



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA - CT
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E DA TERRA - CCET
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIA E
ENGENHARIA DE PETRÓLEO – PPGCEP



TESE DE DOUTORADO

NOVO MÉTODO PARA ESTIMATIVA DO GRADIENTE
DE FRATURA PARA POÇOS DE PETRÓLEO

CLÓVIS DANTAS FERREIRA

ORIENTADOR:

Prof. Dr. Wilson da Mata

Natal / RN
Julho / 2010

Livros Grátis

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

Milhares de livros grátis para download.

**NOVO MÉTODO PARA ESTIMATIVA DO GRADIENTE DE FRATURA
PARA POÇOS DE PETRÓLEO**

Natal / RN

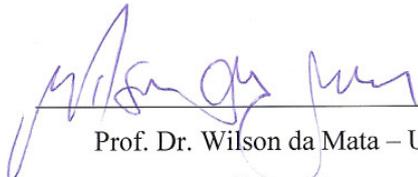
Julho / 2010

CLÓVIS DANTAS FERREIRA

**NOVO MÉTODO PARA ESTIMATIVA DO GRADIENTE DE FRATURA
PARA POÇOS DE PETRÓLEO**

Tese de doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo - PPGCEP da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, pré-requisito parcial para obtenção do título de doutor em Ciência e Engenharia de Petróleo.

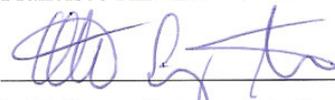
Aprovado em 13 de AGOSTO de 2010.



Prof. Dr. Wilson da Mata – UFRN
Orientador



Prof. Dr. Alex Francisco Antunes - UFRN – Membro externo ao programa



Prof. Dr. Otto Luiz Alcântara Santos – Petrobras - Membro externo à instituição



Prof. Dr. Wellington Campos – Petrobras - Membro externo à instituição

Divisão de Serviços Técnicos
Catalogação da Publicação na Fonte: UFRN / Biblioteca Central Zila
Mamede

Ferreira, Clóvis Dantas.

Novo método para estimativa do gradiente de fratura para poços de petróleo / Clóvis Dantas Ferreira. -- Natal, RN, 2010.
.....254 f.

.....Orientador: Wilson da Mata.

Tese (Doutorado) -- Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Centro de Tecnologia. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo.

1. Poços de petróleo -- Perfuração -- Tese. 2. Gradiente de fratura -- Tese. 3. Águas profundas -- Tese. 4. Águas ultraprofundas -- Tese. I. Mata, Wilson da. II. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. III. Título.

RN/UF/BCZM CDU 622.276(043.3)

FERREIRA, Clóvis Dantas – Novo método para estimativa do gradiente de fratura para poços de petróleo. Tese de Doutorado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Área de Concentração: Engenharia e Geologia de Reservatórios e de Exploração de Petróleo e Gás Natural (ERE), Natal-RN, Brasil.

Orientador: Prof^o. Dr. Wilson da Mata

RESUMO

O desenvolvimento da perfuração de poços de petróleo requer cuidados adicionais principalmente se a perfuração for marítima em lâmina d'água ultraprofunda, o que levam a baixos gradientes de sobrecarga, ocasionando baixos gradientes de fratura e, conseqüentemente, dificultando as operações de perfuração pela redução da janela operacional. Para minimizar as dificuldades enfrentadas pela perfuração nesses cenários, na fase de planejamento, são utilizados modelos indiretos para estimativa do gradiente de fratura, que podem prevê valores aproximados dos testes de absorção. Esses modelos geram perfis de geopressão que permitem a análise detalhada do comportamento das pressões em todo o intervalo do poço. A maioria dos modelos tem como base a equação de Terzaghi, diferenciando apenas na determinação dos valores do coeficiente de tensão da matriz da rocha. Este trabalho propõe uma forma alternativa diferente, para se estimar o gradiente de fratura, por meio de uma correlação geométrica que relaciona proporcionalmente os gradientes de pressão para cada profundidade em todo o intervalo do poço. As grandezas envolvidas variam em uma mesma proporção em todo intervalo do poço. O modelo baseia-se na aplicação da proporção áurea do segmento sobre o diferencial de pressão correspondente à tensão da matriz. O estudo mostra que a proporção áurea encontra valores de gradiente de fratura com grande aproximação dos valores de testes de absorção disponíveis da área. Os resultados obtidos foram comparados com doze modelos indiretos distintos que estimam gradiente de fratura baseados no efeito da compactação. Para isto, um programa em linguagem Matlab foi desenvolvido. A comparação também foi feita com a variação de lâminas d'água variando de zero (para poços terrestres, por exemplo) a 1500 m. A medida da precisão para avaliação de cada método toma como referencial os valores de testes de absorção e é feita através do erro relativo percentual. A precisão mostrada nos valores apresentados na análise de erro e a forma bastante simples do modelo proposto mostram que é justificável a sua aplicação.

Palavras-chave: Gradiente de fratura; Águas profundas e ultraprofundas, Perfuração de poços de petróleo.

ABSTRACT

The development of oil wells drilling requires additional cares mainly if the drilling is in offshore ultra deep water with low overburden pressure gradients which cause low fracture gradients and, consequently, difficult the well drilling by the reduction of the operational window. To minimize, in the well planning phases, the difficulties faced by the drilling in those sceneries, indirect models are used to estimate fracture gradient that foresees approximate values for leakoff tests. These models generate curves of geopressures that allow detailed analysis of the pressure behavior for the whole well. Most of these models are based on the Terzaghi equation, just differentiating in the determination of the values of rock tension coefficient. This work proposes an alternative method for prediction of fracture pressure gradient based on a geometric correlation that relates the pressure gradients proportionally for a given depth and extrapolates it for the whole well depth, meaning that these parameters vary in a fixed proportion. The model is based on the application of analytical proportion segments corresponding to the differential pressure related to the rock tension. The study shows that the proposed analytical proportion segments reaches values of fracture gradient with good agreement with those available for leakoff tests in the field area. The obtained results were compared with twelve different indirect models for fracture pressure gradient prediction based on the compacting effect. For this, a software was developed using Matlab language. The comparison was also made varying the water depth from zero (onshore wellbores) to 1500 meters. The leakoff tests are also used to compare the different methods including the one proposed in this work. The presented work gives good results for error analysis compared to other methods and, due to its simplicity, justify its possible application.

Keywords: Fracture gradient; deep water and ultra deep water; oil well drilling.

DEDICATÓRIA

A meus pais Petrônio e Eulália, a minha família, Sônia, Vanessa e Verônica.

AGRADECIMENTOS

Agradeço sempre a Deus, pelo excelente destino traçado para minha vida o qual me conduziu por caminhos difíceis com grandes obstáculos, mas, sempre me mostrando a possibilidade de opção da melhor travessia.

Aos meus pais, Petrônio e Eulália, por terem me dado a vida e uma boa educação familiar, incentivo para nunca desistir diante das dificuldades e sempre lutar para conseguir o que quer mostrando que a vida é um aprendizado constante. Sempre estiveram presentes e contribuíram significativamente para as minhas realizações pessoais e profissionais.

Ao IFRN e ao quadro de excelentes professores pela minha educação básica que me fortaleceu e me deu subsídios para prosseguir na minha carreira profissional.

A minha família, Sônia, Vanessa e Verônica, pelo apoio por estarem sempre ao meu lado em todos os momentos da vida.

Ao meu orientador Professor Dr. Wilson da Mata pela confiança ao acreditar no meu plano de pesquisa, incentivando para o desenvolvimento do estudo na área de Engenharia de Poço para que atingisse o objetivo mesmo trabalhando conforme a minha disponibilidade de tempo. É importante registrar que minha experiência prática anterior com perfuração de poços para produção de aquíferos contribuiu de forma significativa para o referido estudo.

Aos velhos e eternos amigos, Regina Lúcia, Marcos Aurélio, José Mário, Normando, Vicente de Paula, Dinarte, Fábio Severino, Alexandre Santos, Armando José, Reginaldo Vasconcelos, Paulo Roberto, Ana Damasceno, Celeida de Lourdes e Carlos Carvalho, por companheirismo e terem sido sempre leais e prestativos.

Aos amigos mais recentes, Alice, Daniel, Euclides Bonet, Orlando Figueiredo, Wellington por acreditarem no desenvolvimento do estudo e qualidade do conteúdo desse trabalho.

Aos alunos do LEAP meus companheiros de batalha que lutam diariamente para concluir seus trabalhos, minha gratidão a Cleodon, Daiana, Elthon, Ernesto, Januza, Juliana, Kátia, Keila, Martinho, Marcos, Paulo, Liara, Rafael, Robson, Tiago, Tommy, Socorro, Bia e Vanessa.

Aos amigos Elthon, Michel, Janaína, Robson, Ernesto Bautista e Professor Dr. Adriano, agradeço pelo companheirismo.

À UFRN, pelos cursos de Graduação, Mestrado e Doutorado. E ao LEAP pelo laboratório devidamente equipado que foi essencial para proporcionar atalho para a execução do trabalho.

À Petrobras pelo auxílio de dois anos de bolsa de manutenção.

