 lbm/gal) para a tolerância ao *kick* no caso de fechamento do poço, a Equação 2.45 pode ser re-arranjada na seguinte forma, Equação 2.48 (Santos *et al.*, 1995):

$$\rho_{max} = \rho_m + \frac{59,9 \times D + L_k \times (\rho_m - \rho_k)}{D_{cs}} \quad (2.48)$$

Esta equação permite estabelecer a curva máxima de pressão permissível (em densidade equivalente) como uma função da profundidade de assentamento de sapata.

Como mencionado anteriormente, para encontrar a profundidade mais rasa para o assentamento da sapata é necessária outra informação: a densidade equivalente de pressão de fratura. Ela pode ser obtida por meio dos dados *LOT* corrida na área. Deve-se empregar uma expressão matemática no caso da simulação. Quando não se tem disponíveis os dados *LOT*, então é preciso assumir uma relação matemática que descreva o comportamento da pressão de fratura com a profundidade.

Resumindo, o processo para o cálculo da profundidade consiste nos seguintes passos:

- 1) Defina um intervalo de profundidade, por exemplo, 10 m.

- 2) Partindo da profundidade final, calcule o valor de ρ_{\max} .
- 3) Se o valor de ρ_{\max} for maior ou igual a ρ_{fract} a profundidade de assentamento foi atingida.
- 4) Caso contrário, calcule outra profundidade, isto é, diminua a profundidade que o cálculo foi feito do valor de 10 m.
- 5) Calcule o novo valor ρ_{\max} .
- 6) Vá para o passo (3) continue.

2.4.3.2 Procedimento de seleção usando a tolerância ao *kick* durante a circulação do *kick*

Este procedimento leva em conta o comportamento da pressão gerada dentro do poço durante a circulação do *kick*. Para esta situação, a tolerância ao *kick*, K_{t-circ} , é dada em kg/m^3 pela Equação 2.49 (Santos *et al.*, 1995):

$$K_{t-circ} = \rho_{\text{frac}} - \rho_{\text{circ}} \quad (2.49)$$

onde:

ρ_{circ} : densidade equivalente de circulação à profundidade de assentamento de sapata (kg/m^3)

O procedimento para selecionar a profundidade de assentamento de sapata usando o conceito de tolerância ao *kick* durante a circulação de *kick* é similar ao usado no caso de fechamento do poço. Desta forma, depois que a profundidade de assentamento é assumida, calcula-se a densidade equivalente máxima a essa profundidade fazendo uso de um simulador (isso acontece quando o topo de *kick* alcança a profundidade de assentamento assumida). Adiciona-se um valor de $59,9 \text{ kg/m}^3$ ($0,5 \text{ lbm/gal}$) a este valor, se o valor resultante é igual à densidade equivalente de fratura, a profundidade assumida é a profundidade mais rasa de

assentamento de sapata. Se o valor resultante não é igual ao valor da densidade equivalente de fratura, deve ser assumida outra profundidade de assentamento até que exista uma convergência.

2.4.4 Método da integridade reduzida do poço (Aadnoy, 1997)

Segundo Aadnoy (1997), quando se deseja assegurar uma integridade completa do poço em uma situação do *kick*, então deve-se obter um comprimento de revestimento muito grande. O comprimento do revestimento ele é muito grande devido ao fato que Aadnoy considera na situação do *kick* como ele migrando do fundo do poço até superfície sem expansão, isto faz com que a pressão do *kick* permaneça constante. Sem permitir a expansão do *kick*, a pressão dele será muito alta, portanto, se requer de uma pressão de fratura equivalente maior quando comparado com a pressão equivalente de fratura requerida no caso quando o *kick* é expandido durante a sua circulação. A profundidade onde se encontrar esta pressão equivalente de fratura corresponde à profundidade de posicionamento da sapata.

A integridade completa do poço significa que a sapata, os revestimentos e a cabeça do poço suportam as pressões desenvolvidas durante as operações de controle de poço. Deve-se, portanto sempre considerar as limitações impostas pela densidade da lama quando calcular a profundidade de assentamento da sapata, isto é, que a densidade da lama deve ser maior à densidade de pressão de poros para evitar um fluxo de fluidos da formação para o poço (*kick*). Porém quando leva-se em conta o controle de poço, (controle de *kick*) deve-se empregar a integridade reduzida de poço, para evitar as profundidades de revestimentos excessivas; a integridade reduzida do poço significa que a margem ou tolerância ao *kick* é considerada. Uma condição importante no caso da integridade reduzida do poço é que tem que ser garantido que o ponto fraco se encontra na sapata. Então nesse caso deve considerar o seguinte,

- 1) As sapatas dos revestimentos são selecionadas com base nas considerações da densidade da lama, isto é, a densidade da lama deve ser maior que a densidade de poros.

- 2) O revestimento de produção deve sempre ter uma integridade completa do poço, isto é, a capacidade de suportar um *kick* tanto na sapata quanto na cabeça de poço.
- 3) Os revestimentos mais rasos podem ser projetados com base na integridade reduzida do poço. Deve-se garantir o mínimo gradiente de pressão de fratura para perfurar a próxima profundidade de assentamento da sapata e o máximo volume de *kick* que pode ser suportado sem fraturamento da sapata. Ou seja, o poço poderá ser perfurado numa forma segura se o máximo volume de *kick* não é excedido.

2.4.4.1 Integridade de poço

Quando se tem um *kick* consideram-se três cenários possíveis:

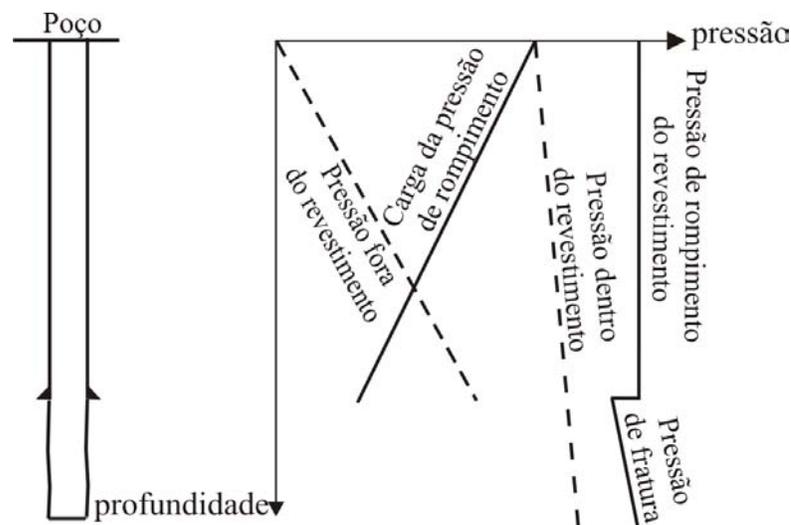


Figura. 2.7 Integridade completa do poço. O poço aberto e o revestimento podem suportar o gás contido no poço (Aadnoy, 1997)

No primeiro caso temos uma integridade de poço completa. Como se observa na Figura 2.7 a pressão de rompimento do revestimento é maior que a carga da pressão de rompimento, e a pressão de fratura é maior que a pressão dentro do revestimento. A carga da pressão de rompimento é a diferença entre a pressão interna do revestimento e a pressão fora do mesmo.

No segundo caso temos uma integridade reduzida do poço. A pressão de rompimento do revestimento é maior que a carga da pressão de rompimento, porém a pressão de fratura é menor que a pressão interna do revestimento; neste caso ter-se-á um influxo subterrâneo (*kick*), o que é uma situação aceitável. A Figura 2.8 apresenta esta situação.

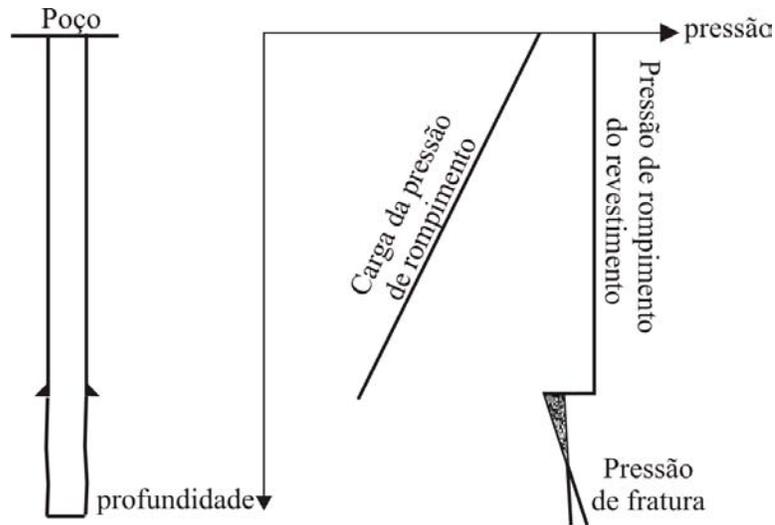


Figura 2.8 Integridade reduzida do poço. O revestimento pode suportar a pressão de *kick*, porém a formação não (Aadnoy, 1997)

No terceiro caso tem-se também uma integridade reduzida do poço, porém com conseqüências desastrosas para a operação e o pessoal da perfuração. Neste caso a carga da pressão de rompimento é maior que a pressão de rompimento do revestimento. A pressão de fratura é maior que a pressão interna do revestimento, porém é maior que a pressão de rompimento do revestimento. Deve-se assegurar que o ponto fraco se encontre na sapata e não na cabeça de poço. A Figura 2.9 apresenta essa situação.

O procedimento da integridade de poço leva em conta a pressão de rompimento do revestimento para o cálculo da máxima pressão equivalente de fratura na sapata. Isto é, a pressão de arrebentamento do revestimento menos o peso da coluna hidrostática de gás desde superfície até à sapata. Esta máxima pressão equivalente de fratura não deve ser excedida a fim de garantir que o ponto mais fraco se encontre na sapata do revestimento e não na cabeça do poço, como se

observa na Figura 2.8. O método utiliza o conceito de dimensionamento do revestimento (dimensionamento por rompimento, *burst pressure design*) com assentamento da sapata.

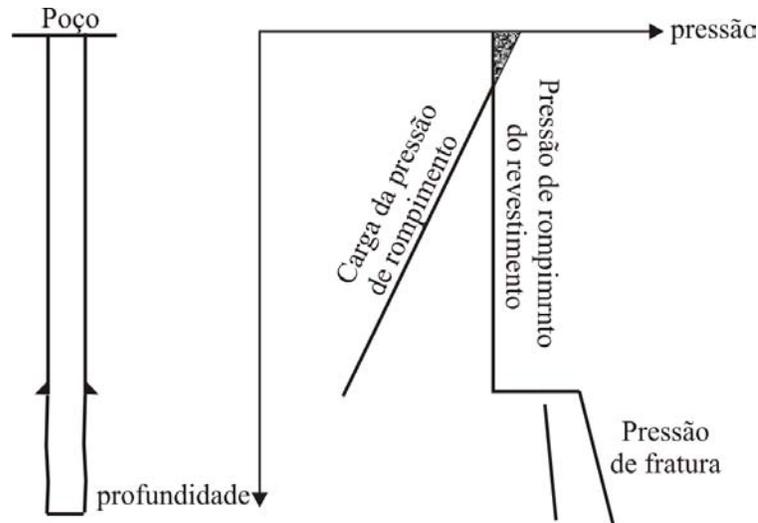


Figura 2.9 Integridade reduzida do poço. O revestimento não tem suficiente resistência para suportar a pressão de *kick*, resultando num *blowout* na cabeça de poço. (Aadnoy, 1997)

Todos os revestimentos, exceto o de produção, podem ser projetados para terem uma integridade reduzida do poço. No caso da integridade reduzida de poço não pode suportar a pressão de fechamento de revestimento ou pressão de choque (*casing shut-in pressure*) na sapata se o anular entre a coluna de perfuração e o diâmetro interno do poço estiver completamente cheio de gás. O mais importante é garantir que o revestimento (geralmente abaixo da cabeça de poço) possa suportar a pressão de *kick*, ou seja, deve-se assegurar que o ponto mais fraco encontra-se no poço aberto abaixo da sapata de revestimento. Um influxo subterrâneo terá menor impacto em superfície, se acontecer, quando comparado com um *blowout* em superfície.

2.4.5 Método de cima para baixo e baixo para cima

O modelo adotado neste trabalho assume que o *kick* está ocorrendo no fundo do poço, como bolha única, ocupando todo o espaço anular como se observa na Figura 2.10. Foram assumidas as seguintes premissas:

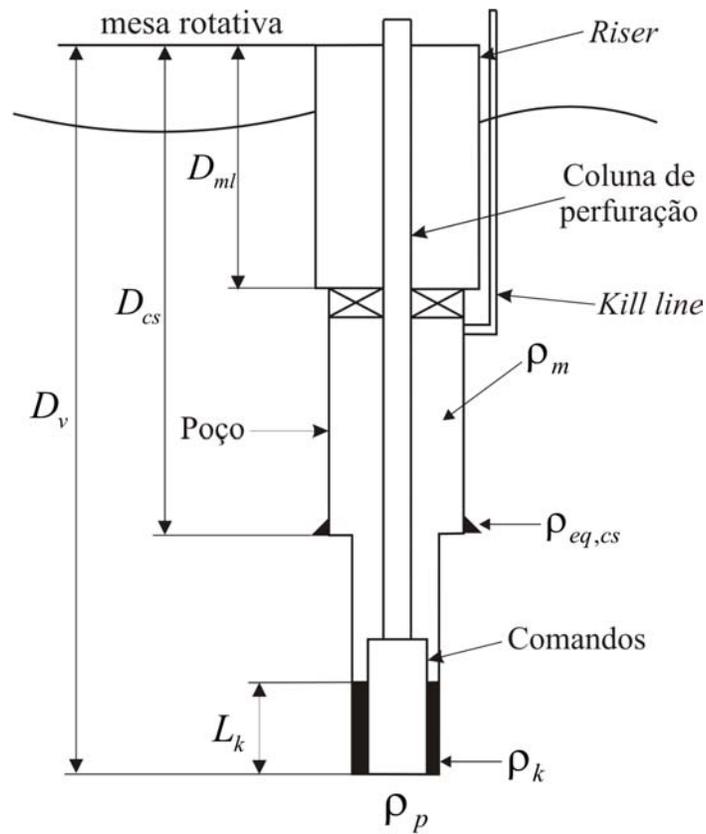


Figura 2.10 Configuração do poço e definição das variáveis adotadas.

- 1) Comprimento de *kick*, L_k , deve ser menor ou igual ao comprimento do poço aberto,
- 2) O sistema se encontra em equilíbrio estático com a pressão de poros da formação produtora, (ρ_p), expressa em massa específica equivalente e,
- 3) A massa específica equivalente do fluido de perfuração (ρ_m) deve ser menor ou igual à massa específica equivalente de fratura na sapata.

Na Figura 2.10 temos a seguinte nomenclatura:

D_{ml} : profundidade do fundo do mar (*mudline*) (m)

D_{cs} : profundidade da sapata (m)

D_v : profundidade do poço (m)

L_k : comprimento de *kick* (m)

ρ_m : densidade da lama (kg/m³)

ρ_p : densidade equivalente da pressão de poros (kg/m³)

$\rho_{eq,cs}$: densidade equivalente de circulação na profundidade de assentamento da sapata (kg/m³)

ρ_k : densidade de *kick* (kg/m³)

O balanço de pressões (Santos *et al.*, 1995) desde o fundo do poço até a sapata do último revestimento é representado pela Equação 2.50

$$\rho_{eq,cs} D_{cs} = \rho_p D_v - \rho_k L_k - \rho_m (D_v - D_{cs} - L_k) \quad (2.50)$$

A tolerância ao *kick*, ρ_{kt} , Equação 2.51 (Santos *et al.*, 1995), é definida como a máxima pressão de poros, tal que acontecendo um *kick*, o poço pode ser controlado sem fraturar a sapata.

$$\rho_{kt} = \frac{D_{cs}}{D_v} (\rho_{fract} - \rho_m) - \frac{L_k}{D_v} (\rho_m - \rho_k) + \rho_m \quad (2.51)$$

onde:

ρ_{fract} : densidade de fratura (kg/m³)

A margem de segurança ao *kick*, $\Delta\rho_{ksm}$, é definida pela Equação 2.52 (Santos *et al.*, 1995):

$$\Delta\rho_{ksm} = \rho_{fract} - \rho_{eq,cs} \quad (2.52)$$

A margem de pressão de poros é definida pela Equação 2.53 (Santos *et al.*, 1995):

$$\Delta\rho_{kt} = \rho_{kt} - \rho_p \quad (2.53)$$

2.4.5.1 Método de cima para baixo

- 1) Estabeleça a profundidade da sapata a partir da qual serão feitos os próximos assentamentos (geralmente sapata do revestimento de superfície), D_{cs} , e o valor da densidade de fratura, ρ_{fract} , neste ponto.
- 2) Estabeleça o valor do volume de *kick*, e portanto comprimento de *kick*, L_k .
- 3) Com a Equação 2.51 para profundidades (D_v) crescente do poço, a partir da sapata anterior, calcule a curva de ρ_{kt} . Para cada profundidade D_v , use os valores correspondentes de densidade da lama, ρ_m , e densidade do, ρ_k .
- 4) Calcule a margem de pressão de poros aplicando a Equação 2.53 para cada valor de ρ_{kt} obtido.
- 5) O próximo revestimento será descido onde a margem de pressão de poros alcança um valor estabelecido, sendo zero neste caso.