ÍNDICE

Capítulo I

1	Introdução.....	2
---	-----------------	---

Capítulo II

2	Aspectos Teóricos	6
2.1	Aspectos conceituais práticos usados na predição dos gradientes de pressões	6
2.2	Aspectos relativos ao gradiente de fratura e a perfuração do poço.....	9
2.2.1	Estudos na fase de planejamento do poço	9
2.2.2	Importância do gradiente de fratura na execução da perfuração	9
2.2.3	Limitação da perfuração imposta pelo limite de resistência da rocha.....	11
2.3	Modelos usuais para determinação do gradiente de fratura.....	14
2.3.1	Modelo analítico baseado no efeito da compactação.	15
2.3.1.1	Introdução	15
2.3.1.2	Aspectos teóricos sobre o gradiente de sobrecarga.....	23
2.3.1.3	Aspectos teóricos sobre o gradiente de pressão de poros	24
2.3.1.4	Aspectos teóricos sobre o gradiente de fratura	28
2.3.1.5	Modelos para determinação do gradiente de fratura apresentado em Rocha ^(b) <i>et al</i> (2004).	30

Capítulo III

3	Estado da Arte	64
3.1	Modelo baseado no efeito da compactação.	64
3.1.1	Introdução.....	64

Capítulo IV

4	Metodologia Proposta.....	71
4.1	Introdução	71
4.2	Observações	71
4.3	Dedução	73
4.4	Base da proposta	74
4.5	Modelagem	75
4.6	Fluxo de cálculo.....	78
4.7	Relevância do modelo proposto.....	79

Capítulo V

5	Resultados e discussões	82
5.1	Aplicação de modelos distintos com dados de Rocha e Azevedo (2009).....	82
5.1.1	Dados da literatura.....	82
5.1.2	Descrição da metodologia para aplicação dos modelos	83
5.1.3	Origem dos dados de entrada	87
5.1.4	Premissas para simulação de cada método para LDA de 1000 m.....	87
5.1.5	Resultados de gradiente de sobrecarga e pressão de poros obtidos do programa	88

5.1.6	Resultados obtidos pelo programa MatLab para valores do coeficiente de Poisson através de Eaton e pela relação V_s/V_p	90
5.1.6.1	Comparação entre os modelos de Eaton e o proposto.....	93
5.1.6.2	Comparação entre os modelos de Hubbert e Willis e o proposto	94
5.1.6.3	Comparação entre os modelos de Matthews e Kelly e o proposto	95
5.1.6.4	Comparação entre os modelos da tensão mínima e o proposto	96
5.1.6.5	Comparação entre os modelos de Christman e o proposto	98
5.1.6.6	Comparação entre os modelos de Daines e o proposto.....	100
5.1.6.7	Comparação entre os modelos de Traugott e o proposto	102
5.1.6.8	Comparação entre os modelos de Aadnoy e o proposto	103
5.1.6.9	Comparação entre o modelo de Zamora e o proposto.....	105
5.1.6.10	Comparação entre as correlações específicas e o modelo proposto.....	106
5.1.6.11	Comparação entre o modelo de Simmons e o proposto.....	107
5.1.6.12	Comparação entre todos os modelos juntos com o proposto	108
5.1.7	Comportamento da linha de tendência com a variação da LDA.....	109
5.1.8	Comparação entre as densidades de sedimentos calculadas por Gardner, Amoco, Bellotti e densidade total.	110
5.1.9	Comparação entre os perfis de geopressão usando Gardner e Amoco.....	114
5.1.10	Premissa para simulação com os dados de Rocha e Azevedo (2009) variando a LDA	118
5.1.10.1	Perfil de geopressão para um poço terrestre.....	119
5.1.10.2	Perfil de geopressão para um poço numa LDA de 250 m.....	122
5.1.10.3	Perfil de geopressão para um poço numa LDA de 500 m.....	123

5.1.10.4	Perfil de geopressão para um poço numa LDA de 750 m.....	125
5.1.10.5	Perfil de geopressão para um poço numa LDA de 1250 m.....	127
5.1.10.6	Perfil de geopressão para um poço numa LDA de 1500 m.....	130
5.1.10.7	Perfil de geopressão para um poço numa LDA de 2000 m.....	131
5.1.10.8	Perfil de geopressão para um poço numa LDA de 3000 m, de 4000 m e de 5000 m.	132
5.1.11	Comportamento do gradiente de sobrecarga com o aumento da LDA.....	135
5.1.12	Comportamento do coeficiente de Poisson com o aumento da LDA.....	138
5.1.13	Comportamento do coeficiente de tensão da matriz da rocha em relação ao aumento da profundidade da LDA	139
5.1.14	Comparação entre os modelos analisados e o proposto em relação a margem de segurança do <i>riser</i>	146
5.1.15	Determinação da densidade equivalente de circulação utilizando unidades de campo.	149
5.1.16	Dimensionamento das sapatas dos revestimentos	152
5.1.17	Avaliação dos resultados	166
5.2	Aplicação do modelo de Eaton (1969)	168
5.2.1	Assumindo dados de poço de correlação para fazer comparação entre o modelo de Eaton e proposto	171
5.2.2	Perfil de geopressão obtido com o programa MatLab visto no item 5.2.2.....	173
5.3	Comportamento do gradiente de fratura em poço com formação salina	174
5.3.1	Simulação para uma camada de sal com espessura de 750 m.....	177
5.3.2	Simulação para uma camada de sal com espessura de 1000 m.....	179
5.3.3	Simulação para uma camada de sal com espessura de 1250 m.....	182

5.4	Aplicação do modelo de Constant e Bourgoyne (1988).....	184
5.4.1	Poço <i>Green Canyon 1</i>	184
5.4.2	Premissas para aplicação do programa MatLab para execução do modelo de Constant e Bourgoyne (1988).....	185
5.4.3	Resultados obtidos do programa MatLab.....	185
5.4.4	Poço <i>Green Canyon 2</i>	188
Capítulo VI		
6	Conclusões e recomendações	194
6.1	Conclusões gerais	194
6.1.1	Sobre o programa MatLab.....	194
6.1.2	Sobre os aspectos gerais	194
6.1.3	Sobre os resultados dos gradientes de fraturas obtidos	195
6.1.4	Sobre a influência de um parâmetro sobre outro.....	196
6.1.5	Sobre o modelo proposto.....	196
6.2	Recomendações.....	197
6.3	Contribuição feita à pesquisa.....	197
Referências Bibliográficas.....		199
Anexo I - Análise do erro		206
Anexo II - Programa MatLab usando tempo de trânsito para geração dos dados e perfis com variação de profundidade a intervalos de 50 m.		206
Anexo III Programa MatLab utilizado para gerar os dados e perfil de geopressão com o Modelo de Constant e Bourgoyne (1988) com a profundidade variando a intervalos diferentes conforme as profundidades dos tempos de trânsito.		231

Anexo IV Programa MatLab utilizado para geração dos dados e perfil de geopressão com o modelo de Eaton (1969).	238
Anexo V Programa MatLab que estima gradiente de fratura no pré-sal em LDA de 1000 m e camada de sal com espessura de 1000 m.....	242
Anexo VI Dedução da equação do modelo proposto	250
Anexo VII Equações para densidade equivalente de circulação	250
Anexo VIII Gradientes de fratura calculados pelos diversos modelos indiretos analisados para LDA de 1000 m com os dados de Rocha e Azevedo (2009).....	252

INDICE DE FIGURAS

Capítulo II

Figura 2.1 - Modelo físico que representa a manutenção do equilíbrio durante a perfuração no mar.....	12
Figura 2.2 – Fluxo de cálculo para determinação do gradiente de fratura pelo modelo baseado no efeito da compactação.	22
Figura 2.3 - Comportamento da densidade da água em função da profundidade (Fonte: http://www.windows.ucar.edu)	24
Figura 2.4 - Aspectos ilustrativos da perfuração no mar.....	28
Figura 2.5 – Comportamento da pressão durante o teste de absorção estendido (modificado de Rocha e Azevedo 2009).....	30

Capítulo IV

Figura 4.1 - Perfil de geopressões digitalizado apresentando as curvas de gradientes obtidas com a sísmica comparadas às curvas obtidas através de métodos indiretos.	73
Figura 4.2 - Visualização dos gradientes de pressão em cada profundidade.	75
Figura 4.3 - Divisão proporcional do segmento de reta.	75
Figura 4.4 – O segmento \overline{AP} é o segmento áureo do segmento \overline{AB}	77
Figura 4.5 – Fluxo para determinação do gradiente de fratura pelo modelo proposto.....	79

Capítulo V

Figura 5.1 – Tempo de trânsito observado com linha de tendência do tempo de trânsito normal.....	84
Figura 5.2 – Densidade dos sedimentos ao longo de todo intervalo do poço.....	85
Figura 5.3 – Comparação entre as pressões de sobrecarga, hidrostática, poros e fratura para LDA de 1000 m.	86

Figura 5.4 - Comparação entre as curvas de coeficiente de Poisson obtido pela equação de Eaton e pela relação V_s/V_p	91
Figura 5.5 – Comparação entre os gradientes de fratura de Eaton (1969) e o modelo proposto em relação aos testes de absorção com dados de Rocha e Azevedo (2009).....	93
Figura 5.6 – Comparação entre os gradientes de fratura de Hubbert e Willis e o modelo proposto em relação aos testes de absorção com dados de Rocha e Azevedo (2009).....	95
Figura 5.7 – Comparação entre os gradientes de fratura de Matthews e Kelly e o modelo proposto em relação aos testes de absorção de Rocha e Azevedo (2009).....	96
Figura 5.8 – Comparação entre os gradientes de fratura da tensão mínima e o modelo proposto em relação aos testes de absorção com dados de Rocha e Azevedo (2009).....	97
Figura 5.9 – Comparação entre os gradientes de fratura de Christman (1973) e o modelo proposto em relação aos testes de absorção com dados de Rocha e Azevedo (2009).....	99
Figura 5.10 – Comparação entre os gradientes de fratura de Daines (1982) e o modelo proposto.	100
Figura 5.11 – Comparação entre os gradientes de fratura de Daines (1982) obtido com o coeficiente de Poisson de Eaton e pela relação V_s/V_p e o modelo proposto.	101
Figura 5.12 – Comparação entre os gradientes de fratura de Traugott (1997) e o modelo proposto em relação aos testes de absorção de Rocha e Azevedo (2009).....	102
Figura 5.13 - Comparação entre os gradientes de fratura de Aadnoy (2008) com o coeficiente de Eaton e o modelo proposto.	103
Figura 5.14 - Comparação entre os gradientes de fratura de Aadnoy (2008) obtido com o coeficiente de Eaton e com a relação V_s/V_p comparados ao modelo proposto.	104
Figura 5.15 - Comparação entre os gradientes de fratura de Zamora (1989) e o modelo proposto.	105
Figura 5.16 – Comparação entre a curva de gradiente de fratura pelo modelo proposto e por duas correlações específicas descritas em Rocha ^(b) <i>et al</i> (2004).	106

Figura 5.17 - Comparação entre os gradientes de fratura de Simmons e Rau (1988) e o modelo proposto.	108
Figura 5.18 – Comparação entre os diferentes métodos para gradientes de fratura e o modelo proposto em relação aos testes de absorção com dados de Rocha e Azevedo (2009).....	109
Figura 5.19 – Visualização do comportamento da linha de tendência normal com o aumento da LDA para a mesma espessura de sedimentos.	110
Figura 5.20 – Diferença entre as curvas de densidades de sedimentos obtidas pelos tempos de trânsito, pela Amoco, Gardner, Bellotti e densidade total em LDA de 1000 m.....	111
Figura 5.21 – Comparação entre a sobrecarga obtido com as densidades de Gardner, Amoco, correlação de Bellotti e Bourgoyne.	113
Figura 5.22 – Diferença entre os gradientes obtidos por Gardner e pela Amoco (LDA 1000 m).....	114
Figura 5.23 – Diferentes gradientes causados pelas densidades dos sedimentos obtidas por Gardner, Amoco, Bellotti e Bourgoyne.....	116
Figura 5.24 – Diferentes densidades dos sedimentos geram diferentes gradientes de pressão de poros e conseqüentemente diferentes gradientes de fratura.	117
Figura 5.25 – Comportamento dos gradientes de pressões para o caso do poço terrestre.....	119
Figura 5.26 - Comportamento dos modelos de Eaton, Hubbert, Traugott e proposto no caso do poço terrestre.	121
Figura 5.27 - Comportamento dos gradientes de pressões para o caso da LDA de 250 m. ...	122
Figura 5.28 – Comparação entre os modelos de Eaton, Hubbert, Christman, Traugott, Zamora e proposto em relação aos valores dos testes de absorção numa LDA de 250 m.....	123
Figura 5.29 – Comportamento dos gradientes de pressão para uma LDA de 500 m.	124
Figura 5.30 – Comparação entre os modelos de Eaton, Hubbert, Christman, Traugott, Zamora e o proposto para LDA de 500m.	125

Figura 5.31 – Comportamento das curvas de gradientes de pressão para uma LDA de 750 m.	126
Figura 5.32 - Comparação entre os modelos de Eaton, Hubbert, Christman, Traugott, Zamora e o proposto para uma LDA de 750 m.	127
Figura 5.33 – Comportamento das curvas de gradientes de pressão para uma LDA de 1250 m.	129
Figura 5.34 - Comparação entre os modelos de Eaton, Hubbert, Christman, Traugott, Zamora e o proposto para LDA de 1250 m.	129
Figura 5.35 – Comportamento das curvas de gradientes de pressão para uma LDA de 1500 m.	130
Figura 5.36 – Comparação entre os modelos de Eaton, Hubbert, Christman, Traugott, Zamora e o proposto para LDA de 1500 m.	131
Figura 5.37 – Comportamento dos gradientes de pressões para LDA de 2000 m.	132
Figura 5.38 – Comportamento dos gradientes de pressões para LDA de 3000 m.	133
Figura 5.39 – Comportamento dos gradientes de pressões para LDA de 4000 m.	133
Figura 5.40 – Comportamento dos gradientes de pressões para LDA de 5000 m.	134
Figura 5.41 – Redução do gradiente de fratura no fundo do poço com o aumento da LDA..	135
Figura 5.42 – Comportamento do gradiente de sobrecarga em função do aumento da LDA.	137
Figura 5.43 – Comportamento do coeficiente de Poisson por Eaton com variação da LDA.	138
Figura 5.44 - Relação inversa entre coeficiente de Poisson e a densidade dos sedimentos...	139
Figura 5.45 - Comportamento do coeficiente K em função da variação da LDA.	140
Figura 5.46 – Comportamento das curvas com valores de K de cada modelo.	143
Figura 5.47 – Comportamento dos valores de K que mostram maior aproximação.	144

Figura 5.48 – Perfil de porosidade média através da equação de Traugott para LDA de 1000 m.	145
Figura 5.49 – Comportamento dos tempos de trânsito das ondas ao longo do poço.	145
Figura 5.50 - Comparação entre os modelos de Eaton, Hubbert, Matthews, Tensão Mínima, Christman, Traugott, Zamora, Simmons e o proposto em relação ao gradiente da MSR.	147
Figura 5.51 - Comparação entre os modelos de Daines, Aadnoy, proposto e as correlações específicas em relação ao peso da lama da MSR.	148
Figura 5.52 – Dimensionamento das sapatas dos revestimentos com a margem do <i>riser</i>	152
Figura 5.53 – Janela operacional ampla utilizando-se uma margem de manobra de 0,5 lb/gal.	153
Figura 5.54 – Posicionamento da sapata com o modelo de Christman utilizando margem de manobra de 0,5 lb/gal obtém-se três colunas de revestimento.	154
Figura 5.55 - Posicionamento da sapata com o modelo proposto utilizando margem de manobra de 0,5 lb/gal obtém-se três colunas de revestimento.	155
Figura 5.56 - Posicionamento da sapata com o modelo de Eaton utilizando margem de manobra de 0,5 lb/gal obtém-se três colunas de revestimento.	156
Figura 5.57 - Posicionamento da sapata com o modelo de Hubbert utilizando margem de manobra de 0,5 lb/gal obtém-se quatro colunas de revestimento.	157
Figura 5.58 - Posicionamento da sapata com o modelo de Matthews e Kelly utilizando margem de manobra de 0,5 lb/gal obtém-se cinco colunas de revestimento.	157
Figura 5.59 - Posicionamento da sapata com o modelo da Tensão Mínima utilizando margem de manobra de 0,5 lb/gal obtém-se três colunas de revestimento.	158
Figura 5.60 - Posicionamento da sapata com o modelo de Daines utilizando margem de manobra de 0,5 lb/gal obtém-se três colunas de revestimento.	159
Figura 5.61 - Posicionamento da sapata com o modelo de Traugott utilizando margem de manobra de 0,5 lb/gal obtém-se três colunas de revestimento.	160

Figura 5.62 - Posicionamento da sapata com o modelo de Aadnoy com margem de manobra de 0,5 lb/gal obtém-se três colunas de revestimento.	160
Figura 5.63 - Posicionamento da sapata com o modelo de Zamora utilizando margem de manobra de 0,5 lb/gal obtém-se três colunas de revestimento.	161
Figura 5.64 - Posicionamento da sapata com o modelo de Simmons utilizando margem de manobra de 0,5 lb/gal obtém-se três colunas de revestimento.	162
Figura 5.65 – Perfil do tempo de trânsito obtido de Eaton e Eaton (1997).	169
Figura 5.66 – Perfil de geopressões com o modelo de Eaton e o proposto usando os dados de Eaton e Eaton (1997).	171
Figura 5.67 - Perfil de geopressões com os modelos de Eaton e o proposto usando os dados de Eaton e Eaton (1997) comparados com um valor do teste de absorção normalizado.	174
Figura 5.68 - Perfil de geopressão de Shaker (2008) mostrando o comportamento do gradiente de pressão de poros na zona salina.	175
Figura 5.69 – Curvas dos gradientes de pressão de poros e de fratura obtidas com o modelo convencional e com o ajustado.	176
Figura 5.70 – Perfil do TT mostrando uma camada de sal entre as profundidades de 2000 m e 2750 m.	178
Figura 5.71 - Perfil de densidade dos sedimentos identificando a camada de sal com espessura 750 m entre as profundidades de 2000 m e 2750 m.	178
Figura 5.72 - Comportamento dos gradientes de pressão de poros e de fratura frente a camada de sal com espessura de 750 m localizada entre as profundidades de 2000 m e 2750 m.	179
Figura 5.73 – Ajuste do tempo de trânsito normal frente à zona salina de espessura de 1000 m.	180
Figura 5.74 – Densidade da camada de sal entre as profundidades de 2000 m e 3000 m.	181
Figura 5.75 – Comportamento do gradiente de pressão de poros e de fratura frente a camada de sal com espessura de 1000 m localizada entre 2000 m e 3000 m de profundidade.	181