2.4.5.2 Método de baixo para cima

- 1) Estabeleça a profundidade do último revestimento, D_v , e os respectivos valores de densidade de pressão de poros, ρ_p , densidade da lama, ρ_m e densidade de *kick*, ρ_k , nesta profundidade.
- 2) Estabeleça o valor do volume de *kick*, e portanto comprimento de *kick*, L_k .

- 3) Calcule o valor da densidade equivalente, $\rho_{eq,cs}$, para profundidades decrescentes de revestimentos com a Equação 2.50. Os valores de densidade de pressão de poros, ρ_p , densidade da lama, ρ_m e densidade de *kick*, ρ_k , são fixos em relação a D_v .
- 4) Calcule a margem de segurança ao *kick* aplicando a Equação 2.52 para cada valor de $\rho_{eq,cs}$ obtido.
- 5) O revestimento anterior será descido onde a margem de segurança ao *kick* alcança um valor estabelecido, sendo zero neste caso.

Foi escolhido o método de baixo para cima devido ao fato que ele considera a tolerância ao *kick* como a diferença entre o gradiente de pressão de fratura e o gradiente de pressão equivalente dos fluidos contidos no poço no fechamento do mesmo após ter sido detectado um *kick*. Este conceito é aplicado no cálculo do risco de fraturamento na sapata.

2.5 Efeito da lâmina d'água no posicionamento da sapata em águas profundas

Segundo Bridges (2003) quanto maior for a lâmina d'água, maior será o número de revestimentos a serem descidos para alcançar uma profundidade determinada. Isto pode ser visto na Figura 2.11. Neste caso considerando somente o efeito da lâmina da água no gradiente de pressão de sobrecarga.

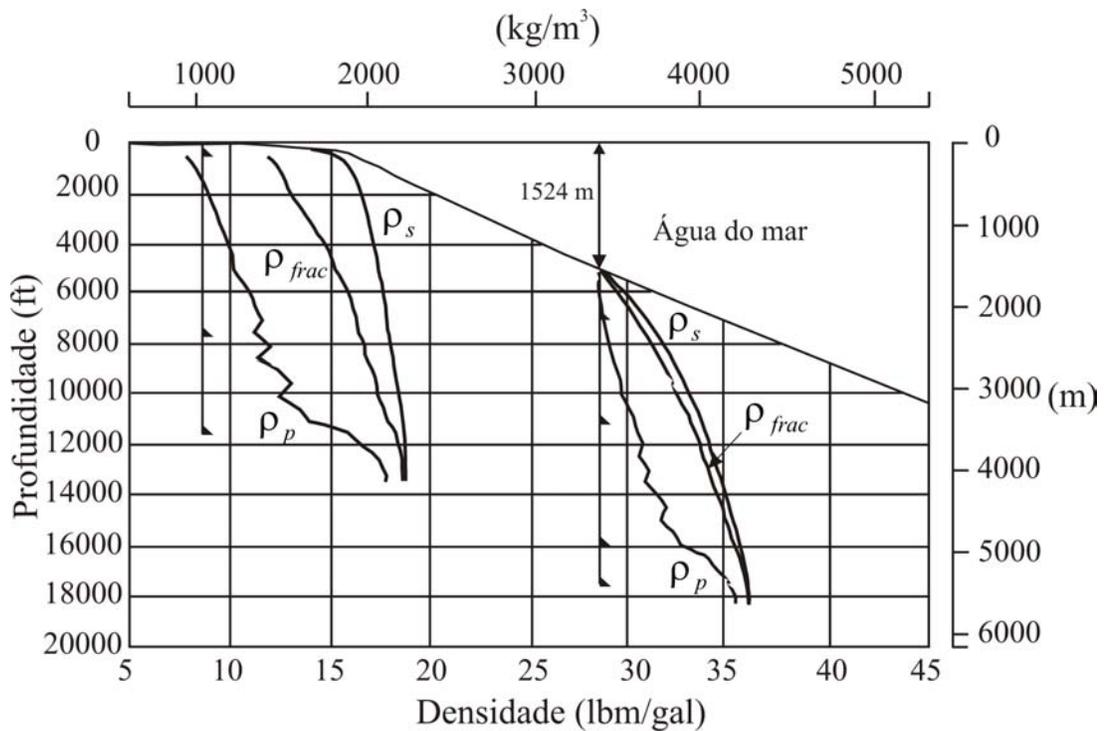


Figura 2.11. Efeito da lâmina d'água na densidade de sobrecarga, ρ_s , de pressão de poros, ρ_p , e fratura, ρ_{frac} e no número de revestimentos (Bridges, 2003)

Na Figura 2.11 também se pode observar que a janela entre o gradiente de pressão de poros e de fratura diminui ao aumentar a espessura da lâmina d'água. Isto é porque o gradiente de pressão de fratura é fortemente dependente da pressão de sobrecarga, ou seja, o gradiente de pressão de fratura é diretamente proporcional à pressão de sobrecarga. Quanto menor o gradiente de pressão de sobrecarga, menor o gradiente de pressão de fratura. Nela se observa que uma parte dos sedimentos, 1524 m, é substituída por água, a qual tem uma densidade menor que os sedimentos. Essa redução da janela operacional faz que a operação de perfuração seja crítica, já que a densidade equivalente de circulação da lama deve estar acima da densidade de pressão de poros, e abaixo da densidade equivalente de fratura.

A Figura 2.12 compara as predições das pressões de fratura para propriedades típicas de formação do Litoral do Golfo dos Estados Unidos para lâminas d'água de 152 e 610 m (500 e 2000 ft) (Schuh, 1979). Segundo Schuh, (1979) esta figura mostra que as pressões de fratura

alcançam uma densidade equivalente de $1198,2 \text{ kg/m}^3$ (10 lbm/gal) desde a superfície, em 152 m (500 ft) de lâmina d'água, a uma profundidade de penetração de revestimento de 198 m (650 ft). Ou seja, é preciso furar 198 m para alcançar uma densidade equivalente de fratura de $1198,2 \text{ kg/m}^3$ (10 lbm/gal). O valor de 198 m corresponde à distância entre a linha do solo marino e ponto de intersecção da pressão hidrostática p_h com a pressão de fratura p_{f1} . Porém, para uma lâmina d'água de 610 m (2000 ft) requer-se uma penetração do revestimento de 442 m (1450 ft) para alcançar a mesma densidade equivalente de fratura de $1198,2 \text{ kg/m}^3$ (10 lbm/gal) na mesma formação. O valor de 442 m corresponde à distância entre a linha do solo marino e o ponto de intersecção da pressão hidrostática p_h com a pressão de fratura p_{f2} .

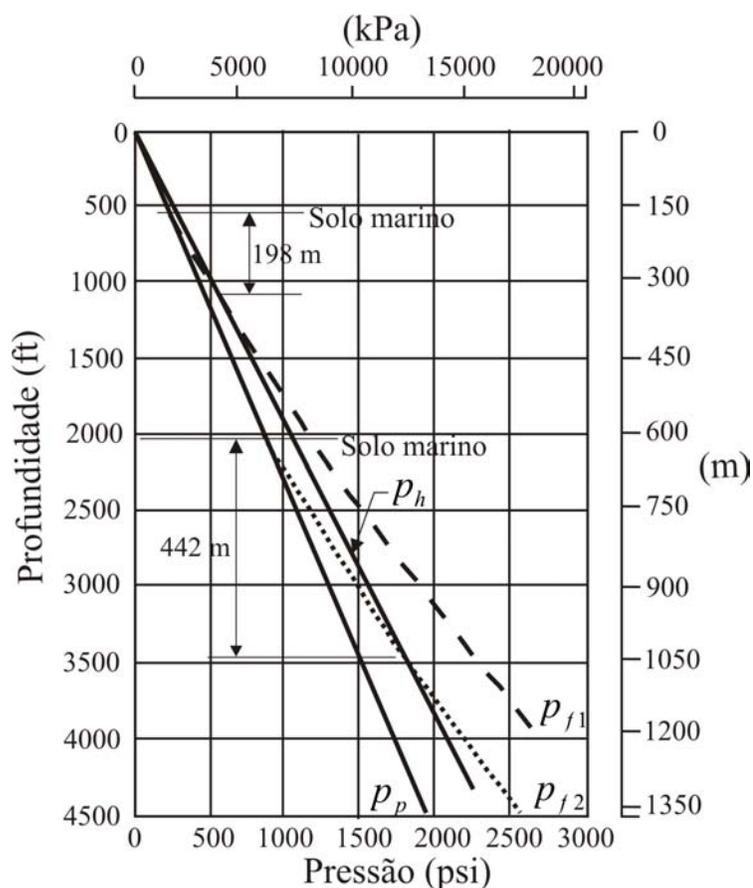


Figura 2.12. Profundidades de assentamento de revestimento condutor para formações típicas do Litoral do Golfo dos Estados Unidos em profundidades de água de 152 e 610 m (camada de ar de 10,7 m) (Schuh, 1979)

Na Figura 2.12 temos a seguinte nomenclatura:

p_{f1} : pressão de fratura para 152 m (500 ft) de lâmina d'água

p_{f2} : pressão de fratura para 610 m (2000 ft) de lâmina d'água

p_p : pressão de poros

p_h : pressão hidrostática da coluna de fluido com uma densidade de 1198,2 kg/m³ (10 lbm/gal)

Porém segundo Rocha (2003) o assentamento do revestimento condutor segue outra metodologia. Esse revestimento é assentado de acordo com a dureza do solo marinho de modo a evitar a instabilidade da cabeça do poço e conjunto *BOP*. Resumindo, a tolerância ao *kick* não se aplica para o revestimento condutor devido ao anterior e porque não tem sentido uma vez que nem o *BOP* foi descido.

A Figura 2.13 mostra o gradiente de pressão de fratura para uma região em mar (*offshore*) versus lâminas de água que variam de 0 até 1829 m (0 até 6000 ft), as quais foram calculadas fazendo uso das seguintes suposições:

- 1) O gradiente de pressão de sobrecarga e a relação de tensão (*stress ratio*) são iguais aos publicados para as formações do Litoral do Golfo dos Estados Unidos.
- 2) O gradiente de pressão de poros da formação é normal, 1018,3 kg/m³ (8,6 lbm/gal). O gradiente de pressão de poros no solo marinho é igual ao gradiente de pressão d'água do mar, 1018,3 kg/m³ (8,6 lbm/gal) e aumenta até 1078,2 kg/m³ (9 lbm/gal) a uma penetração na formação de 914 m (3000 ft). Ou seja, tem que ser furados 914 m de sedimentos para alcançar um gradiente de pressão de poros de 1078,2 kg/m³.
- 3) A altura da linha de fluxo é de 10,7 m (35 ft) acima do nível do mar. Observa-se que a profundidade de penetração requerida para alcançar um gradiente de fratura dado aumenta com a espessura da lâmina d'água. Por exemplo, um gradiente de fratura de 1557,7 kg/m³

(13 lbm/gal) requer 762 m (2500 ft) de penetração de revestimento a uma lâmina d'água de 0 m, porém requer de 2439 m (8000 ft) de penetração a 1524 m (5000 ft) de lâmina d'água.

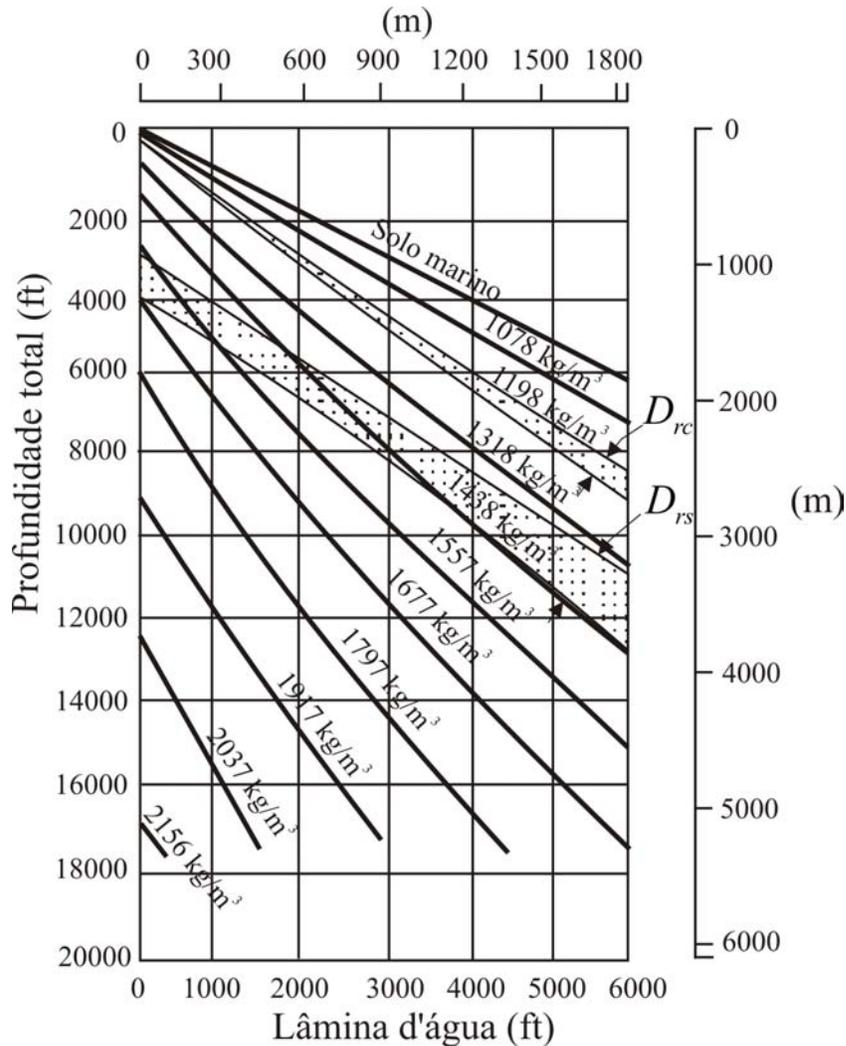


Figura 2.13. Gradientes de fratura para uma região *offshore* para regiões normalmente pressurizadas (camada de ar de 35 ft) (Schuh,1979)

O gradiente de pressão de fratura, é menor em águas profundas do que em águas rasas ou locações em terra. Isso é causado pelo fato, de que em poços *offshore*, uma parte da sobrecarga consiste em água em lugar de sedimentos. Como resultado disto, o gradiente de pressão da lama é

maior que o gradiente de pressão de fratura no solo marino. Porém, a partir de uma dada profundidade o gradiente de pressão de fratura iguala e supera ao gradiente de pressão da lama.

A Figura 2.13 mostra também as profundidades requeridas para os revestimentos de superfície, D_{rs} , e condutor, D_{rc} , em função da profundidade e o gradiente de fratura previsto. O intervalo de profundidade de assentamento para o revestimento condutor está baseado na profundidade requerida para alcançar 1198 kg/m^3 (10 lbm/gal) de gradiente de fratura em águas rasas até 1174 kg/m^3 ($9,8 \text{ lbm/gal}$) em águas profundas. O intervalo das profundidades para o revestimento de superfície é desde 914 até 1372 m (3000 até 4500 ft) em águas rasas até as profundidades requeridas para manter o controle de poço em águas profundas ou prover um gradiente mínimo de $1437,8 \text{ kg/m}^3$ (12 lbm/gal)

A fim de evitar o fraturamento da formação, o revestimento deve ser descido antes de aumentar a densidade da lama. Isso pode ser observado na Figura 2.14, onde é mostrado que em operações *offshore* o gradiente de pressão da lama (medido desde a plataforma) e o gradiente de fratura (medido desde o solo marinho) convergem, ao contrario do que acontece em operações em terra, onde eles divergem (Andriessse 1976). Isto é, em operações *offshore* a existe um intervalo de profundidade onde a pressão hidrostática da lama é maior que a pressão de fratura.

Este problema está diretamente relacionado com a lâmina de água quando o gradiente de pressão de fratura é constante: por exemplo, para permitir que certa densidade de lama seja usada, a profundidade de assentamento do revestimento requerida para prevenir o fraturamento da formação abaixo da sapata aumenta com a profundidade, como pode ser observado na mesma Figura 2.13. Isto é, para alcançar um gradiente de pressão de fratura, quanto maior a lâmina d'água, maior a espessura da camada dos sedimentos a serem furados.

Na Figura 2.14 temos a seguinte nomenclatura:

1 : Profundidade requerida do revestimento para uma lâmina d'água de 1524 m (5000 ft) para permitir uma densidade da lama constante B.

2 : Profundidade requerida do revestimento para uma lâmina d'água de 3050 m (10000 ft) para permitir um gradiente da lama constante B.

G_{ff} : Gradiente de fratura da formação (kPa/m)

G_l : Gradiente da lama (kPa/m)

G_h : Gradiente hidrostático (kPa/m)

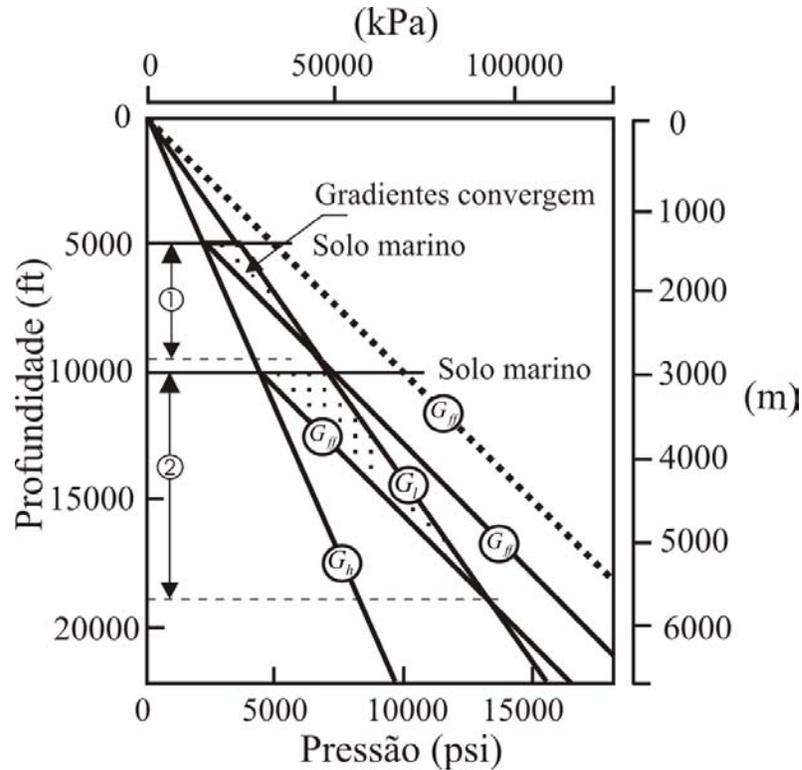


Figura 2.14. Influencia da lâmina de água na profundidade de assentamento da sapata (Andrieesse, 1976)

Na Figura 2.15 mostram-se as profundidades de assentamento requeridas para suportar três tipos de *kicks* de gás típicos em função da lâmina de água. Os dados relacionados com os *kicks* são apresentados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 Dados relacionados com o *kick* da Figura 2.15

Parâmetro	<i>Kick 1</i>	<i>Kick 2</i>	<i>Kick 3</i>
Volume de <i>kick</i>	7.9 m ³ (50 bbl)	7.9 m ³ (50 bbl)	7.9 m ³ (50 bbl)
Profundidade de <i>kick</i> , abaixo do solo de mar	2469 m (8000 ft)	3045 m (10000 ft)	3045 m (10000 ft)
Densidade inicial da lama	1138 kg/m ³ (9.5 lbm/gal)	12010 kg/m ³ (10.1 lbm/gal)	12010 kg/m ³ (10.1 lbm/gal)
Densidade de pressão de formação	1257 kg/m ³ (10.5 lbm/gal)	1318 kg/m ³ (11.0 lbm/gal)	1318 kg/m ³ (11.0 lbm/gal)
Diâmetro do poço	0.31 m (12.25 pol)	0.31 m (12.25 pol)	0.21 m (8.25 pol)
Diâmetro da coluna de perfuração.	0.13 m (5 pol)	0.13 m (5 pol)	0.13 m (5 pol)
Densidade da lama para matar o poço	1257.9 kg/m ³ (10.5 lbm/gal)	1317.8 kg/m ³ (11.0 lbm/gal)	1317.8 kg/m ³ (11.0 lbm/gal)

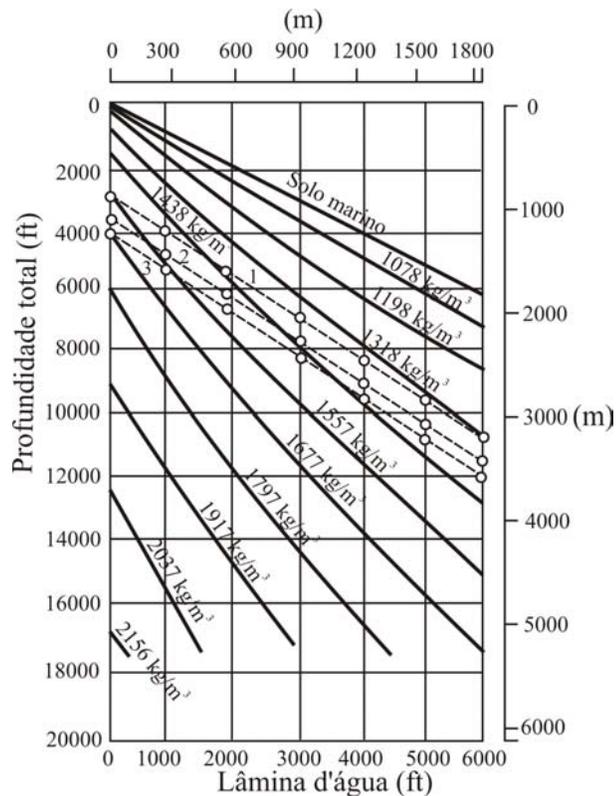


Figura 2.15. Requerimentos para profundidade de assentamento dos revestimentos de superfície e condutor versus lâmina da água (Schuh, 1979)

Esses parâmetros foram selecionados para obter as profundidades do revestimento de superfície em águas rasas, ou seja, profundidades de penetração das camadas dos sedimentos de 914,6 até 1219,5 m (3000 até 4000 ft) que normalmente se empregam em áreas *offshore*. O *kick* 1 requer profundidades de assentamento de 914,6 m (3000 ft) em lâminas de água de 0 m até 1372,0 m (4500 ft) em 1524,4 m (5000 ft) de lâmina de água. O *kick* 3 requer de profundidades de assentamento de 1372,0 m (4500 ft) em uma lâmina de água de 304,9 m (1000 ft) até 1829,3 m (6000 ft) de penetração em uma lâmina de água de 1829,3 m (6000 ft).

O *kick* 3 requer um gradiente de fratura de 1677,2 kg/m³ (14 lbm/gal) com 0 m de lâmina d'água, porém requer menos de 1437,6 kg/m³ (12 lbm/gal) em lâminas d'água entre 1524,4 até 1829,3 m (5000 até 6000 ft). Dado que o mínimo gradiente de fratura abaixo da sapata do revestimento tem um efeito direto na máxima densidade que pode ser empregada para perfurar a fase seguinte do poço, alguns poços perfurados *offshore* podem requerer profundidades de revestimento de superfície ainda maiores por motivos de controle de poço.

2.6 Efeito do perfil da pressão de poros e fratura nas profundidades de assentamento da sapata em águas profundas

Como pode ser observado na Figura 2.16 e 2.17, de acordo com o perfil de pressão de poros e fratura que for assumido, podem ser obtidos diferentes profundidade e números de revestimentos a serem descidos. Em linhas gerais, quanto menor for a janela entre a pressão de poros e a fratura (isto acontece quando aumentamos a espessura da lâmina d'água), maior o número de revestimentos a serem descidos, portanto o diâmetro do revestimento final será menor.

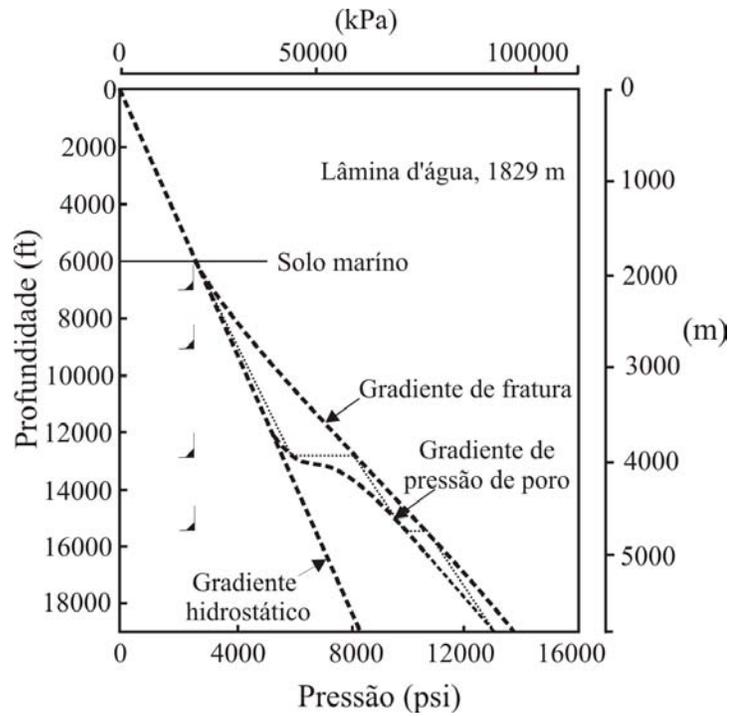


Figura 2.16 Efeito do perfil de pressão de poros e fratura no número de revestimentos (Andrieesse, 1976)

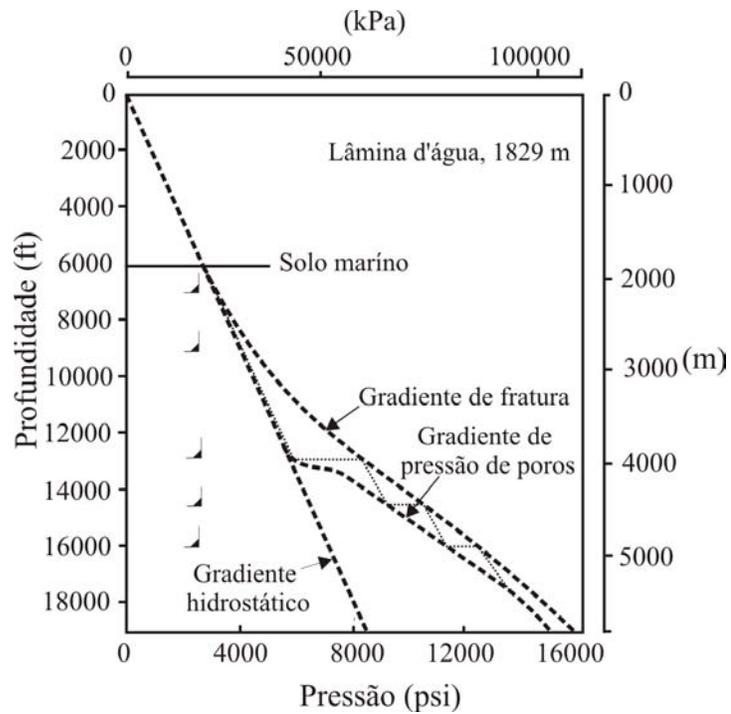


Figura 2.17 Efeito do perfil de pressão de poros e fratura no número de revestimentos (Andrieesse, 1976)

Capítulo 3

Metodologia proposta

Os atuais métodos determinísticos para calcular a profundidade de assentamento das sapatas simplificam as variáveis de entrada, ou seja, eles não consideram o intervalo estatístico das variáveis para valores determinísticos, portanto produzindo um só valor, isto é, estimativas que não consideram incertezas envolvidas. Um problema real que envolve variáveis indeterminadas não tem uma solução única determinística, portanto fornecer somente uma solução não é correto. Como consequência disso, perde-se a capacidade de avaliar e quantificar o risco envolvido e as incertezas nas predições de pressão de poros, de fratura e sobrecarga. A incerteza, expressa como desvio padrão, gera o risco de fraturamento na sapata, teoricamente se não existir incerteza, então o risco de fraturamento na sapata seria nulo.

No presente trabalho considerou-se o risco de fratura da sapata como a probabilidade que a densidade equivalente da coluna hidrostática de fluidos no anular entre a coluna de perfuração e o diâmetro interno do poço, no momento de fechar o poço após a detecção do *kick*, seja maior que a densidade de fratura numa profundidade determinada, como apresentado na Figura 3.1.

Neste Capítulo descreve-se uma metodologia para o cálculo da profundidade de assentamento da sapata em águas profundas, a qual faz uso da análise quantitativa de riscos e da simulação de Monte Carlo. O método para calcular a profundidade de assentamento é o método de baixo para cima, isto porque ele considera a tolerância ao *kick* como a diferença entre a densidade de fratura e a máxima densidade equivalente da coluna hidrostática de fluidos no

momento de fechar o poço quando um *kick* é detectado. Calcular-se-á o risco da densidade equivalente da coluna hidrostática de fluidos no momento de fechar o poço quando for maior que a densidade de fratura. Na Figura 3.1 observa-se que a área sombreada entre a curva de densidade equivalente e densidade de fratura corresponde ao risco de fraturamento da formação na sapata. Segundo Liang (2002) a área sombreada representa o risco da densidade equivalente quando esta for maior que a densidade de fratura.

A presente metodologia para o cálculo da profundidade de assentamento da sapata é aplicável a poços em terra, ou seja, é aplicado o mesmo princípio de controle de poço para calcular a profundidade de assentamento. No caso de poços em terra, a janela entre a densidade de pressão de poros e densidade de fratura é mais ampla porque a densidade dos sedimentos é maior do que a densidade d'água do mar, como se observa na Figura 2.11. Por exemplo, consideremos a situação para um poço perfurado em terra, e o mesmo perfurado numa lâmina d'água de 1000 m mantendo constante a profundidade final de 3050 m, Figura 3.2. Como sugerido por Santos e Moura (1989) irá manter-se a profundidade final do poço constante enquanto a espessura da lâmina d'água será variada, Figura 3.3.

Mendes *et al.* (2001) calcularam a profundidade de assentamento da sapata empregando o mesmo critério de controle de poço usado por Santos (1995), porém avaliando o risco de fraturar a sapata fazendo uso da teoria de conjuntos nebulosos.

Sato (1992) determina a profundidade de assentamento da sapata empregando grafos de conhecimento que se baseiam em redes neurais nebulosa. O grafo construído para o posicionamento das sapata toma os problemas ocorridos devido às ocorrências anormais e os custos dos poços perfurados numa área determinada, também toma as duas evidências que melhor caracterizam a necessidade de se estudar a modificação de um projeto, que refletem os aspectos mais importantes na elaboração de um projeto: o aspecto técnico e o aspecto econômico.