Figura 5.76 – Ajuste do tempo de trânsito frente à camada de sal de espessura de 1250 m. .	182
Figura 5.77 – Camada de sal com espessura de 1250 m e densidade de 2,2 g/cm ³	183
Figura 5.78 – Comportamento do gradiente de pressão de poros e de fratura frente à camada de sal com espessura de 1250 m localizada entre 2000 m e 3250 m de profundidade.....	183
Figura 5.79 – Comparação da tendência da porosidade do poço <i>Green Canyon 1</i> com os dados de porosidade média de Bourgoyne <i>et al</i> (1986) da área da Costa do Golfo do México.	186
Figura 5.80 - Perfil de geopressões obtido do modelo de Constant e Bourgoyne (1988) para o poço <i>Green Canyon 1</i> comparado com o modelo proposto.	187
Figura 5.81 – Pressões ao longo da profundidade no poço <i>Green Canyon 1</i>	188
Figura 5.82 - Comparação da tendência da porosidade do poço <i>Green Canyon 2</i> com os dados de porosidade média de Bourgoyne <i>et al</i> (1986) da área da Costa do Golfo do México.	190
Figura 5.83 – Comportamento dos gradientes de pressões com os dados do poço <i>Green Canyon 2</i>	191
Figura 5.84 – Comportamento da curva de pressão de poros mostrando três gradientes diferentes ao longo da profundidade.	192

ÍNDICE DE TABELAS

Capítulo II

Tabela 2.1 – Tempo de trânsito de materiais e fluidos (modificado de Rocha e Azevedo, 2009).....	19
--	----

Capítulo V

Tabela 5.1 – Dados de tempo de trânsito de Rocha e Azevedo (2009).....	82
Tabela 5.2 – Comparação entre os valores obtidos com a simulação para LDA de 1000 m. ..	88
Tabela 5.3 - Valores do coeficiente de Poisson obtido por Eaton e pela relação V_s/V_p	92
Tabela 5.4 – Comparação dos resultados entre os modelos de Eaton e o proposto.	94
Tabela 5.5 - Comparação dos resultados entre os modelos de Hubbert e o proposto.	95
Tabela 5.6 - Comparação dos resultados entre os modelos de Matthews e o proposto.....	96
Tabela 5.7 – Valores de K para cada valor de teste de absorção pelo modelo da tensão mínima.	98
Tabela 5.8 - Comparação dos resultados entre os modelos da tensão mínima e o proposto....	98
Tabela 5.9 - Comparação dos resultados entre os modelos de Christman e o proposto.....	99
Tabela 5.10 - Comparação dos resultados entre os modelos de Daines e o proposto.	101
Tabela 5.11 - Comparação dos resultados entre os modelos de Daines com V_s/V_p e o proposto.	102
Tabela 5.12 - Comparação dos resultados entre os modelos de Traugott e o proposto.....	103
Tabela 5.13 - Comparação dos resultados entre os modelos de Aadnoy e o proposto.....	104
Tabela 5.14 - Comparação dos resultados entre os modelos de Aadnoy com V_s/V_p e o proposto.	105
Tabela 5.15 - Comparação dos resultados entre os modelos de Zamora e o proposto.....	106

Tabela 5.16 - Comparação dos resultados entre a correlação $1,39GS^{0,83}$ e o proposto.....	107
Tabela 5.17 - Comparação dos resultados entre a correlação $0,92GS$ e o proposto.....	107
Tabela 5.18 - Comparação dos resultados entre o modelo de Simmons e Rau e o proposto.	108
Tabela 5.19 – Densidades obtidas por Gardner, Amoco e Bellotti em LDA de 1000 m.	112
Tabela 5.20 – Gradientes de sobrecarga obtidos com as densidades dos sedimentos de Gardner, Amoco e Bellotti em LDA de 1000 m.....	115
Tabela 5.21 – Comparação entre os gradientes de fratura obtidos com densidade por Gardner, Amoco e Bellotti.....	118
Tabela 5.22 – Dados do poço de correlação.....	120
Tabela 5.23 - Pressão exercida pelos sedimentos no poço de correlação.....	120
Tabela 5.24 - Normalização do teste de absorção pela LDA.	121
Tabela 5.25 - Normalização do teste de absorção pela LDA.	123
Tabela 5.26 - Normalização do teste de absorção pela LDA.	124
Tabela 5.27 - Normalização do teste de absorção pela LDA.	126
Tabela 5.28 - Normalização do teste de absorção pela LDA.	128
Tabela 5.29 - Normalização do teste de absorção pela LDA.	130
Tabela 5.30 – Redução do gradiente de fratura com o aumento da LDA.	134
Tabela 5.31 – Valores de gradiente de sobrecarga para um incremento de 250 m de LDA. .	135
Tabela 5.32 – Valores de K obtido pelos diferentes modelos.	141
Tabela 5.33 – Estreitamento da janela operacional com a MSR na profundidade de 4150 m.	149
Tabela 5.34 – Valores calculados para velocidade média de fluxo.....	150
Tabela 5.35 - Valores calculados para taxa de cisalhamento a parede.....	151

Tabela 5.36 - Valores calculados para viscosidade equivalente.....	151
Tabela 5.37 - Valores calculados para número de Reynolds.....	151
Tabela 5.38 - Valores calculados para fator de fricção.	151
Tabela 5.39 - Valores calculados para perda de carga.	151
Tabela 5.40 – Perda de carga no sistema de circulação até a profundidade de 4150 m.....	152
Tabela 5.41 – Comprimentos de colunas de revestimentos dos modelos analisados para cada fase do poço.....	163
Tabela 5.42 – Erro percentual relativo com a aplicação dos modelos em diferentes LDA....	164
Tabela 5.43 - Erro percentual relativo com a aplicação dos modelos em diferentes LDA. ...	164
Tabela 5.44 – Erro absoluto com a aplicação dos diferentes modelos em diferentes LDA. ...	165
Tabela 5.45 - Erro absoluto com a aplicação dos diferentes modelos em diferentes LDA....	165
Tabela 5.46 – Menor erro relativo percentual verificado entre os modelos para cada profundidade de teste e em cada LDA.....	166
Tabela 5.47 – Comparação de maior precisão entre os modelos e a favor da segurança LDA 1000 m.	166
Tabela 5.48 – Classificação pela maior aproximação sem considerar segurança (LDA 1000m).	167
Tabela 5.49 – Classificação pela maior aproximação a favor da segurança (LDA 1000m) e com superação do teste de absorção.	167
Tabela 5.50 – Valores de gradiente de fratura calculado obtidos com os dados de Eaton e Eaton (1997).	170
Tabela 5.51 – Dados de teste de absorção assumido do poço de correlação.....	172
Tabela 5.52 – Pressão exercida pela LDA no poço de correlação.	172
Tabela 5.53 – Pressão exercida pelos sedimentos no poço de correlação.....	172

Tabela 5.54 – Dados do poço em estudo.....	172
Tabela 5.55 – Normalização do teste de absorção pela LDA.....	173
Tabela 5.56 – Comparação dos ERP's entre os modelos de Eaton e o proposto.....	174
Tabela 5.57 – Comparação da precisão entre os dois modelos em relação aos valores dos testes de absorção em LDA de 1000 m e espessura da camada de sal de 1000 m.....	182
Tabela 5.58 – Dados do poço <i>Green Canyon 1</i> encontrado em Constant e Bourgoyne (1988).	184
Tabela 5.59 – Dados de gradiente de fratura para o poço <i>Green Canyon 1</i> obtidos com aplicação os diversos modelos conforme Constant e Bourgoyne (1988) comparados ao modelo proposto.....	185
Tabela 5.60 – Análise comparativa entre os modelos através do erro percentual relativo para o poço <i>Green Canyon 1</i>	185
Tabela 5.61 - Dados do poço <i>Green Canyon 2</i> encontrado em Constant e Bourgoyne (1988).	188
Tabela 5.62 - Dados de gradiente de fratura para o poço <i>Green Canyon 2</i> obtidos com aplicação os diversos modelos conforme Constant e Bourgoyne (1988).....	189
Tabela 5.63 - Comparação entre os modelos pelo erro percentual relativo (poço <i>Green Canyon 2</i>).	191

NOMENCLATURAS

- LDA – Lâmina d'água em metro ou pé.
 MatLab – *Matrix Laboratory* (Laboratório Matricial).
 PA – Pressão de absorção em psi.
 P_w – Pressão hidrostática da coluna de fluido de perfuração dentro do poço em psi.
 R_{SHO} – Resistência observada nos folhelhos.
 R_{SHN} – Resistência normal nos folhelhos.
 Ø - Diâmetro do revestimento em polegada.
 φ - Porosidade em percentual.
 φ_o - Porosidade de superfície em percentual.
 ρ - Densidade do fluido de perfuração em lb/gal.
 ρ_b – Densidade total em g/cm³.
 ρ_{ma} – Densidade da matriz em g/cm³.
 ρ_{fl} – Densidade do fluido de poro em g/cm³.
 ρ_{FLP} – Densidade do fluido de perfuração em lb/gal.
 ΔP – Perda de carga devido ao escoamento do fluido de perfuração no sistema de circulação.