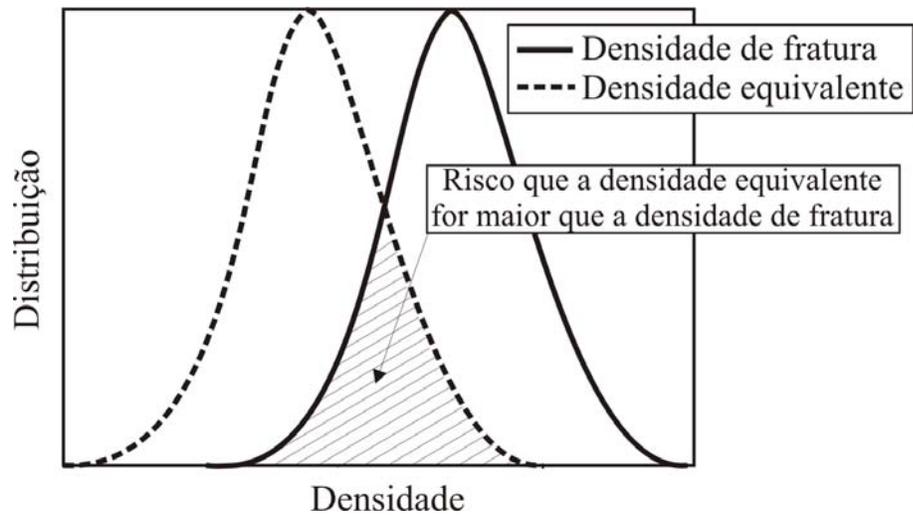


Figura 3.1 Distribuição da densidade equivalente e densidade de fratura

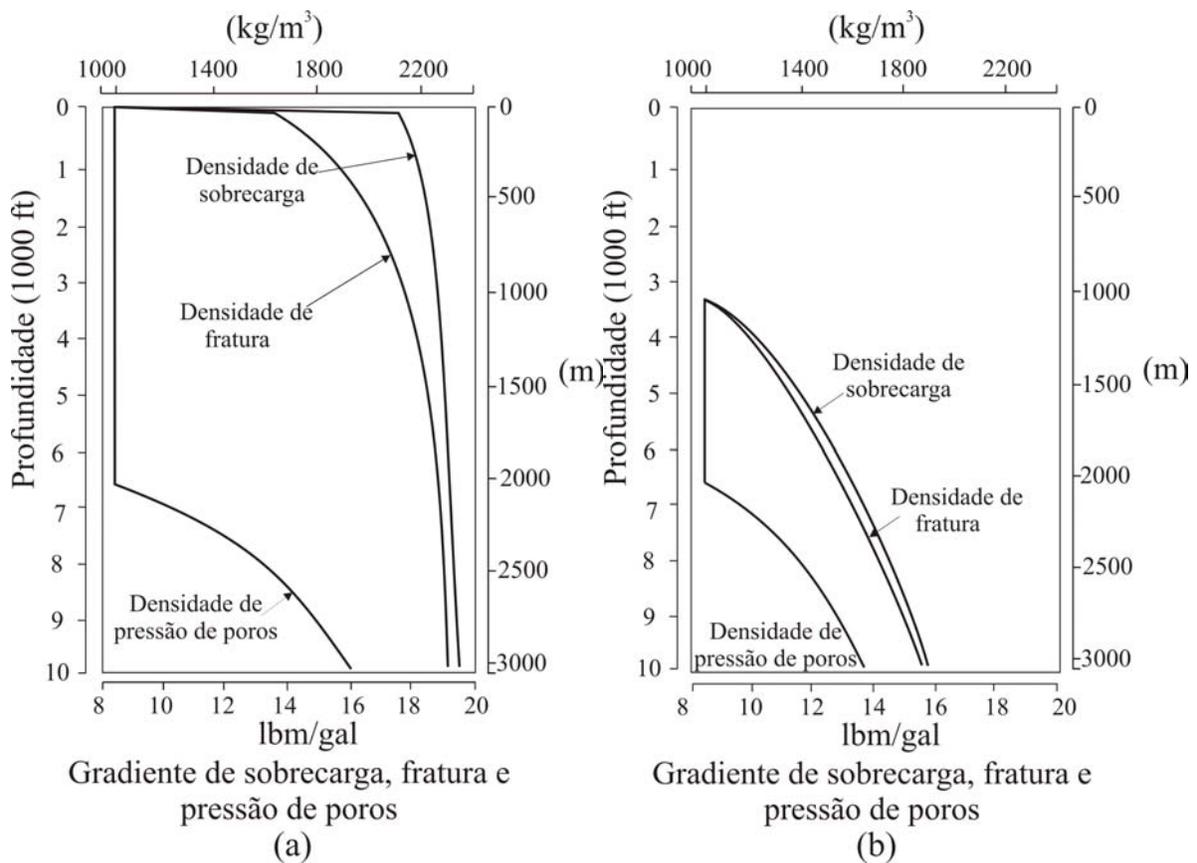


Figura 3.2 Efeito de uma lâmina d'água de 0 m (a) e 1000 m (b) nos gradientes de pressão de poros, fratura e sobrecarga.

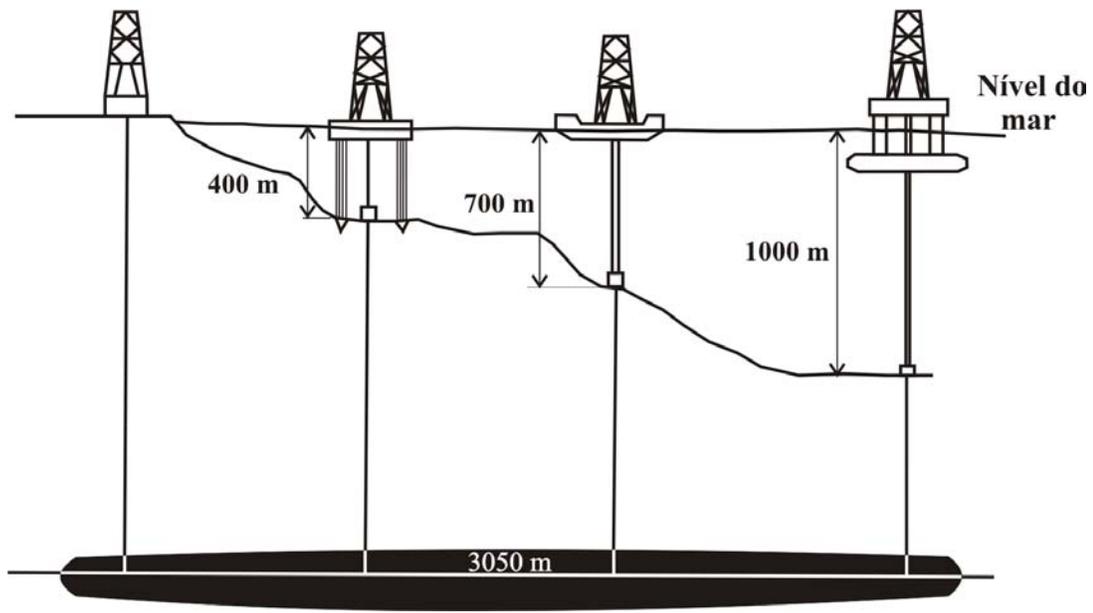


Figura 3.3 Configuração dos poços (Santos e Moura, 1989)

3.1 Simulação proposta

Segundo Walstrom *et al.* (1967) as incertezas dos parâmetros, tais como gradiente de pressão de poros, de fratura, tempo de trânsito, entre outros, podem ser o resultado da dificuldade na medição direta e precisa da quantidade. Isto é particularmente certo para os parâmetros físicos do reservatório, sendo no melhor dos casos, podendo ser medidas em vários pontos, os quais são objeto de erro pela presença do fluido do poço ou mudanças durante a transferência da rocha e seus fluidos à temperatura e pressão do laboratório. As incertezas nos valores das variáveis podem ser expressas pela distribuição de probabilidade.

O problema pode ser descrito da seguinte forma: dada uma série de valores de variáveis de entrada, suas distribuições probabilísticas estimadas, uma ou mais inter-relações entre estas variáveis, determinar o grau de incerteza da solução. O método empregado para avaliar as incertezas é a simulação de Monte Carlo. O método consiste na simulação matemática de um experimento para determinar a distribuição da probabilidade para uma expressão envolvendo um ou mais parâmetros, cada um dos quais têm sua incerteza associada. O experimento usa a técnica

de amostragem aleatória das distribuições dos parâmetros de entrada envolvidos na expressão estudada.

O procedimento da amostragem funciona da seguinte forma: o valor de cada variável aleatória independente é selecionada da sua respectiva distribuição probabilística. Esta série de valores é substituída na expressão que está sendo estudada, então é calculado um valor inicial da variável dependente. Por exemplo, considere a seguinte simulação de Monte Carlo para o caso do gradiente da pressão de poros (Eaton 1975):

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left(\frac{S}{D} - \frac{P_N}{D} \right) \times \left(\frac{T_N}{T_o} \right)^{3.0}$$

Onde, $\frac{S}{D}$, $\frac{P_N}{D}$, T_N e T_o são variáveis aleatórias independentes. A partir da suas respectivas distribuições serão selecionados quatro valores aleatoriamente. Substituindo esses valores iniciais na equação anterior, fornece como resultado o valor inicial N_i . Os seguintes valores N_p são obtidos pela repetição do processo da simulação com valores adicionais da amostragem aleatória das quatro variáveis de entrada. Para solucionar o grande número de cálculos requeridos na simulação de Monte Carlo é necessário o uso de um gerador de números pseudo-aleatórios⁵.

Neste tipo de análise existe uma incerteza em algumas ou em todas as variáveis envolvidas no problema, como conseqüência isto corresponderá a uma incerteza na solução. A magnitude da incerteza ou risco envolvido pode ser apresentado como uma função probabilística ou histograma.

⁵ Os números pseudo-aleatórios são números racionais gerados deterministicamente os quais têm certas propriedades numéricas as quais são importantes no processo onde estão sendo aplicados em lugar de números aleatórios. Vide anexo A.

3.2 Calculo do risco

O seguinte procedimento foi empregado para o cálculo do risco envolvido no posicionamento da sapata em águas profundas:

- 1) Tomar as leituras do registro sônico na região normal e anormalmente pressurizada, fazer uma regressão para calcular as equações determinísticas.
- 2) Escrever as equações determinísticas da densidade de sobrecarga, densidade de pseudo-sobrecarga (fratura), tempo de trânsito (para a região normal e anormalmente pressurizada). Assumir uma pressão de poros normal, e seu respectivo desvio padrão.
- 3) Gerar números pseudo-aleatórios no redor das equações determinísticas anteriores, isto é, adicionar pseudo-aleatórios os quais têm uma média e um desvio padrão.
- 4) Calcular a pressão de poros anormal com os dados de densidade de sobrecarga, pressão normal e tempos de trânsito.
- 5) Calcular a densidade da lama como a pressão de poros mais o desvio padrão da pressão normal.
- 6) Realizar uma regressão para obter as curvas correspondes à densidade de poro anormal, densidade de pseudo-sobrecarga e densidade da lama.
- 7) Calcular a densidade de pressão de poros e lama para a profundidade final da fase do poço, e adicionar números pseudo-aleatórios assumindo um desvio padrão.
- 8) Gerar números pseudo-aleatórios no redor da equação determinística da densidade de fratura.

- 9) Assumir um comprimento de *kick*, uma gravidade específica de *kick*, e adicionar números pseudo-aleatórios assumindo um desvio padrão. A gravidade específica será empregada na equação de estado para calcular a densidade do *kick*.
- 10) Calcular a densidade de *kick* e a densidade equivalente da coluna dos fluidos contidos no poço. Calcular a diferença entre a densidade de fratura e a anterior densidade equivalente.
- 11) Calcular as médias e os desvios padrões da densidade equivalente e a densidade de fratura
- 12) Calcular as diferenças entre as médias da densidade de fratura e densidade equivalente (média da margem de segurança entre a densidade equivalente e densidade de fratura).
- 13) Calcular o desvio padrão da margem de segurança entre a densidade equivalente e densidade de fratura.
- 14) Calcular o risco de fratura da formação na sapata

O procedimento anterior pode ser resumido no seguinte fluxograma, Figura 3.4:

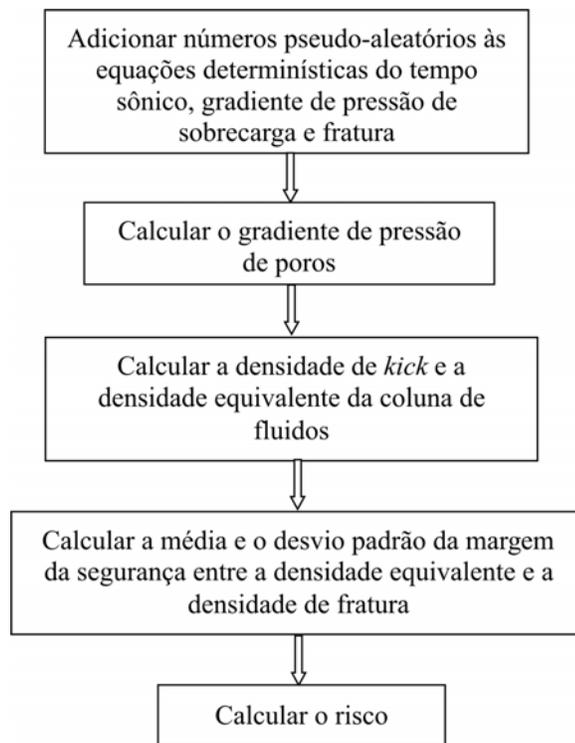


Figura 3.4 Fluxograma para o cálculo do risco

São os seguintes parâmetros estatísticos necessários para o cálculo do risco envolvido no cálculo da profundidade de assentamento da sapata: valor médio e desvio padrão (no anexo A explica-se como são calculados esses parâmetros).

Para calcular o risco quando a densidade equivalente da coluna hidrostática dos fluidos no anular entre a coluna de perfuração e o diâmetro interno do poço for maior que a densidade de fratura, ou o risco de fraturar da sapata, R_f , deve-se calcular as médias e os desvios padrões da densidade equivalente, μ_{de} e σ_{de} , e da densidade de fratura, μ_f e σ_f , respectivamente.

Para dados de densidade equivalente e de fratura normalmente distribuídos, a margem entre as duas funções de densidade de probabilidade (*probability density function, PDF*) é também uma distribuição normal, a qual têm uma margem média μ_{fde} , representada pela Equação 3.1 (Liang, 2002):

$$\mu_{fde} = \mu_f - \mu_{de} \quad (3.1)$$

onde:

μ_{fde} : valor médio da margem de segurança entre a densidade equivalente e a densidade de fratura

O desvio padrão desta margem de segurança é dado pela Equação 3.2 (Liang, 2002):

$$\sigma_{fde} = \sqrt{\sigma_f^2 + \sigma_{de}^2} \quad (3.2)$$

onde:

σ_{fde} : desvio padrão da margem de segurança entre a densidade equivalente e a densidade de fratura.

O risco de fraturar a sapata, R_F , pode ser calculado empregando a Equação 3.3 (Liang, 2002):

$$R_F = 1 - \Phi\left(\frac{\mu_{fde}}{\sigma_{fde}}\right) \quad (3.3)$$

onde:

Φ : distribuição de probabilidade normal padrão.

A distribuição de probabilidade normal padrão, Φ , tem uma distribuição gaussiana com média, $\mu = 0$ e desvio padrão, $\sigma = 1$. No anexo A trata-se mais detalhadamente deste aspecto.

Vamos explicar o procedimento para calcular o risco na profundidade de assentamento da sapata em águas profundas. O registro sônico da Figura 3.5 corresponde a uma região *offshore* no Brasil.