Nomenclaturas usadas nos programas MatLab:

- AL – Altura da saída do fluido de perfuração em relação ao nível do mar em metro (*Air gap*).
 AG – Altura da saída do fluido de perfuração em relação ao nível do mar em pé (*Air gap*).
 D1 - Profundidade em metro para a 1^a leitura escolhida do TT.
 D2 - Profundidade em metro para a 2^a leitura escolhida do TT.
 Dds – Vetor profundidade de sedimentos em relação ao fundo do mar em pé.
 DEFF – Profundidade de penetração efetiva dos sedimentos em ft.
 delta - Intervalo de variação da espessura da camada de sedimentos em metro.
 DENB – Densidade total em g/cm³.
 DENCb - Densidade dos sedimentos em g/cm³ obtida pela correlação de Bellotti.
 DENFL – Densidade do fluido de poro em g/cm³.
 DENG – Densidade dos grãos em g/cm³.
 DENMa – Densidade da matriz em g/cm³.
 DENS - Densidade dos sedimentos em g/cm³ obtida com a equação de Gardner.
 DENSE - Densidade dos sedimentos em lb/gal.
 DEQ – Profundidade equivalente de sedimentos em ft.
 DL – Densidade de lama em lb/gal.
 dm – Densidade média dos sedimentos em lb/gal.
 DW - Espessura da lâmina d'água em pé.
 ERP1 - Erro relativo percentual em % na profundidade do 1^o teste.
 ERP2 - Erro relativo percentual em % na profundidade do 2^o teste.
 ERP3 - Erro relativo percentual em % na profundidade do 3^o teste.
 GF - Gradiente de fratura em lb/gal.
 GF_{Aa} – Gradiente de fratura de Aadnoy em lb/gal.
 GF_C - Gradiente de fratura do modelo proposto em lb/gal.
 GF_{C1o} – Gradiente de fratura do modelo proposto acima da camada de sal em lb/gal.
 GF_{C2o} – Gradiente de fratura do modelo proposto frente à camada de sal em lb/gal.
 GF_{C3o} – Gradiente de fratura do modelo proposto abaixo da camada de sal em lb/gal.
 GF_{ce} – Gradiente de fratura da correlação específica 1,39GS^{0,83} em lb/gal.
 GF_{CE} – Gradiente de fratura da correlação específica 0,92GS em lb/gal.

- GFCH – Gradiente de fratura de Christman em lb/gal.
 GFCo - Vetores correspondentes ao gradiente de fratura do modelo proposto no pré-sal em lb/gal.
 GFD – Gradiente de fratura de Daines em lb/gal.
 GFD1 - Gradiente de fratura de Daines em lb/gal com coef. de Poisson da relação Vs-Vp.
 GFE – Gradiente de fratura de Eaton em lb/gal.
 GFHW – Gradiente de fratura de Hubbert e Willis em lb/gal.
 GFMK – Gradiente de fratura de Matthews e Kelly em lb/gal.
 GFo - Vetores correspondentes ao gradiente de fratura (Tensão mínima) no pré-sal em lb/gal.
 GFProp - Gradiente de fratura do modelo proposto em lb/gal.
 GFSR – Gradiente de fratura de Simmons e Rau em lb/gal.
 GFTM – Gradiente de fratura da tensão mínima em lb/gal.
 GFT – Gradiente de fratura de Traugott em lb/gal.
 GFZ – Gradiente de fratura de Zamora em lb/gal.
 GLP – Gradiente do fluido de perfuração em lb/gal.
 GMSR – Gradiente da margem de segurança do *riser* em lb/gal.
 GOBA – Gradiente de sobrecarga médio em psi/ft.
 GPP - Gradiente de pressão de poros em lb/gal.
 GPP1o – Gradiente de pressão de poros acima da camada de sal em lb/gal.
 GPP2o – Gradiente de pressão de poros frente à camada de sal em lb/gal.
 GPP3o – Gradiente de pressão de poros abaixo da camada de sal em lb/gal.
 GPPo - Vetores correspondentes ao gradiente de pressão de poros no pré-sal em lb/gal.
 GS - Gradiente de sobrecarga em lb/gal.
 GS1o – Gradiente de sobrecarga acima da camada de sal em lb/gal.
 GS2o – Gradiente de sobrecarga frente à camada de sal em lb/gal.
 GS3o – Gradiente de sobrecarga abaixo da camada de sal em lb/gal.
 GSC - Gradiente de sobrecarga em lb/gal de Constant e Bourgoyne.
 GSo – Vetores correspondentes ao gradiente de sobrecarga para o poço no pré-sal em lb/gal.
 indProLOT - Índice da profundidade referente ao 1º LOT no vetor Pro.
 indProLOT2 - Índice da profundidade referente ao 2º LOT no vetor Pro.
 indProLOT3 - Índice da profundidade referente ao 3º LOT no vetor Pro.
 K – Coeficiente de tensão da matriz ajustado pelos mínimos quadrados (adimensional).
 K1 - Coeficiente de tensão da matriz da rocha na profundidade do 1º teste.
 K2 - Coeficiente de tensão da matriz da rocha na profundidade do 2º teste.
 K3 - Coeficiente de tensão da matriz da rocha na profundidade do 3º teste.
 KAa - Coeficiente de tensão da matriz da rocha do modelo de Aadnoy.
 KAa1 - Coeficiente de tensão da matriz da rocha do modelo de Aadnoy pela relação Vs-Vp.
 Kch - Coeficiente de tensão da matriz da rocha do modelo de Christman.
 KE - Coeficiente de tensão da matriz da rocha do modelo de Eaton.
 KM - Coeficiente de tensão da matriz da rocha do modelo de Matthews e Kelly.
 Kp - Constante de declínio da porosidade (Adimensional).
 KT - Coeficiente de tensão da matriz da rocha do modelo de Traugott.
 Kz - Coeficiente de tensão da matriz da rocha do modelo de Zamora.
 LOT – Teste de absorção (Leakoff test) em lb/gal.
 LOT1 – Valor do 1º Teste de absorção (Leakoff test) em lb/gal.
 LOT2 – Valor do 2º Teste de absorção (Leakoff test) em lb/gal.
 LOT3 – Valor do 3º Teste de absorção (Leakoff test) em lb/gal.
 m – Coeficiente angular ou inclinação da reta de tendência do TT (adimensional).
 n – Tamanho do vetor.
 PAir – Pressão da coluna de ar em psi.
 PF - Pressão de fratura em psi.

Ph - Pressão da coluna hidrostática em psi.
 Po – Porosidade média em percentual.
 Por – Porosidade em percentual.
 Porsup – Porosidade de superfície.
 PP - Pressão de poros em psi.
 Pr – Vetor profundidade de sedimentos em relação à mesa rotativa em pé.
 Pro - Vetor profundidade de sedimentos em relação à mesa rotativa em metro.
 PROF - Profundidade total do poço em relação à mesa rotativa em metro.
 PROFT1 – Profundidade do 1º teste de absorção em relação à mesa rotativa em metro.
 PROFT2 – Profundidade do 2º teste de absorção em relação à mesa rotativa em metro.
 PROFT3 – Profundidade do 3º teste de absorção em relação à mesa rotativa em metro.
 Prs1 – Intervalo de profundidade acima da camada de sal em metro.
 Prs2 – Intervalo de profundidade correspondente à camada de sal em metro.
 Prs3 – Intervalo de profundidade abaixo da camada de sal em metro.
 PS - Pressão de sobrecarga em psi.
 PSC - Pressão de sobrecarga em psi de Constant e Bourgoyne.
 Pseawater – Pressão de sobrecarga da água do mar em psi.
 Psed – Pressão de sobrecarga dos sedimentos em psi.
 Sed – Espessura da coluna geológica de sedimentos em pé.
 Sedi – Espessura da coluna geológica de sedimentos em metro.
 ten – Tensão da matriz na profundidade de interesse em psi.
 TH - Tensão horizontal média em psi.
 TT – Tempo de trânsito em $\mu\text{seg}/\text{ft}$ na profundidade D1.
 TT1 – Tempo de trânsito em $\mu\text{seg}/\text{ft}$ na profundidade D2.
 TT_f - Tempo de trânsito no fluido em $\mu\text{seg}/\text{ft}$.
 TT_{ma} - Tempo de trânsito da matriz da rocha em $\mu\text{seg}/\text{ft}$.
 TT_N - Tempo de trânsito normal em $\mu\text{seg}/\text{ft}$.
 TT_O – Tempo de trânsito observado em $\mu\text{seg}/\text{ft}$.
 Tv - Tensão vertical da matriz da rocha em psi.
 TVC – Tensão vertical composta em psi.
 v - Coeficiente de Poisson (adimensional).
 V – Velocidade da onda compressional em $\mu\text{seg}/\text{ft}$.
 v1 - Coeficiente de Poisson obtido pela relação Vs-Vp (adimensional).
 Vp – Velocidade da onda compressional em km/seg.
 Vs – Velocidade da onda cisalhante em km/seg.
 W – Espessura da lâmina d'água em metro.

Conversão de unidades:

$1 \text{ kg}/\text{cm}^2 = 14,2233 \text{ psi}$
 $1 \text{ psi} = 0,0703 \text{ kg}/\text{cm}^2$
 $1 \text{ g}/\text{cm}^3 = 8,345404 \text{ lb}/\text{gal}$
 $1 \text{ lb}/\text{gal} = 0,119826 \text{ g}/\text{cm}^3$
 $1 \text{ psi}/\text{ft} = 19,25 \text{ lb}/\text{gal}$
 $1 \text{ psi}/\text{ft} = 2,31 \text{ g}/\text{cm}^3$
 $1 \text{ m} = 3,281 \text{ pé}$
 $1 \mu\text{seg}/\text{ft} = 0,00328 \text{ km}/\text{seg}$
 $1 \text{ N}/\text{m}^2 = 0,000145038 \text{ psi}$
 $1 \text{ Bar} = 14,503 \text{ psi}$

Capítulo I

Introdução

1 Introdução

As perspectivas de crescimento da exploração no mar induzem a novos desafios quando se considera que as maiores reservas de petróleo encontradas no Brasil se localizam em águas profundas e ultraprofundas. Esta tendência justifica a causa da exploração marítima ter alcançado tanto destaque nos dias atuais.

O avanço para águas ultraprofundas, na busca de novos campos, requer altos investimentos da indústria petrolífera em novas tecnologias e metodologias e a necessidade crescente do desenvolvimento de ferramentas especiais, com tecnologias mais avançadas, para auxiliar na execução da perfuração dentro das normas segurança.

Grandes desafios tecnológicos são enfrentados pela perfuração em lâminas d'águas profundas a ultraprofundas decorrentes dos baixos gradientes de fratura ocasionados pela redução da sobrecarga com o aumento da lâmina d'água. A redução da sobrecarga influencia no balanceamento entre a pressão hidrostática da coluna de fluido de perfuração no interior do poço com o limite de resistência da formação. A manutenção desse equilíbrio é fundamental para garantir a segurança operacional. Por isso é necessária a previsão das pressões de poros a serem contidas durante a perfuração para se determinar a massa específica adequada do fluido de perfuração.

Em lâminas d'águas ultraprofundas, o intervalo disponível da janela operacional (estreita margem poros-fratura) fica mais reduzido, tornando-se imprescindível o conhecimento deste intervalo para a viabilização dos projetos de poços. Por isso, na fase de planejamento é elaborado o projeto do poço visando a contemplar os detalhes suficientes para a execução da perfuração e completação do poço de forma segura e econômica.

A segurança durante a execução da perfuração do poço visa manter o avanço da perfuração com o uso de fluidos de perfuração, com peso específico adequado, para manter a estabilidade do poço sem causar danos ao reservatório, para controlar as pressões da formação evitando perdas diversas, como de tempo, de todo o equipamento ou até de vidas. A perfuração sendo executada com fluido de perfuração dimensionado adequadamente previne problemas como influxos ou perda de circulação, situações que envolvem elevados custos, com sonda parada para controle.

Devido às limitações operacionais provocadas pelas severas restrições impostas pelo comportamento das rochas, a execução da perfuração de um poço de petróleo não é desenvolvida continuamente até atingir a profundidade final, onde se encontra o objetivo, que é o reservatório. É feita em fases, sendo que cada fase depende das características das zonas a serem perfuradas e da profundidade máxima perfurável, que pode ser atingida com segurança, para o posicionamento das sapatas dos revestimentos. O número de fases e o comprimento das colunas de revestimentos são determinados em função das pressões de poros e fraturas previstas, as quais evidenciam: risco de prisão da coluna de perfuração por diferencial de pressão, ocorrência de invasões de fluidos da formação para o interior do poço, estabilidade das paredes do poço e perda de circulação do fluido de perfuração na formação.

Cada fase é concluída com a descida de uma coluna de revestimento e a cimentação do seu espaço anular para efetivar o isolamento das formações subjacentes em relação ao ponto considerado. Algumas fases podem não ser revestidas até a superfície, ficando o revestimento (*liner*) ancorado no revestimento anteriormente descido.

O conhecimento do gradiente de fratura para a execução do projeto de poço em determinada área, principalmente em lâminas d'águas ultraprofundas, é de fundamental importância para se definir as profundidades de assentamento das sapatas dos revestimentos, o dimensionamento dos revestimentos, o planejamento da cimentação, a seleção da sonda e estabelecer o peso do fluido de perfuração a ser utilizado nas diversas fases do poço.

O objetivo deste trabalho é desenvolver uma metodologia alternativa para a estimativa do gradiente de fratura que envolva cenários terrestres e marinhos até em águas profundas e ultraprofundas visando à otimização na elaboração dos projetos de poços. Neste contexto, a relevância do trabalho de pesquisa torna-se uma ferramenta importante para auxiliar de forma significativa o processo construtivo do poço.

Organização da tese

Seguindo-se à Introdução, o capítulo II descreve os aspectos teóricos e conceituais sobre os gradientes de pressões relativos à perfuração do poço. Mostra-se o desenvolvimento de cálculo, quando se utiliza o modelo de compactação para estimativa do gradiente de fratura.

No capítulo III apresenta-se o estado da arte onde é mostrada a evolução dos modelos de compactação em ordem cronológica.

No capítulo IV apresenta-se a metodologia proposta e fundamentada na razão de proporcionalidade do segmento áureo sobre perfis de pressão de poros, tensão de sobrecarga e pressão de fraturamento. A base da proposta surgiu de observações feitas em perfis de geopressões que geraram deduções geométricas entre os gradientes de pressão de poros, sobrecarga e gradiente de fratura.

No capítulo V são apresentados os resultados e discussões em forma de perfis de geopressões, com comparações do modelo proposto a doze modelos indiretos usuais, apresentados na literatura. Estudos de casos apresentados na literatura e dados de campo são comparados com o modelo proposto em relação ao valor do teste de absorção.

No capítulo VI são apresentadas conclusões e recomendações obtidas com a aplicação dos diversos modelos executados pelo programa MatLab e algumas contribuições oferecidas pelo modelo proposto para o processo construtivo do poço.

No Anexo I apresenta-se a equação que foi usada para se determinar o erro percentual relativo usado na comparação entre os gradientes de fratura obtido em campo e o obtido pelo modelo proposto em relação ao teste de absorção. Nos Anexos II, III, IV e V apresentam-se os programas *MatLab* para a estimativa teórica dos gradientes de sobrecarga, pressão de poros e fratura com os modelos mais usuais da literatura. No Anexo VI apresenta-se a dedução da equação do modelo proposto. No Anexo VII apresentam-se as equações para a determinação da densidade equivalente de circulação. No Anexo VIII mostra-se uma tabela contendo os valores dos gradientes de fratura, calculados pelos diversos modelos indiretos analisados para LDA de 1000 m com os dados de Rocha e Azevedo (2009).

Capítulo II

Aspectos Teóricos

2 Aspectos Teóricos

2.1 Aspectos conceituais práticos usados na predição dos gradientes de pressões

O gradiente de pressão é a razão entre a variação de pressão entre dois pontos e a distância entre estes pontos. Durante a perfuração toma-se como referencial a mesa rotativa e a distância vertical da mesa rotativa a um ponto qualquer do poço é denominada profundidade vertical ou profundidade vertical total (TVD - *Total Vertical Depth*). A distância vertical da mesa rotativa até o nível do mar é chamado de "altura da MR" (*air gap*). A distância do nível do mar até o fundo do mar é a lâmina d'água (LDA) e, a distância do fundo do mar até a profundidade de interesse, é a espessura de sedimentos.

A unidade de gradiente de pressão é Pa/m, psi/ft ou psi/m, mas, comumente pode ser expresso como uma densidade equivalente, em g/cm^3 ou lbm/gal que em inglês é ppg (*pounds per gallon*). A densidade equivalente representa o peso do fluido ou densidade que provê o gradiente de pressão desejado. Embora a unidade libras por galão não seja do sistema internacional de unidades, ela é bastante difundida na indústria de petróleo e será bastante utilizada neste trabalho.

Para a determinação da predição dos gradientes de pressões necessita-se utilizar previamente as interpretações dos perfis da sísmica para se prever a existência de zonas anormalmente pressurizadas em subsuperfície, identificação da linha de compactação, identificação do tipo de formação, porosidade e profundidade dos sedimentos.

Na fase de planejamento do poço é feito um estudo para a determinação prévia do gradiente de fratura. Neste estudo é feita a modelagem do poço que consiste na determinação teórica da estimativa dos gradientes de pressão de poros, sobrecarga e fratura, os quais são obtidos através de métodos indiretos, por meio de modelos analíticos, onde se prevê os valores aproximados dos gradientes de pressão em todo o intervalo perfurado antes de se executar as perfurações.

Esses modelos são desenvolvidos para serem utilizados como ferramenta de interpretação na previsão do comportamento físico dos sedimentos em subsuperfície.

Os modelos analíticos fornecem valores quantitativos dos gradientes de pressões em função da profundidade, que podem ser interpretados sob a forma de gráfico de perfis de pressões de poros, os quais possibilitam analisar detalhadamente o intervalo a ser estudado.

O objetivo da análise de geopressões é determinar as curvas de sobrecarga, pressão de poros e fratura. Nos modelos geomecânicos obtêm-se ainda a curva de pressão de colapso. Com as curvas de gradiente de pressão de poros e gradiente de fratura, tem-se a janela operacional que define a limitação para o peso específico adequado do fluido de perfuração. Com essas curvas pode-se também fazer o dimensionamento do revestimento e o posicionamento de suas sapatas.