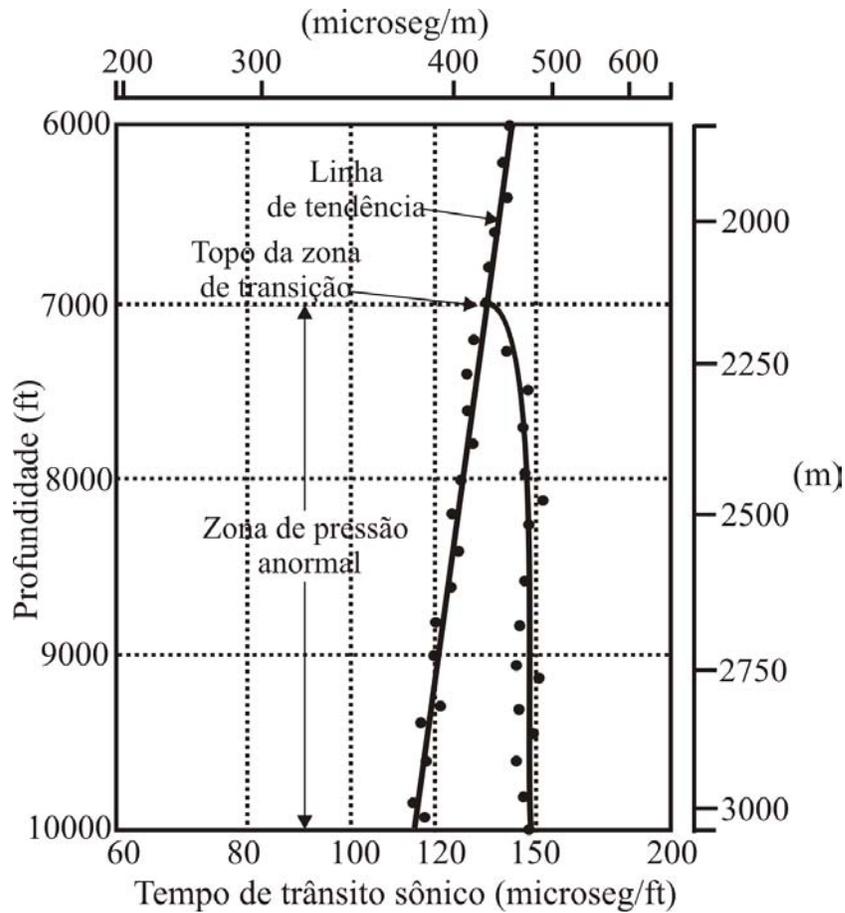


Figura 3.5 Registro sônico para uma região *offshore* do Brasil (Falcão, 2002)

A linha reta corresponde à linha de tendência do tempo de trânsito para a região normalmente pressurizada. A seção curva corresponde ao comportamento do tempo de trânsito na região anormalmente pressurizada. Foram calculadas as equações para a linha de tendência e a curva da região com pressão anormal. A essas equações foram adicionados números pseudo-aleatórios que tem uma média e desvio padrão estabelecido (representativos de todo o intervalo de profundidade). Neste caso foi assumido um comportamento normal dos números pseudo-aleatórios, como é sugerido por Liang (2002). Por exemplo, a equação obtida para a linha de tendência do tempo de trânsito foi, Equação 3.4:

$$t = -0,025 \times D + 186,11 \quad (3.4)$$

onde:

t : tempo de trânsito (μ seg)

D : profundidade (m)

O máximo valor estabelecido pela Equação 3.4 é de 110 μ seg (a 3050 m). Se desejarmos que o máximo valor seja, por exemplo, 115 μ seg, então a Equação 3.5 determina a relação entre a média e o desvio padrão dos números pseudo-aleatórios adicionados à Equação 3.4:

$$\mu = 5,00 - 3\sigma \quad (3.5)$$

Ao assumir um desvio padrão de 0,5 μ seg, então o valor da média será de 3,50 μ seg. Também pode-se tomar como valor máximo o valor do tempo para uma profundidade de 1525 m, ou seja, 148 μ seg em lugar de 110 μ seg. O mesmo procedimento pode ser aplicado para a curva do tempo de trânsito para a região anormalmente pressurizada.

Assim toma-se as equações determinística da densidade de sobrecarga (método de Bourgoyne) à qual serão adicionados números pseudo-aleatórios. Neste caso foram assumidas como variáveis aleatórias a densidade d'água, dos grãos, dos fluidos contidos nos poros, a porosidade de superfície, e o declínio da porosidade (na Tabela 4.1, do Capítulo de resultados, são apresentadas as respectivas médias e desvios padrões assumidos). Como no caso anterior, e nos subseqüentes, foi assumido um comportamento normal das variáveis pseudo-aleatórias. Por exemplo, vamos calcular o máximo valor possível da densidade de sobrecarga a uma lâmina d'água de 1000 m e uma profundidade final da fase de 3050 m. Empregando o mesmo raciocínio para o tempo de trânsito, se a cada valor médio das respectivas variáveis aleatórias adicionássemos três desvios padrões para representar o 99,7 % dos dados, então teremos o máximo valor possível da densidade de sobrecarga. A Tabela 3.1 mostra os máximos valores que podem alcançar as respectivas variáveis aleatórias:

Tabela 3.1 Máximos valores das variáveis aleatórias

Variável	Valor
Densidade d'água do mar	1084,1 kg/m ³
Densidade dos grãos	2660,2 kg/m ³
Densidade dos fluidos contidos nos poros	1137,3 kg/m ³
Porosidade de superfície	0,4385
Declínio da porosidade de superfície	$9,036 \times 10^{-5} \text{ m}^{-1}$

Aplicando os valores da Tabela 3.1 na Equação 2.8 teremos que o máximo valor possível a ser obtido é de 1807 kg/m³. O mesmo raciocínio pode ser empregado para toda função à qual serão adicionados números pseudo-aleatórios, a fim de obter os valores máximos possíveis. Estamos assumindo uma situação extrema, ou seja, que os máximos valores da cada variável vão acontecer ao mesmo tempo, e na máxima profundidade. É importante salientar que o conhecimento do especialista em planejamento da perfuração é fundamental para determinar os respectivos valores da média, desvio padrão e máximo valor possível a serem empregados nos cálculos.

No caso da equação da pseudo-densidade de sobrecarga (densidade de fratura), foram assumidas como variáveis aleatórias a densidade d'água, dos grãos, dos fluidos contidos nos poros, a pseudo-porosidade de superfície e a constante de declínio da pseudo-porosidade (na Tabela 4.1, do Capítulo de resultados, são apresentadas as respectivas médias e desvios padrões assumidos). O procedimento para adicionar números pseudo-aleatórios à função de densidade de fratura é o mesmo que o empregado para a densidade de sobrecarga.

Com os dados aleatórios das equações, calcula-se a densidade de pressão de poros, com a equação de Eaton. Na Figura 3.6 são apresentadas as densidade de sobrecarga, densidade de fratura com seus respectivos valores aleatórios, junto com a densidade de poros calculada. Segundo Falcão J. L. (2002) o método empregado pela Petrobrás para o cálculo da densidade de pressão de poros é o método de Eaton. É importante ressaltar o fato que Falcão sugere representar a densidade normal de pressão de poros numa forma probabilística, como uma função

de distribuição de probabilidade, expressando as incertezas daquela densidade de poros por seu desvio padrão. Falcão sugere adicionar um ou dois desvios padrões para representar o 68% e 97% dos dados de pressão de poros, respectivamente.

Tomou-se como critério para calcular a densidade da lama a adição de um desvio padrão (21.92 kg/m^3) à densidade de pressão de poros calculada.

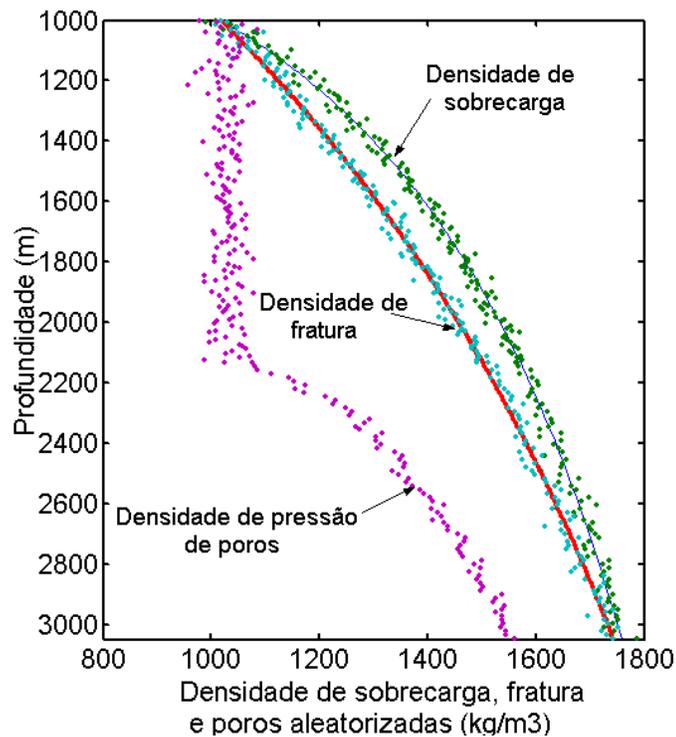


Figura 3.6 Densidade de sobrecarga, fratura geradas de forma aleatória, junto com a densidade de poros calculada.

Para aplicar o método de baixo para cima é preciso conhecer a densidade de pressão de poros, densidade de fratura e densidade da lama. Nesse caso realizamos uma regressão das equações anteriores, às quais foram adicionados números pseudo-aleatórios, para calcular os respectivos valores de densidade de poros e lama à profundidade final da fase. Tendo-se calculado esses valores de densidade de poros e lama devem-se assumir um desvio padrão aos mesmos, a fim de poder adicionar os números pseudo-aleatórios. Deve-se assumir um comprimento de *kick* e uma gravidade específica de *kick*, como também seus respectivos desvios

padrões. Feito isto é possível adicionar números pseudo-aleatórios ao comprimento de *kick* e à densidade de *kick*. Agora pode-se calcular a densidade de *kick* e a densidade equivalente no poço durante o fechamento do mesmo, empregando as Equações 2.46 e 2.50. Por exemplo, as Figuras 3.7 e 3.8 apresentam os histogramas das densidades de fratura e densidade equivalente a uma profundidade de 3050 m.

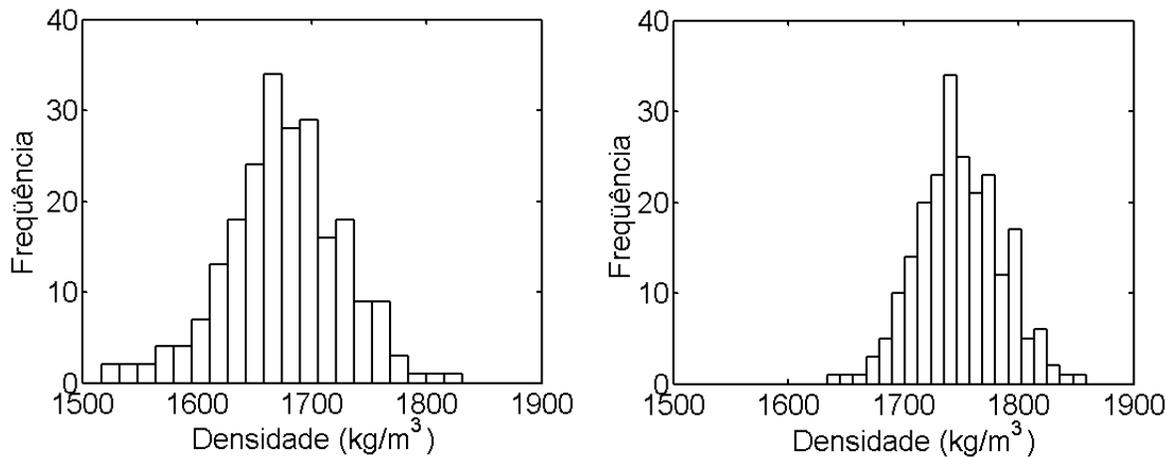


Figura 3.7 Densidade equivalente e de fratura a 3050 m.

Agora calcula-se a diferença entre as medias da densidade de fratura e densidade equivalente (valor médio da margem de segurança entre a densidade equivalente e densidade de fratura) com a Equação 3.1; e o desvio padrão da densidade de fratura e a densidade equivalente (desvio padrão da margem de segurança entre a densidade equivalente e a densidade de fratura) com a Equação 3.2.

Finalmente o risco de fraturar a sapata, ou seja, que a densidade equivalente seja maior que a densidade de fratura é calculado com a Equação 3.3.

Capítulo 4

Resultados e análise

4.1 Incertezas consideradas

Para o cálculo do risco envolvido na determinação da profundidade da sapata em águas profundas foram assumidas as seguintes incertezas, Tabela 4.1.

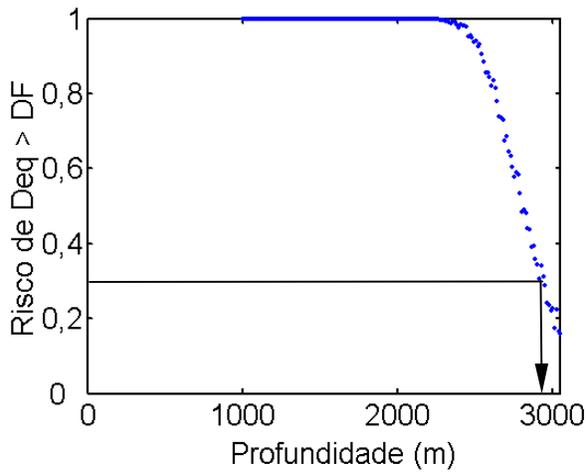
Tabela 4.1 Incertezas nas propriedades

Propriedade	Parâmetro	Média	Desvio padrão
Pressão de sobrecarga	Densidade d'água do mar	1018,3 kg/m ³	21,92 kg/m ³
	Densidade dos grãos	2594,6 kg/m ³	21,92 kg/m ³
	Densidade dos fluidos dos poros	1018,8 kg/m ³	21,92 kg/m ³
	Porosidade de superfície	0,41	0,0095
	Declínio da porosidade	$2,59 \times 10^{-5} \text{ m}^{-1}$	$5,442 \times 10^{-7} \text{ m}^{-1}$
Pressão de fratura	Densidade d'água do mar	1018,3 kg/m ³	21,92 kg/m ³
	Densidade dos grãos	2594,6 kg/m ³	21,92 kg/m ³
	Densidade dos fluidos dos poros	1018,8 kg/m ³	21,92 kg/m ³
	Pseudo-porosidade de superfície	0,67	0,0095
	Pseudodeclínio da porosidade	$24,79 \times 10^{-5} \text{ m}^{-1}$	$5,442 \times 10^{-7} \text{ m}^{-1}$
Pressão de poros normal	Densidade	1025,21 kg/m ³	21,92 kg/m ³
Registro sônico	Tempo de trânsito normal	3,39 µsec	0,5 µsec
Registro sônico	Tempo de trânsito na região anormal	$5,49 \times 10^{-3} \text{ µsec}$	0,152 µsec/m

Pressão de poros na profundidade final da fase	Densidade de pressão de poros na profundidade final da fase	1545,88 kg/m ³	21,92 kg/m ³
Pressão de fratura	Densidade de fratura	Varia com a profundidade	10,37 kg/m ³
Pressão da lama na profundidade final da fase	Densidade da lama na profundidade final da fase	1567,77 kg/m ³	21,92 kg/m ³
<i>Kick</i>	Comprimento de <i>kick</i>	Variável	0,305 m
Gravidade específica	Gravidade específica de <i>kick</i>	0,65	0,01

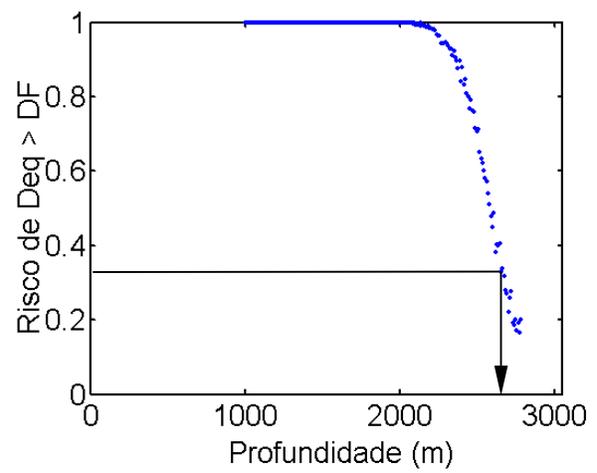
Calculou-se os riscos para lâminas d'água de 1000, 700 e 400 m, tomando como caso particular o perfil de gradiente de pressão de poros, de lama e de fratura que são mostrados na Figura 3.6 (as quais foram calculadas com base no procedimento descrito no Capítulo 3).