Com o perfil de geopressões tem-se o limite superior da janela operacional que é a curva de gradiente de fratura a qual define o peso específico máximo para o fluido de perfuração. O excesso de peso do fluido de perfuração poderá gerar tensões de tração na rocha e causar a propagação da fratura com a conseqüente perda de fluido de perfuração.

Tem-se também o limite inferior da janela operacional que é a curva de pressão de poros que limita o peso específico mínimo para o fluido de perfuração, pois o peso do fluido de perfuração abaixo da pressão de poros poderá ocasionar influxo de fluido da formação para o interior do poço.

A estimativa do gradiente de fratura é considerada como uma das etapas mais importante durante a elaboração de um projeto de poço de petróleo, principalmente quando a perfuração é marítima e em lâmina d'água ultraprofunda. Nestes casos, a margem de pressão de poros-fratura é mais estreita. Por isso, o estudo de predição do gradiente de fratura tem se tornado uma ferramenta muito importante na exploração de petróleo em poços marítimos.

De acordo com Rocha e Azevedo (2009) a Petrobras classifica a profundidade da lâmina d'água em rasa, profunda e ultraprofunda. A lâmina d'água rasa vai até 300 metros de profundidade, entre 300 metros e 1500 metros de profundidade a lâmina d'água é profunda e maior que 1500 metros a lâmina d'água é ultraprofunda.

De acordo com Santos e Moura (1989), em área pouco explorada, devido a pouca informação sobre as pressões da formação, às vezes, torna-se impraticável o uso de baixa densidade do fluido de perfuração, devido às flutuações naturais da pressão das formações. Por outro lado, também se observa em curvas de pressões “versus” densidade do fluido de perfuração, que às vezes é necessário que a perfuração seja feita com altos diferenciais de

pressão em alguns trechos do poço, quando ocorre uma grande variação na pressão de poros em função dos vários intervalos permeáveis com diferentes pressões encontradas ao longo da perfuração do poço.

De acordo com Stefan (1982), deve-se aumentar a densidade do fluido de perfuração de maneira que a pressão hidrostática supere a pressão da formação, por um valor correspondente a 0,3 a 0,5 lbm/gal. Em condições dinâmicas, a pressão hidrostática equivalente no fundo do poço é função da densidade equivalente do fluido de perfuração, das propriedades reológicas do fluido de perfuração, da limpeza do poço e da velocidade de movimentação da tubulação no interior do poço.

De acordo com Oliveira *et al.* (1988), o peso do fluido de perfuração deve ser controlado dentro de limites definidos, admitindo-se uma variação normal de 0,53 lbm/gal.

O Petroguia (1989) estabelece para área desconhecida no Brasil uma pressão na sapata baseada no maior gradiente de fratura da região. Caso não se tenha esse valor, usar 2,6 psi/m, que está dentro dos campos brasileiros.

De acordo com Falcão (2002), geralmente são usados fatores de segurança que variam de 0,3 a 1,0 lbm/gal para compensar as incertezas durante a avaliação da pressão de poros. O valor atribuído ao fator de segurança é função da incerteza associada à sua determinação.

De acordo com Campos (2007), o gradiente de sobrecarga, na maioria dos casos, é suposto como sendo 1,0 psi/ft (19,25 lbm/gal). Esta simplificação é satisfatória na maioria das aplicações práticas. Entretanto, quando se deseja um valor mais preciso, usa-se o gradiente calculado com dados de um perfil de densidade.

Segundo Santos e Moura (1989) para poço exploratório o valor do gradiente normal de pressão de formação é estimado entre 8,6 a 8,9 lb/gal.

Para obtenção de dados através de modelos indiretos, é usado o perfil de densidade para a geração da curva de gradiente de sobrecarga, fazendo-se uso de técnicas para interpolação e extrapolação para preencher trechos onde não existem informações. Para a obtenção da pressão de poros são usados dados de teste de formação repetitivo (RFT), peso do fluido de perfuração, *kick* e outros. Para obtenção do gradiente de fratura são usados normalmente dados de teste de absorção e de perda de circulação.

2.2 Aspectos relativos ao gradiente de fratura e a perfuração do poço

2.2.1 Estudos na fase de planejamento do poço

A perfuração de poços de petróleo tem como objetivo estabelecer a comunicação direta entre a rocha-reservatório e a superfície, possibilitando a exploração das reservas e sua produção de óleo e gás.

A construção de um poço envolve os conhecimentos, entre outros, da Engenharia de Perfuração, da Geologia e da Geofísica. A Geofísica faz a interpretação dos perfis da sísmica ou do perfil sônico baseado no tempo de trânsito ou velocidade do som na rocha. Em seguida, a Geologia de posse das informações da Geofísica faz a caracterização dos intervalos e prediz a seqüência estratigráfica descrevendo a litologia a ser atravessada. A Geologia também fará o acompanhamento durante a execução da perfuração fazendo amostragem de calha para análise e identificação da presença de hidrocarboneto.

A Engenharia de Poço (perfuração e completção) irá projetar o poço na fase de planejamento utilizando as informações da Geologia e da Geofísica para, através de métodos indiretos, fazer a estimativa das pressões a serem vencidas e, conseqüentemente, desenvolver o programa de fluido de perfuração e o programa de revestimento para as diversas fases do poço.

Vale salientar que a Geologia, a Geofísica e a Engenharia de Poço trabalham juntas e simultaneamente para que a concretização do projeto do poço ocorra de forma otimizada. Após a fase de Engenharia de Poço vem a fase de Engenharia de Produção para otimizar a produção do petróleo.

Neste contexto, esse trabalho encontra-se inserido especificamente na análise de geopressões na fase de planejamento do poço antes da fase operacional da perfuração propriamente dita.

2.2.2 Importância do gradiente de fratura na execução da perfuração

Quando o poço vertical é feito em terra, o gradiente de fratura é elevado e a janela operacional é maior na parte inicial do poço, favorecendo uma ampla margem para o dimensionamento da densidade do fluido de perfuração e menos transtorno para a execução da perfuração. Todavia, se a trajetória do poço for direcional ou horizontal, apesar do

gradiente de fratura ser elevado, requer que a perfuração seja desenvolvida com mais severo controle de poço, porque o aumento da inclinação do poço reduz a janela operacional necessitando uso de fluido de perfuração mais pesado para evitar colapso das paredes do poço. Esse procedimento requer muito cuidado para prevenir prisão da coluna por diferencial de pressão ou causar o fraturamento da formação, por se elevar o peso do fluido de perfuração.

Quando o poço é marítimo, o aumento da lâmina d'água reduz o gradiente de sobrecarga e conseqüentemente o gradiente de fratura. O efeito da redução do gradiente de fratura em lâminas d'águas ultraprofundas ocasiona mais descidas de colunas de revestimento.

Se a perfuração for marítima em lâmina d'água profunda a ultraprofunda o controle de poço é mais complexo porque a janela operacional é bastante reduzida e a perfuração se dá de forma sobrebalanceada onde a densidade do fluido de perfuração deve acompanhar a pressão de poros a qual já se encontra próxima ao gradiente de fratura.

Essa complexidade pode ainda ficar mais crítica se o poço marítimo for um poço pioneiro e apresentar um cenário que estiver numa lâmina d'água com profundidade maior que 2000 m e a espessura de sedimentos pequena para atingir o reservatório.

Quando se está em grande profundidade de lâmina d'água onde é utilizada uma unidade de perfuração flutuante de posicionamento dinâmico necessita-se da margem de segurança para o *riser*. Esta margem representa um acréscimo de densidade do fluido de perfuração para contrabalancear com a pressão da formação no fundo do poço, no caso de uma desconecção de emergência do *riser*.

A execução da perfuração de um poço que tenha essas características torna-se um grande desafio para a perfuração por se encontrar no limite da segurança operacional em função principalmente do gradiente de fratura extremamente baixo quando em águas ultraprofundas.

Nesses cenários, durante a perfuração, ocorrem normalmente muitos problemas relativos à perda de circulação por fraturamento da formação. De acordo com Reynolds (2003), o ambiente é propício a riscos envolvendo custos que podem chegar a milhões de dólares em função do custo diário da sonda, do custo elevado com fluido de perfuração, custos com brocas especiais e utilização de ferramentas especiais como MWD (*Measurement While Drilling*), LWD (*Logging While Drilling*) e outros.

2.2.3 Limitação da perfuração imposta pelo limite de resistência da rocha

Verifica-se que, à medida que se aprofunda a perfuração do poço, mais se aumenta a pressão da coluna hidrostática do fluido de perfuração no fundo do poço atuando de encontro à formação. Enquanto que quanto maior for a espessura total da camada dos sedimentos, maior é a sobrecarga e maior é a parcela da sobrecarga que atua no fluido de poros.

Para garantir a segurança operacional é preciso que ocorra o equilíbrio entre a pressão do fluido de perfuração no interior do poço e a pressão do fluido de poros. Em função disso, devem-se projetar os parâmetros de um peso de fluido de perfuração adequado para contrabalançar a pressão da formação e ao mesmo tempo não exceder o gradiente de fratura da formação.

Baseado nestes procedimentos, para a execução da perfuração de um poço de petróleo é necessário que a densidade do fluido de perfuração obedeça a um limite de variação que está delimitada pela pressão de poros (limite mínimo) e pela pressão de fratura (limite máximo) da rocha perfurada. Este intervalo é denominado janela operacional.