Por exemplo, para a lâmina d'água de 1000 m a profundidade de assentamento foi de 2930 m com um risco associado de 0,3. O critério a ser adotado para os exemplos a seguir é o risco assumido como sendo 30% (0,3). Foram obtidas as seguintes curvas do risco de fraturamento da sapata, onde Deq é a densidade equivalente e DF é a densidade de fratura ($Deq > DF$) envolvidos na seleção da profundidade de assentamento da sapata para uma lâmina d'água de 1000 m para as quatro fases com um risco de 0,3; Figura 4.2:



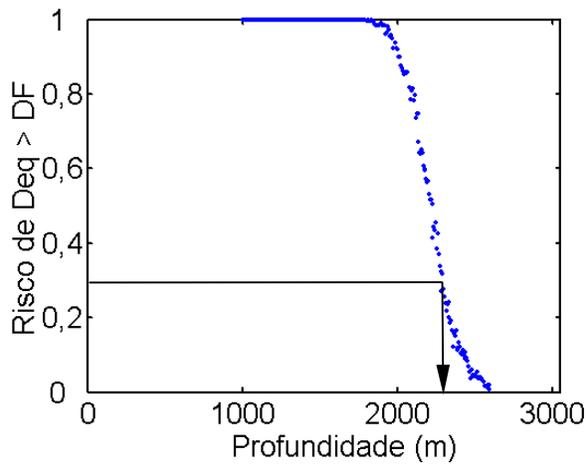
(a) Profundidade de assentamento 2930 m.

fase 8,500''



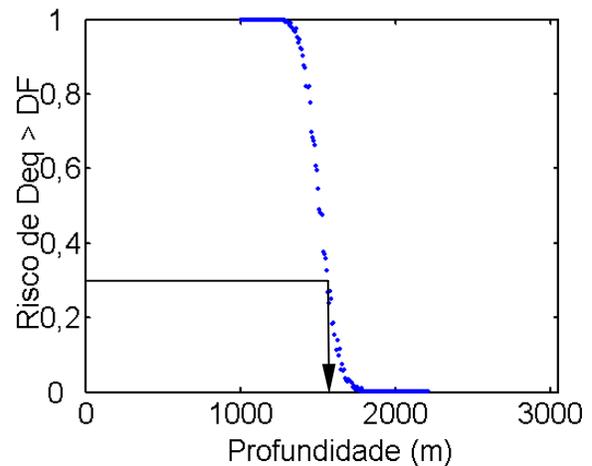
(b) Profundidade de assentamento 2670 m.

fase 9,625''



(c) Profundidade de assentamento 2320 m.

fase 11,750''

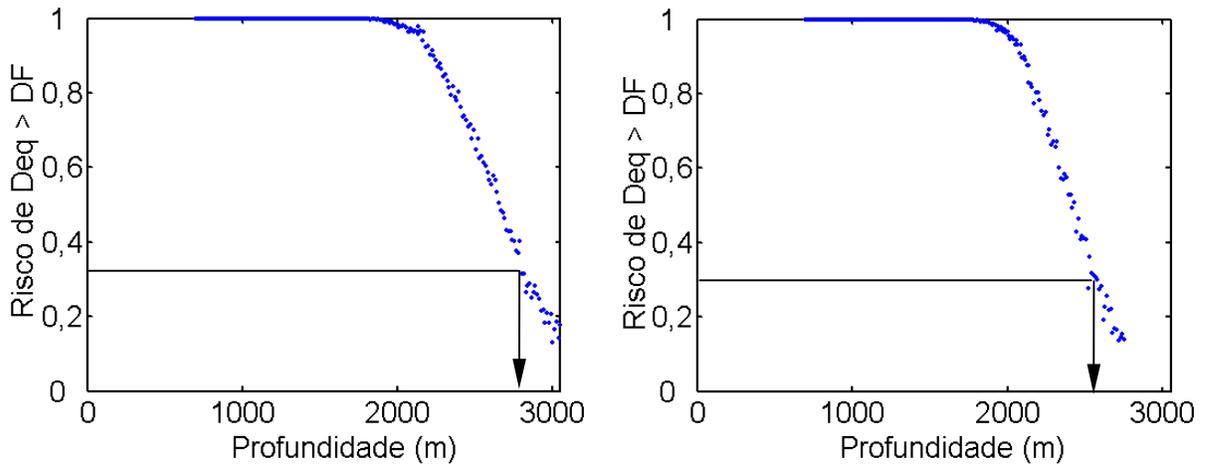


(d) Profundidade de assentamento 1560 m.

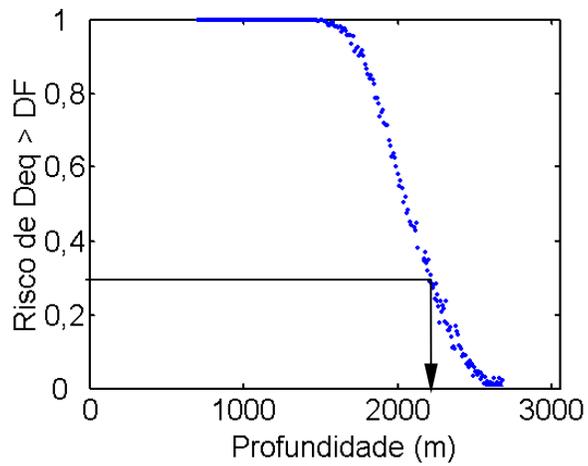
fase 16,000''

Figura 4.2 Risco para uma lâmina de 1000 m.

Para uma lamina d'água de 700 m foram obtidos os seguintes riscos para as três fases, Figura 4.3:



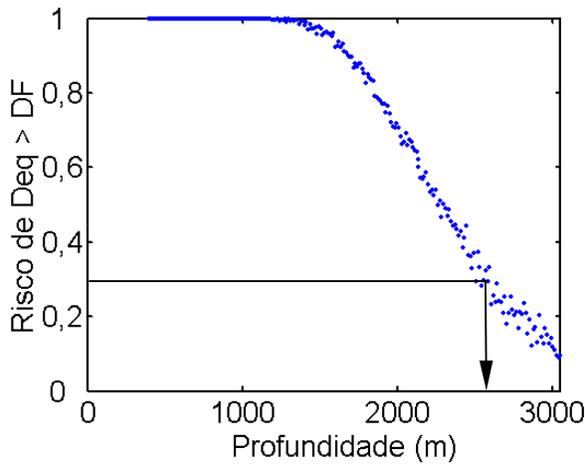
(a) Profundidade de assentamento 2840 m. fase 9,625'' (b) Profundidade de assentamento 2580 m. fase 11,750''



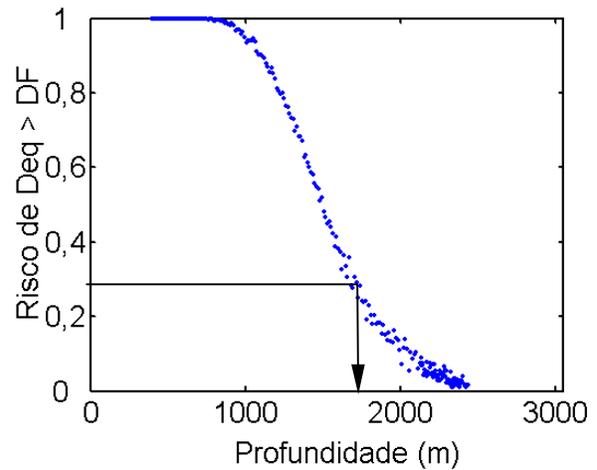
(c) Profundidade de assentamento 2180 m. fase 16,000''

Figura 4.3 Risco para uma lâmina de 700 m

A Figura 4.4 mostra o risco envolvido para uma lâmina d'água de 400 m à profundidade de assentamento das duas fases.



(a) Profundidade de assentamento 2830 m.
fase 9,625"



(b) Profundidade de assentamento 1680 m.
fase 11,750"

Figura 4.4 Risco para uma lâmina de 400 m.

A Tabela 4.2 contem as profundidades de assentamento obtidas para uma lâmina d'água de 1000 m, uma profundidade vertical de 3050 m e um comprimento de *kick* de 213 m. Foi assumida para todos os casos uma profundidade constante, 1200 m do revestimento de superfície.

Tabela 4.2 Profundidades de assentamento da sapata associadas ao risco de 0,3 para uma lâmina d'água de 1000 m, um comprimento de *kick* de 213 m e uma profundidade final do poço de 3050 m.

Diâmetro do revestimento (polegadas)	Profundidade de assentamento para um risco de 0,3 (m)
8,500	2930
9,625	2670
11,750	2320
16,000	1560
20,000	1200

A Tabela 4.3 mostra as profundidades de assentamento para uma lâmina d'água de 700 m, um comprimento de *kick* de 213 m e uma fase final do poço de 3050 m.

Tabela 4.3 Profundidades de assentamento da sapata associadas ao risco de 0,3 para uma lâmina d'água de 700 m, um comprimento de *kick* de 213 m e uma profundidade final do poço de 3050 m.

Diâmetro do revestimento (polegadas)	Profundidade de assentamento para um risco de 0,3 (m)
9,625	2840
11,750	2580
16,000	2180
20,000	1200

A Tabela 4.4 mostra as profundidades de assentamento para uma lâmina d'água de 400 m, um comprimento de *kick* de 213 m e uma fase final do poço de 3050 m.

Tabela 4.4 Profundidades de assentamento da sapata associadas ao risco de 0,3 para uma lâmina d'água de 400 m, um comprimento de *kick* de 213 m e uma profundidade final do poço de 3050 m.

Diâmetro do revestimento (polegadas)	Profundidade de assentamento para um risco de 0,3 (m)
9,625	2830
11,750	1680
16,000	1200

A Figura 4.5 apresenta as profundidades de assentamento das sapatas para lâminas d'água de (a) 1000, (b) 700 e (c) 400 m.

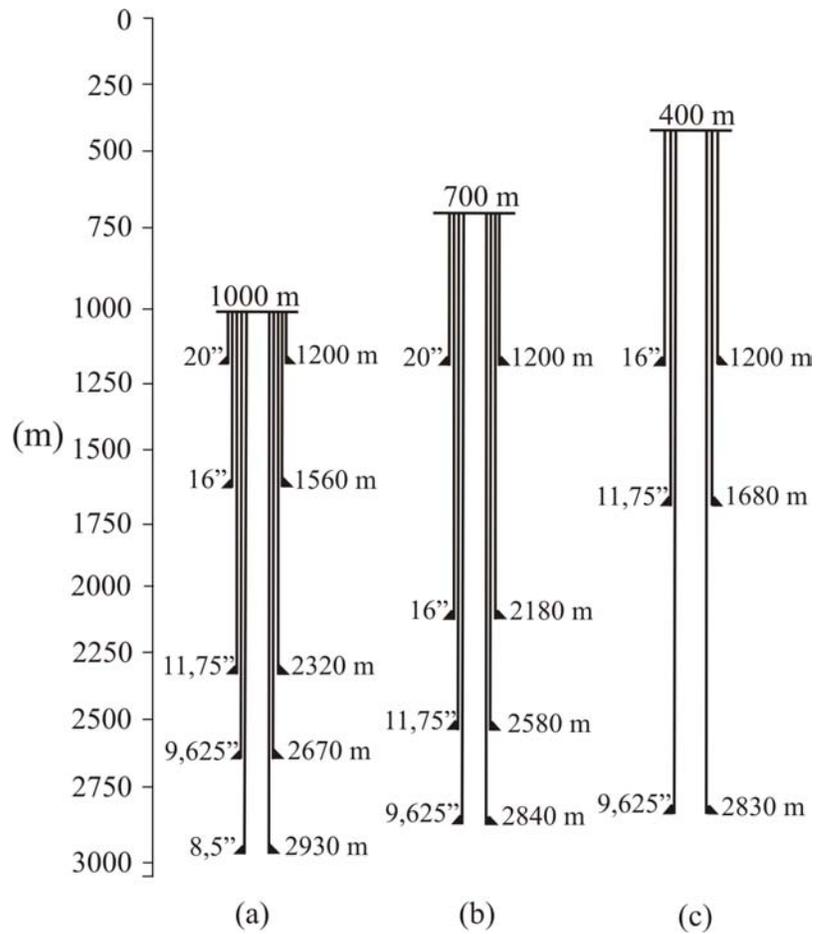


Figura 4.5 Profundidades de assentamento das sapatas para lâminas d'água de 1000 m (a), 700m (b) e 400 m (c).

A Tabela 4.5 mostra as profundidades de assentamento para uma lâmina d'água de 1000 m, um comprimento de *kick* de 128 m e uma fase final do poço de 3050 m.

Tabela 4.5 Profundidades de assentamento da sapata associadas ao risco de 0,3 para uma lâmina d'água de 1000 m, um comprimento de *kick* de 128 m e uma profundidade final do poço de 3050 m.

Diâmetro do revestimento (polegadas)	Profundidade de assentamento para um risco de 0,3 (m)
9,625	2635
11,750	2328
16,000	1200

A Tabela 4.6 mostra as profundidades de assentamento para uma lâmina d'água de 1000 m, um comprimento de *kick* de 183 m e uma fase final do poço de 3050 m.

Tabela 4.6 Profundidades de assentamento da sapata associadas ao risco de 0,3 para uma lâmina d'água de 1000 m, um comprimento de *kick* de 183 m e uma profundidade final do poço de 3050 m.

Diâmetro do revestimento (polegadas)	Profundidade de assentamento para um risco de 0,3 (m)
8,500	2730
9,625	2426
11,750	1724
16,000	1200

A Figura 4.6 representa as profundidades de assentamento da sapata para uma lâmina d'água de 1000 e comprimentos de *kick* de 213, 183 e 128m.

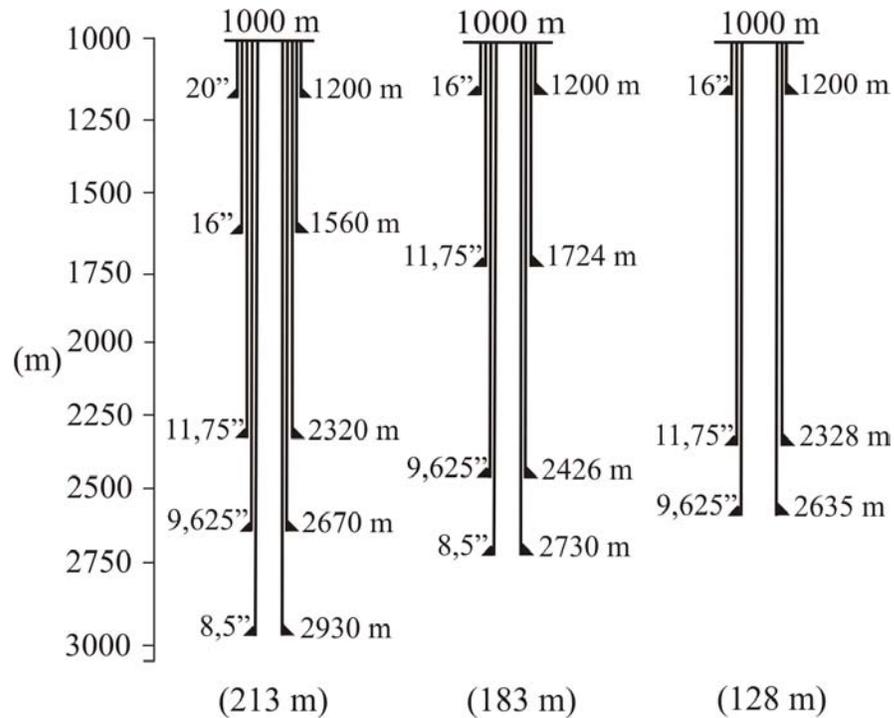


Figura 4.6 Profundidades de assentamento das sapatas para uma lâmina d'água de 1000 m e comprimentos de *kick* de 213, 183 e 128 m.

Como se observa na Figura 4.6 que mantendo-se a lâmina d'água constante, quanto maior for o comprimento de *kick*, maior o número de revestimentos. Isto se explica pelo fato de que quanto maior o comprimento de *kick*, maior a média da densidade equivalente, portanto, sua função de distribuição estará mais próxima à função de distribuição da densidade de fratura, então uma maior área de intersecção entre as duas funções. Agora quando o comprimento de *kick* e a lâmina d'água são constantes, a curva de risco irá se mover para a esquerda, como acontece quando se observa o comportamento da curva de risco para a Figura 4.2. A Figura 4.2 (a) começa com um risco de 0,14 porque quanto maior a profundidade, menor a janela entre a densidade de pressão de poros e fratura, portanto, a curva de distribuição da densidade equivalente, expressa como desvio padrão, irá se intersectar com a curva de distribuição da densidade de fratura.

Nas fases seguintes ampliou-se a janela entre a densidade equivalente e a densidade de fratura. A uma lâmina d'água de 400 m a curva de risco tem uma inclinação menor porque o comprimento da fase é maior, a uma lâmina de 1000 m o comprimento da fase é menor.

Até agora modificou-se os valores determinísticos, tais como lâmina d'água e comprimento de *kick*. Agora vamos modificar os desvios padrões para conhecer o comportamento da curva de risco. Manteve-se constante a lâmina d'água, 1000 m e um comprimento de *kick* de 213 m, variaram-se os desvios padrões da densidade de pressão de poros, fratura, lama, comprimento de *kick* e gravidade específica. Segundo Adams *et al.* (1993) pode ser assumida uma covariância (ver anexo A) de entre 0,01 até 0,05 para poços exploratórios. Neste caso foi assumido um valor de 0,01 para uma situação otimista e de 0,05 para uma situação pessimista; quanto maior a covariância, maior a dispersão dos dados. Por exemplo, para o cálculo do desvio padrão da densidade de pressão de poros:

A densidade de pressão de poros na profundidade final de 3050 m é de 1423,4 kg/m³, então o desvio padrão otimista, σ_o , para a densidade de pressão de poros é:

$$\frac{\sigma_o}{1423} = 0,01 \quad \therefore \quad \sigma_o = 14,23 \text{ kg/m}^3,$$

e o desvio padrão pessimista, σ_p , para a densidade de pressão de poros é:

$$\frac{\sigma_p}{1423,4} = 0,05 \quad \therefore \quad \sigma_p = 71,17 \text{ kg/m}^3$$

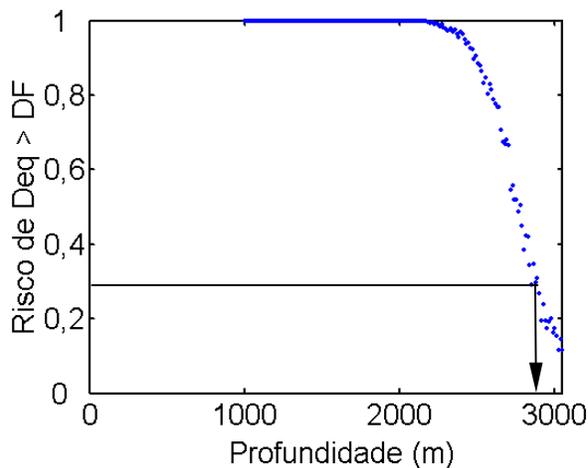
O mesmo procedimento é feito para os desvios padrões da densidade de fratura e densidade da lama, comprimento de *kick* e gravidade específica. A Tabela 4.7 apresenta os dados:

Tabela 4.7 Dados para uma lâmina d'água de 1000 m.

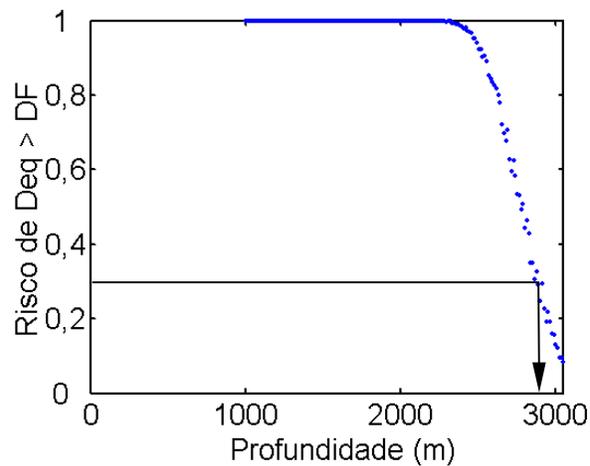
Parâmetro	Caso 1 Real	Caso 2 Otimista	Caso 3 Pessimista
Desvio padrão da densidade de poro, kg/m ³	21,920	14,230	71,170
Desvio padrão da densidade de fratura, kg/m ³	21,920	17,390	89,950
Desvio padrão da densidade da lama, kg/m ³	21,920	15,690	78,470

Desvio padrão do comprimento de <i>kick</i> , m	3,000	2,130	10,670
Desvio padrão da gravidade específica	0,027	0,0065	0,0325

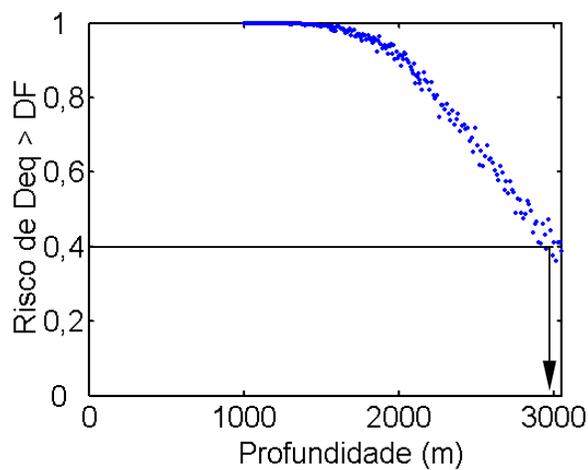
A Figuras 4.7 apresentam o risco para cada caso, representando só a fase final do poço.



Caso 1. Real
fase 8,500''



Caso 2. Otimista
fase 8,500''



Caso 3. Pessimista
fase 8,500''

Figura 4.7. Risco para a uma lâmina d'água de 1000 m, profundidade final de 3050 m.

Como se esperava, pode-se observar que quanto maior o desvio padrão, maior a dispersão dos pontos, e menor a inclinação da curva de risco. Como consequência, a determinação do risco para uma determinada profundidade é difícil de se estabelecer com precisão. Se a inclinação for menor, então se faz necessário descer a profundidade do revestimento para alcançar um risco determinado. É interessante observar o fato que na Figura 4.7 (a) o risco começa a descer desde 1,0 a 2137 m, quando na Figura 4.7 (b) começa a 2439 m. A Figura 4.8 apresenta a configuração para cada caso.

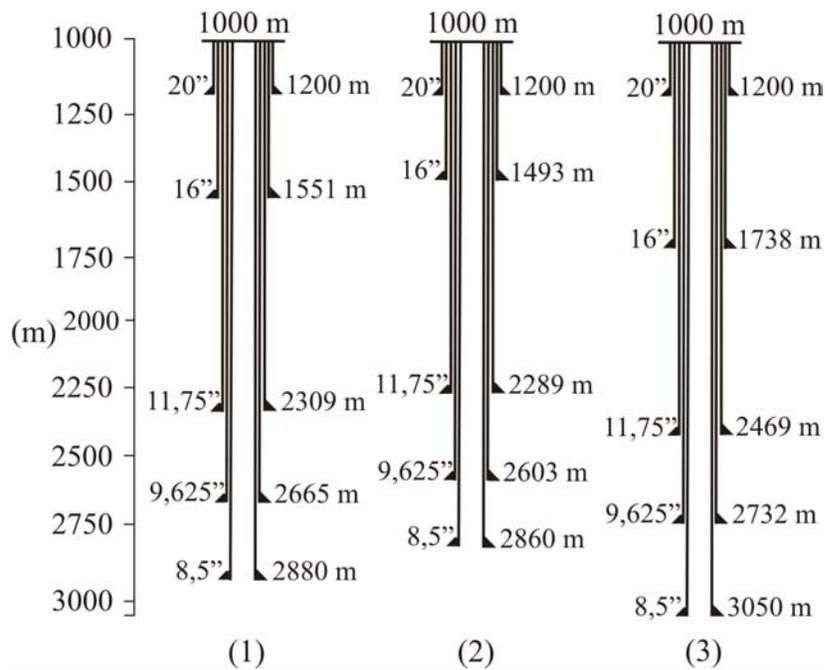


Figura 4.8 Profundidades de assentamento da sapata para uma lâmina d'água de 1000 m para os casos (1) real, (2) otimista e (3) pessimista

Agora vamos representar o comportamento do risco em função da lâmina d'água de 400 m, 700 m e 1000 m. Neste caso manteve-se constante a profundidade final da fase (3050 m) e o comprimento de *kick* (213 m), e variou-se a espessura da lâmina d'água, como se observa na Figura 4.9. Nela podemos observar, mantendo constante a profundidade final da fase, quanto maior a lâmina d'água, maior o risco; em outras palavras, mantendo a espessura da lâmina d'água constante, quanto maior a profundidade da fase, maior o risco. Isto é explicado pelo fato que quanto maior a lâmina d'água, a janela entre a densidade de pressão de poros e densidade de

fratura é menor. Portanto, fazendo a densidade equivalente da lama fique ainda mais perto da densidade de fratura.

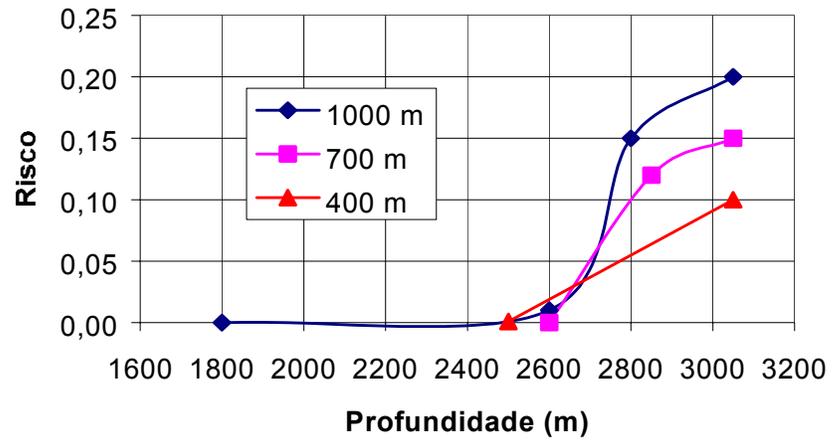


Figura 4.7 Risco vs Profundidade final para lâminas d'água de 1000, 700 e 400m.

Capítulo 5

Conclusões

O presente trabalho representa uma iniciativa para calcular o risco envolvido na determinação da profundidade de assentamento da sapata em águas profundas.

- A análise quantitativa de riscos permite considerar as incertezas envolvidas nas variáveis de entrada, e apresentar o resultado como uma função de densidade de probabilidade.
- É importante ressaltar o fato que é necessário o conhecimento especialista para assumir as incertezas nas variáveis de entrada, a fim de ter uma análise de riscos mais próxima da realidade.
- A técnica de análise quantitativa de riscos avaliou o risco da seleção da profundidade da sapata no caso de poços exploratórios, na qual as incertezas são maiores em comparação aos poços de desenvolvimento.
- A lâmina d'água faz com que a densidade de sobrecarga seja menor que a correspondente densidade de sobrecarga para poços perfurados em terra. Isto porque a camada d'água é de menor densidade comparada com a densidade dos sedimentos. Sendo a densidade de fratura fortemente dependente da densidade de sobrecarga, a densidade de fratura é menor quanto maior for a lâmina d'água.
- A lâmina d'água e o comprimento de *kick* são de muita influência nos cálculos das profundidades de assentamento da sapata e no número dos mesmos. Quanto maior o comprimento de *kick*, maior o número de revestimentos a serem descidos.

- Quanto maior a lâmina d'água, mantendo constante a profundidade final do poço e o comprimento de *kick*, maior o risco envolvido na seleção da profundidade de assentamento da sapata
- A simulação de Monte Carlo permite considerar os dados de entrada como informação carregada de incertezas e simular os dados como variáveis pseudo-aleatórias, isto é, uma situação mais realista que simplesmente considerando os dados de entrada como variáveis determinísticas.

Sugestões para trabalhos futuros:

- No presente trabalho estudou-se o método de baixo para cima, o qual minimiza os comprimentos dos revestimentos, para calcular a profundidade de assentamento da sapata. Seria interessante aplicar o método de cima para baixo, o qual maximiza os comprimentos dos revestimentos.
- Foi empregada a equação de Eaton para o cálculo da pressão de poros fazendo uso do registro sônico. No entanto, podem ser empregados outros tipos de registros, como o registro de resistividade ou o registro do expoente “*d*”; como também outros métodos para o cálculo da pressão de poros, como o método da profundidade equivalente e o método de Hottman e Johnson.
- Foi empregado o método da pseudo-pressão de sobrecarga para o cálculo da pressão de fratura, e o método de Bourgoyne para a densidade de sobrecarga. Porém podem ser empregados outros métodos, como o método de Matthews e Kelly ou o método de Eaton; como também o registro de densidade no caso da densidade de sobrecarga.
- O método proposto é para ser usado na etapa de planejamento. Seria interessante complementar a análise feita empregando as ferramentas de medição durante a perfuração (*MWD Measurement While Drilling, LWD Logging While Drilling*) para tomar decisões em tempo real, e por sua vez atualizar os dados empregados na etapa de planejamento.
- Seria interessante aplicar a técnica de análise quantitativa do risco no caso de determinação da profundidade da sapata levando em conta a abordagem de estabilidade de poços.

- Por fim, seria interessante comparar os resultados obtidos neste trabalho, com os obtidos com outras técnicas de avaliação de riscos, como a análise qualitativa de riscos.

Referências Bibliográficas

AADNOY, B.S. *Modern Well Design*. Gulf Publishing Company, Houston, 1997. 238 p.

AADNOY, B.S.; CHENEVERT, M.E. *Stability of highly inclined boreholes*. In: SPE/IADC Drilling Conference, New Orleans, SPE 16052, 1987.

AADNOY, B.S.; LARSEN, K. *Method for fracture gradient prediction for vertical and inclined boreholes*. In: Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Dallas, SPE 16695, 1987.

AADNOY, B.S.; SOTELAND, T. *Casing point selection at shallow depth*. In: SPE/IADC Drilling Conference, New Orleans, SPE 18718, 1989.

ADAMS, A.J.; PARFIT, S.H.L.; REEVES, T.B.; THOROGOOD, J.L. *Casing system risk analysis using structural reliability*. In: SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, SPE 25693, 1993.

ADAMS, N.J. *Drilling Engineering: A complete well planning approach*. Penn Well Publishing Company, Tulsa, 1985. 960 p.

AGUILERA, R. *Uncertainties in log calculations can be measured*. Oil & Gas Journal, September 10, 1979.

ANDERSON, R.A.; INGRAM, D.S.; ZANIER, A.M. *Determining fracture pressure gradients from well logs*, SPE 4135, 1973.

ANDRIESSE, D. *Effect of abnormal pore pressure on deep water drilling*. In: SPE-European Spring Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Amsterdam, SPE 5753, 1976.

BARRAGAN, R.V.; *Otimização dos parâmetros mecânicos nas brocas para obter o custo mínimo de uma fase de um poço*. Campinas, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, 1995. 105p. Tese (Mestrado).

BOURGOYNE, A.T.; MILLHEIM, K.K.; CHENEVERT, M.E.; YOUNG, F.S. *Applied Drilling Engineering*. SPE Textbook Series, v.2, USA, 1986. 502p.

BRENNAN, R.M.; ANNIS, M.R.; *A new fracture gradient prediction technique that shows good results in the Gulf of Mexico abnormal pressure*. In: 59th Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, SPE 13210, 1984.

BRIDGES, J.W. *Summary of results from joint industry study to develop an improved methodology for prediction of geopressures for drilling in deep water*. In: SPE/IADC Drilling Conference, The Netherlands, SPE/ IADC 79845, 2003.

BRUCE, B.; BOREL, R.; BOWERS, G. *Walking in the tightrope between pore pressure and gradient*. Offshore Magazine, August 2001.

CHENEVERT, M.E. *How to run casing and open-hole pressure test*. Oil & Gas Journal. 1978

CHISTMAN, S.A. *Offshore fracture gradients*, SPE 4133, 1973

CONSTANT, W.D.; BOURGOYNE Jr, A.T. *Fracture gradient prediction for offshore wells*. In: 56th California Regional Meeting of Society of Petroleum Engineers, Oakland, SPE 15105, 1986.

DOYLE, E.F.; BERRY, J.R.; McCORMARK, N.J. *Plan for surprises: Pore pressure challenges during the drilling of deepwater exploration well in mid-winter in Norway*. In: SPE/IADC Drilling Conference, The Netherlands, SPE/ IADC 79848, 2003.

EATON, B.A. *Fracture gradient prediction and its application in oilfield operation*, SPE 2163. 1969.

EATON, B.A. *How to use drilling petrophysical data in prospect evaluation. Part 1*, World Oil, September 1995.

EATON, B.A. *How to use drilling petrophysical data in prospect evaluation. Part 2*, World Oil, October 1995.

EATON, B.A. *The effect of overburden stress on geopressure prediction from well logs*. In: SPE Abnormal Subsurface Pore Pressure Symposium, Baton Rouge, SPE 3719, 1972.

EATON, B.A. *The equation for geopressure prediction from well logs*. In: 50th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Texas, SPE 5544, 1975.

EATON, B.A.; EATON, T.L. *Fracture gradient prediction for the new generation*. World Oil, October 1997.

FALCAO, J.L. *Uncertainties in the pore pressure evaluation in deepwater: a statistical approach*. In: SPE/ISRM Rock Mechanics Conference, Texas, SPE 78247, 2002.

FERTL, H.W.; CHILINGARIAN, G.V. *Importance of abnormal formation pressure*, SPE 5946, 1977.

FERTL, W.H. *Abnormal Formation Pressure*. Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam-Oxford-New York 1976.

FOSTER, J.B.; WHALEN, H.E. *Estimation of formation pressures from electrical surveys-Offshore Louisiana*, In: SPE Annual Fall Meeting, Denver, SPE 1200, 1966.

HOTTMAN, C.E.; JOHNSON, R.K. *Estimation of formation pressure from log-derived shale properties*. In: 40th Annual SPE fall Meeting, Denver, SPE 1110, 1965.

HUBBERT, K.; WILLIS, D.G. *Mechanics of hydraulic fracturing*. In: Petroleum Branch Fall Meeting, Los Angeles, SPE 686-G, 1957.

JOSHIDA, CH.; IKEDA, Shoichi,; EATON, B.A. *An investigative study of recent technologies used for prediction, detection, and evaluation of abnormal formation pressure and fracture pressure in North and South America*. In: IADC/SPE Asia Pacific drilling Technology Conference, Kuala Lumpur, SPE 36381, 1996.

- KREYSZIG, E. *Advanced Engineering Mathematics*. John Wiley & Sons. New York. 1983. 988p.
- LANE, R.A.; MACPHERSON, L.A. *A review of geopressure evaluation from well logs- Louisiana Gulf Coast*, SPE 5033, 1976.
- LESAGE, M.; HALL, P.; PEARSON, J.R.A. *Pore pressure and fracture-gradient predictions*. SPE 21607, 1991.
- LIANG, Q.J. *Application of quantitative risk analysis to pore pressure and fracture gradient prediction*. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, 2002.
- MENDES, J.R.P. *Raciocínio baseado em casos aplicado ao projeto de poços de petróleo*. Campinas, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, 2001. 99p. Tese (Doutorado).
- MENDES, J.R.P.; MOROOKA, C.K.; GUILHERME, I.R.; FONSECA, T.C.D.; TAVARES, R.M. *Fuzzy numbers and kick tolerance for the determination of casing setting depth*. In: 22nd Iberian Latin-American Congress on Computational Methods in Engineering and 2nd Brazilian Congress on Computational Mechanics. 11, Campinas, Brazil, 2001.
- MOOS, D. *Stability in deep water- Handling geomechanical uncertainty*. In: AADE 2001 National Drilling Conference, Houston, 2001.
- MOOS, D.; PESKA, P.; FINKBEINER, T.; ZOBACK, M. *Comprehensive wellbore stability analysis utilizing quantitative risk analysis*. In: Journal of Petroleum Science and Engineering, 2003.

PARRIAG, E.R. *Prediction of fracture gradients in the Samaan Field*. SPE 5950, 1971.

PENNEBECKER, E.S. *An engineering interpretation of seismic data*. In: 43rd Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Houston, SPE 2165, 1968.

PITMAN, J.; *Probability*. Springer Verlag. Springer Texts in Statistics. New York, 1993. 560 p.

REDMANN, K.P. *Understanding kick tolerance and its significance in the drilling planning and execution*. SPE 19991, 1991

REYNOLDS, E.B.; TIMKO, D.J.; ZANIER, A. *Potential hazards of acoustic-log shale pressure plot*, SPE 4020, 1973.

ROCHA, L.A.; BOURGOYNE, A.T. *A new simple method to estimate fracture pressure gradient*. In: SPE International Petroleum Conference and Exhibition, Veracruz, SPE 2871, 1996.

SANTOS, J.L.; MOURA, E.L. *Aplicação prática do estudo dos gradientes de pressões das formações nos poços perfurados na Bacia de Campos*. In: II Seminário de Fluidos de Perfuração, Salvador, 1989.

SANTOS, O.; ADASANI, I.; AZAR, J.J.; ESCORIHUELA, F. *Determination of casing setting depth using kick tolerance concept*. In: Computer Petroleum Conference. Texas, SPE 30220, 1995.

SATO, A.T.; *Sistema inteligente para elaborar um projeto de perfuração de um poço de petróleo*. Campinas, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, 1992. 113p. Tese (Mestrado).

SCHUH, F.J. *Conductor and surface casing depth requirements for deep water*. In: 54th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Las Vegas, SPE 8316, 1979.

SIMMONS, E.L.; RAU, W.E. *Predicting Deepwater fracture pressures: A proposal*. In: Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Houston, SPE 18025, 1988.

WALSTROM, J.E.; MUELLER, T.D.; McFARLANE, R.C. *Evaluating uncertainties in engineering calculations*. In: SPE 42nd Annual Fall Meeting, Houston, SPE 1928, 1967.

ZAMORA, M. *New method predicts gradient fracture*. Petroleum Engineer International, September 1989.

Anexo A - Distribuição normal

Segundo Kreyszig E. (1983) a distribuição contínua que tem uma densidade:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad (\sigma > 0) \quad (A1)$$

onde:

μ : média

σ : desvio padrão

É chamada de distribuição normal ou distribuição gaussiana. Uma variável aleatória que possui este tipo de distribuição é conhecida como normalmente distribuída. Esta distribuição é muito importante, porque muitas variáveis aleatórias de interesse prático são normais ou aproximadamente normais, ou podem ser transformadas numa variável aleatória normal numa forma relativamente simples. Além disso, a distribuição normal é uma aproximação muito útil de distribuições mais complicadas. Ela também aparece nas demonstrações matemáticas de vários testes estatísticos.

A curva de $f(x)$ é chamada de curva com forma de campana. Ela é simétrica com respeito à μ . A Figura 1A mostra $f(x)$ para $\mu=0$. Para $\mu>0$ e $\mu<0$ a curva tem a mesma forma, porém é deslocada $|\mu|$ unidades à direita ou esquerda, respectivamente.

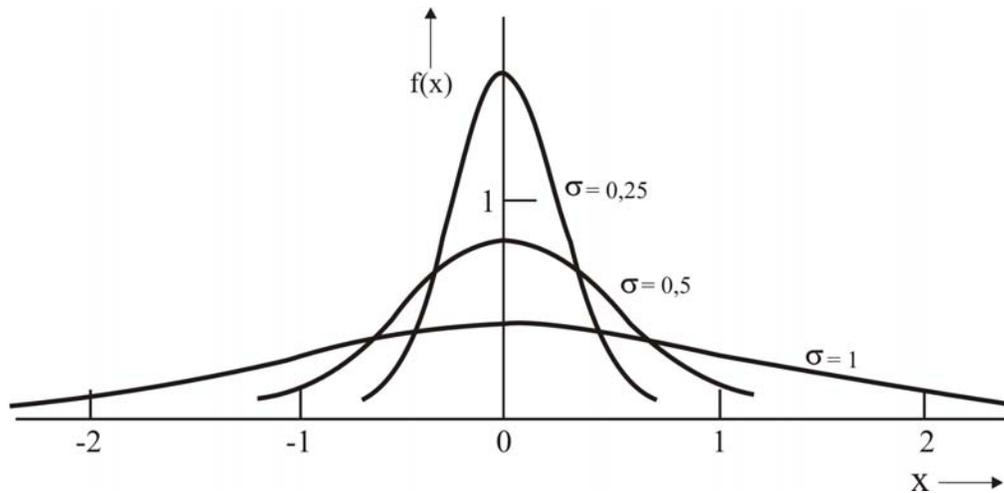


Figura 1A. Densidade da distribuição normal com $\mu = 0$ para vários valores de σ
(Kreyszing, 1983)

Quanto menor for a variância, σ^2 , maior será o valor em $x = 0$, e mais inclinada será a curva para ambos lados do valor em $x = 0$.

A partir da Equação A1 podemos ver que a distribuição normal tem uma função de distribuição representada pela Equação A2 (Kreyszing, 1983):

$$F(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{v-\mu}{\sigma}\right)^2} dv \quad (\text{A2})$$

Agora sabendo que a probabilidade, P , Equação A3 (Kreyszing, 1983), entre dois valores quaisquer de x , por exemplo, a e b , é:

$$P(a < X \leq b) = F(b) - F(a) = \int_a^b f(v)dv \quad (\text{A3})$$

teremos a Equação A4 (Kreysing, 1983):

$$P(a < X \leq b) = F(b) - F(a) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_a^b e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{v-\mu}{\sigma}\right)^2} dv \quad (\text{A4})$$

A integral da Equação A4 não pode ser avaliada pelos métodos elementares, porém pode ser representada em termos da integral da Equação A5 (Kreyszing, 1983):

$$\Phi(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^z e^{-u^2/2} du \quad (\text{A5})$$

Esta é a função da distribuição normal com uma média de 0 e uma variância de 1. A Figura 2A representa a função de distribuição $\Phi(z)$ da distribuição normal.

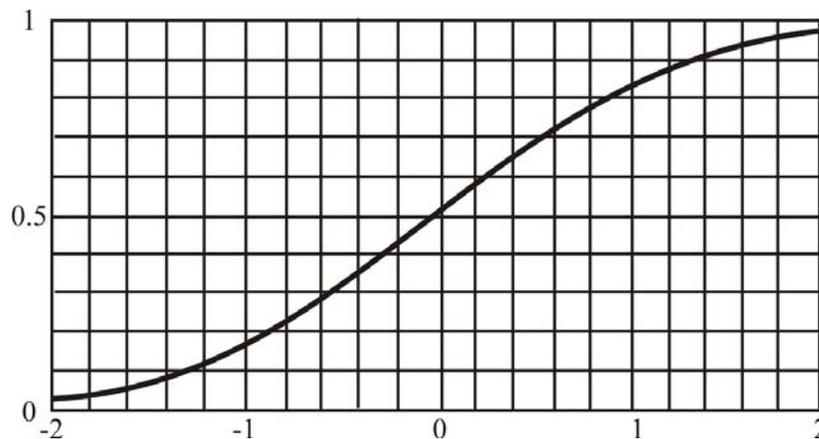


Figura 2A: Função de distribuição $\Phi(z)$ da distribuição normal com média 0 e variância 1 (Kreyszing E, 1983).

De fato, se calcularmos $(v - \mu)/\sigma = u$, então $du/dv = 1/\sigma, dv = \sigma du$, e agora integramos desde $-\infty$ até $z = (x - \mu)/\sigma$. A partir da Equação A2 teremos a Equação A6 (Kreyszing, 1983):

$$F(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{(x-\mu)/\sigma} e^{-u^2/2} du \quad (\text{A6})$$

Se a expressão ao lado direito da Equação A6 é igualada com a Equação A5 onde $z = (x - \mu) / \sigma$, então teremos a Equação A7 (Kreyzsing, 1983).

$$F(x) = \Phi\left(\frac{x - \mu}{\sigma}\right) \quad (\text{A7})$$

A partir desta fórmula e a Equação A4 pode obter a Equação A8 (Kreyzsing, 1983).

$$P(a < X \leq b) = F(b) - F(a) = \Phi\left(\frac{b - \mu}{\sigma}\right) - \Phi\left(\frac{a - \mu}{\sigma}\right) \quad (\text{A8})$$

Em particular, quando $a = \mu - \sigma$ e $b = \mu + \sigma$, o lado direito é igual a $\Phi(1) - \Phi(-1)$; para $a = \mu - 2\sigma$ e $b = \mu + 2\sigma$, então corresponde ao valor de $\Phi(2) - \Phi(-2)$, etc. Com base nos valores tabelados para a função de distribuição da distribuição normal com uma média de 0 e uma variância de 1, teremos os seguintes valores:

- (a) $P(\mu - \sigma < X \leq \mu + \sigma) \approx 68\%$
- (b) $P(\mu - 2\sigma < X \leq \mu + 2\sigma) \approx 95,5\%$
- (c) $P(\mu - 3\sigma < X \leq \mu + 3\sigma) \approx 99,7\%$

Desta forma, espera-se que um grande número de valores observados de uma variável aleatória normal X tenham as seguintes distribuições:

- (a) aproximadamente o 2/3 dos valores ficariam entre $\mu - \sigma$ e $\mu + \sigma$.
- (b) aproximadamente o 95% dos valores ficariam entre $\mu - 2\sigma$ e $\mu + 2\sigma$.
- (c) aproximadamente o 99 3/4% dos valores ficariam entre $\mu - 3\sigma$ e $\mu + 3\sigma$.

Na Figura 3A observam-se essas faixas.

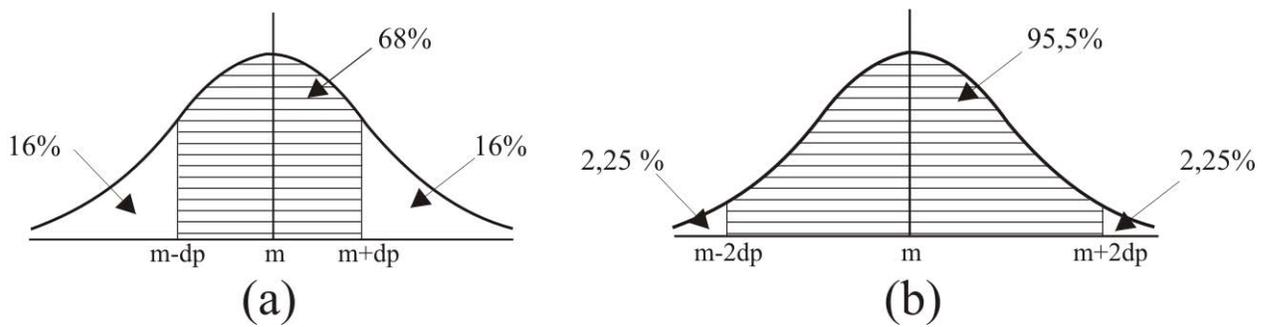


Figura 3A. Áreas de probabilidade.

Valor médio. O valor médio, $\bar{\mu}$, é o valor esperado ou a média ponderada, a qual é definida pela equação A9 (Kreyzsing, 1983):

$$\bar{\mu} = \frac{\sum x_i}{N} \quad (\text{A9})$$

onde:

$\bar{\mu}$: média

x_i : valor individual da variável

N : Número total de variáveis

Desvio padrão: O desvio padrão, σ , é uma medida da dispersão ou variabilidade. Ele mede quão perto estão os valores da variável aleatória espalhados ao redor do valor médio. Ele possui a seguinte definição, Equação A10 (Kreyzsing, 1983):

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (x_i - \mu)^2}{N}} \quad (\text{A10})$$

Covariância: A covariância, COV , quantifica a dispersão do desvio padrão com respeito à média ou a tendência a variar juntas. Quanto maior a covariância, maior a incerteza dos dados. A covariância é representada pela Equação A11 (Kreyzsing, 1983):

$$COV = \frac{\sigma}{\mu} \tag{A11}$$

Anexo B – Números Pseudo-aleatórios

Segundo Pitman (1993) a aleatoriedade e os números aleatórios têm sido tradicionalmente empregados para uma variedade de propósitos, por exemplo, no caso de jogo de dados. Com a chegada dos computadores, foi reconhecido a necessidade de criar meios para introduzir aleatoriedade nos programas computacionais. No entanto, o computador não é capaz de gerar números aleatórios. Um computador ao executar um programa segue as instruções numa forma completamente determinista, e portanto completamente previsível.

Os engenheiros de computação introduzem a aleatoriedade nos computadores na forma de geradores de números pseudo-aleatórios. Como o nome o sugere, os números pseudo-aleatórios não são aleatórios na realidade. Eles são calculados a partir de fórmulas matemáticas ou simplesmente tomados de uma lista pré-calculada. Têm sido feitas muitas pesquisas no campo dos números pseudo-aleatórios; a geração dos algoritmos modernos fornece números que têm um comportamento quase realmente aleatório. Os números pseudo-aleatórios têm a característica de ser previsíveis, ou seja, eles podem ser preditos quando se conhece onde foi tomado o primeiro número na seqüência. Os verdadeiros números aleatórios são gerados pela amostragem e o processamento de uma fonte de entropia que está fora do computador. Uma fonte confiável de entropia é a emissão radioativa. Os pontos no tempo na qual a fonte radiativa decai são completamente imprevisíveis, e podem ser carregados a um computador. Outra fonte de entropia pode ser o ruído atmosférico obtido de um rádio, ou o ruído de fundo de uma sala ou laboratório.

O gerador de números pseudo-aleatórios mais amplamente empregado é o gerador congruencial multiplicativo de Lehmer, no qual cada número r é calculado como uma função do número predecessor na seqüência representada pela Equação B1 (Pitman, 1993):

$$r_i = [a \times r_{i-1}] \text{ mod } m \quad (\text{B1})$$

ou

$$r_i = [a \times r_{i-1} + c] \text{ mod } m \quad (\text{B2})$$

Onde a e c são constantes cuidadosamente selecionada, e m é uma potência de 2, 2^k . Todas as quantidades que aparecem na Equação A2, exceto m , são inteiros de k bits. A expressão entre colchetes é um inteiro de comprimento $2k$ bits, e o efeito do módulo $\text{mod } m$ é mascarar a parte mais significativa do resultado da multiplicação. r_0 é o primeiro valor, ou “semente”, da geração da seqüência. Muitos geradores permitem que se possa começar com um valor inicial diferente, ou manter o valor inicial de uma corrida para o começo numa subsequente corrida. Antes do valor inicial ser empregado na corrida posterior, os valores de r_i são normalmente transformados em números de ponto flutuante normalizados no intervalo de $[0,1]$. Os geradores deste tipo podem ter um período máximo possível de 2^{k-2} , cujas seqüências são aprovados por todos os testes razoáveis de aleatoriedade, respeitando a condição que não se empregue mais que uma porcentagem pequena do período total.