Quando ocorrer o fechamento da janela operacional, ou seja, quando o gradiente de pressão de poros atingir o gradiente de fratura, o gradiente de fluido de perfuração pode atingir o seu valor máximo que é o valor do teste de absorção, sem haver fraturamento da formação por densidade excessiva de fluido de perfuração. Nessa situação foi atingida a profundidade máxima perfurável da fase dentro da segurança.

Se a unidade de perfuração flutuante for de posicionamento dinâmico deve-se considerar nesse cálculo o acréscimo da densidade do fluido de perfuração para a margem de segurança do *riser* de perfuração.

Durante a perfuração do poço, deve-se observar o contrabalanceamento entre a pressão da coluna hidrostática do fluido de perfuração no interior do poço (P_h) e a pressão da formação (pressão de poros), conforme se vê no modelo físico representativo desse equilíbrio na Figura 2.1.

Neste contrabalanceamento, podem ocorrer diferentes situações entre a pressão hidrostática da coluna do fluido de perfuração no poço (P_w) e a pressão de poros (P_p) as quais são descritas abaixo.

Quando $P_w \cong PP$ ocorre o equilíbrio no balanceamento entre as pressões dos fluidos contidos na formação e a pressão hidrostática da coluna de fluido de perfuração no interior do poço. Porém, a condição tida como situação ideal é quando $P_w = PP + MS$ (MS - margem de segurança), para prevenir ocorrência de influxo.

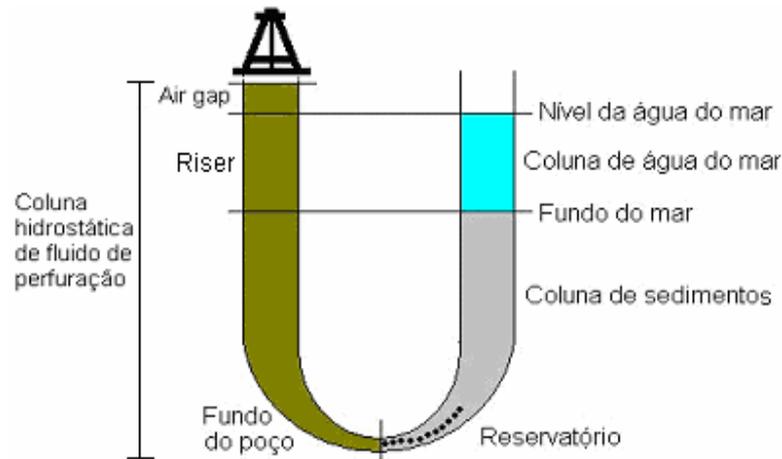


Figura 2.1 - Modelo físico que representa a manutenção do equilíbrio durante a perfuração no mar.

Quando ocorrer a condição em que $P_w > PP + \Delta p$, pode ocorrer fraturamento da formação com conseqüente perda de circulação parcial ou total devido ao peso excessivo da coluna hidrostática do fluido de perfuração. O Δp é o diferencial de pressão correspondente a janela operacional. De acordo com Stefan (1982), para se controlar essa situação, se reduz à densidade do fluido de perfuração para um valor que seja compatível com a segurança do poço sem ultrapassar o valor crítico. Contudo, a pressão hidrostática da coluna de fluido de perfuração, em repouso, deve ser suficiente para se opor aos influxos, porém, em circulação a perda de carga no espaço anular poderá ser grande e atingir a pressão de fraturamento da formação.

O controle de perda de circulação é considerado tempo perdido, porque a perfuração não avança e ainda deixa vulnerável a segurança do poço devido ao perigo iminente de desmoronamentos e até influxos descontrolados de fluidos da formação cujas conseqüências poderão ser imprevisíveis.

De acordo com Stefan (1982), a perda de circulação por fraturamento da formação é causada por diversos fatores como: técnica de perfuração inadequada ocasionada por manobras muito rápidas na descida da ferramenta e variações da pressão da bomba; encerramento da broca; peso específico elevado do fluido de perfuração. Outros relacionados

à geometria do poço, como: alargamento do poço provocando aumento de sólidos no fluido de perfuração e aumentando as propriedades reológicas do fluido de perfuração (gel); acúmulo de cascalho no espaço anular e espessura excessiva de reboco.

Quando ocorrer a situação em que $P_w < P_p$, pode ocorrer influxo de fluido da formação para dentro do poço (*kick*). Este fato geralmente ocorre quando o fluido de perfuração está com densidade insuficiente, ou durante as manobras de retirada da ferramenta por efeito de pistoneio. A densidade do fluido de perfuração é uma variável que pode ser alterada conforme sua composição.

O controle de *kick* determina a capacidade do poço de resistir às pressões geradas no seu interior durante as operações de controle de poço. A pressão de poros pode ser determinada através de medida direta da formação durante a ocorrência do *kick*.

O planejamento prévio do controle de poço previne a ocorrência de influxo de fluidos da formação de forma imprevisível, que pode ser de óleo, de gás ou de água, trazendo perdas diversas, como de tempo, de equipamento ou até de vidas. Essa situação deve ser identificada num tempo hábil para evitar que essa invasão se torne descontrolada.

Quando a invasão ocorre, Nance (1977) recomenda que se faça o controle de poço através do Método do Sondador em caso de perfuração terrestre ou do Método do Engenheiro quando em perfurações marítima, principalmente em lâminas d'águas profundas a ultraprofundas, para se evitar que a situação se torne extrema e sem controle, que é um *blowout*. No Brasil, usa-se o Método do Sondador tanto em perfurações terrestres como em marítimas.

O Método do Sondador (*Driller's Method*) consiste primeiramente em expulsar o fluido invasor usando o fluido de perfuração original e, em seguida, bombear o novo fluido de perfuração até encher o poço. No Método do Engenheiro (*Wait and Weight Method*), a circulação do fluido invasor é feita já com novo fluido de perfuração, isto é, após proceder-se ao aumento do peso.

De acordo com Másculo (1995), quando a pressão hidrostática é maior que a pressão de poros (*overbalance*), os cascalhos são empurrados devido ao diferencial de pressão, contra o fundo. Com a diminuição do diferencial de pressão, os cascalhos serão removidos com mais facilidade aumentando consequentemente a taxa de penetração.

Por outro lado, a taxa de penetração também aumenta se a pressão de poro exceder a pressão hidrostática (*underbalance*), porque reduzirá o filtrado e conseqüentemente o reboco, ocasionando o afastamento dos cascalhos da formação.

O limite máximo de pressão ocorre em decorrência da aproximação entre a pressão de poros e o gradiente de fratura os quais convergem com o aumento da profundidade, atingindo-se um ponto onde a janela operacional ficará reduzida a um valor mínimo abaixo do qual poderá ocorrer fraturamento da formação. Logo, quando esse limite máximo de pressão está próximo, reveste-se o poço para isolar as formações sobrejacentes.

A manutenção desse equilíbrio é fundamental para a segurança do poço, principalmente quando a lâmina d'água é ultraprofunda que requer, às vezes, que a densidade da coluna de fluido de perfuração no balanceamento seja inferior ao da densidade da água do mar. De acordo com Rocha e Azevedo (2009), quando ocorre esta situação na prática utilizam-se fluidos de perfuração não-aquosos (sintéticos) que possui peso específico às vezes menor que 7,5 lb/gal para se evitar o fraturamento da formação ou com injeção de fase gasosa no caso da sub-balanceada.

De acordo com Oliveira *et al.* (1988), em sondas flutuantes de posicionamento dinâmico que se usa a margem para o *riser*, este adicional de peso extra de fluido de perfuração em lâminas d'água ultraprofunda pode inviabilizar a perfuração de formações mais frágeis ou causar danos ao reservatório ou induzir a uma prisão por diferencial.

Em lâmina d'água ultraprofunda, até a altura da saída do fluido de perfuração (*air gap*) também influencia na manutenção deste equilíbrio, pois, quanto maior for à altura da saída do fluido de perfuração, maior será a coluna hidrostática de fluido de perfuração e, conseqüentemente, maior a pressão no fundo do poço de encontro as suas paredes imposta pelo fluido de perfuração.

Os métodos para determinação da pressão da formação não serão descritos neste trabalho porque este não se destina a estudar o efeito da pressão de poros. Utilizou-se apenas o mais utilizado pela indústria por ser o mais confiável.

2.3 Modelos usuais para determinação do gradiente de fratura

Os modelos para obtenção do gradiente de fratura podem ser diretos ou indiretos. Os modelos diretos podem ser testes desenvolvidos em análises de laboratório com amostras de

rochas retiradas através de operações de testemunhagem de intervalos de interesse em subsuperfície ou feito diretamente no campo em operações de teste de absorção clássica e teste de absorção estendida e microfraturamento hidráulico. Existem outros feitos em laboratórios que podem fornecer a orientação da tensão *in situ*, determinando suas respectivas magnitudes, são: recuperação das deformações anelásticas (*Anelastic Strain Recovery* - ASR) e análise da curva de deformações diferenciais (*Differential Strain Curve Analysis* - DSCA). Porém, esses métodos de medições diretas não serão abordados nesse trabalho.

Os métodos indiretos são modelos analíticos que permitem a estimativa do gradiente de fratura ao longo de todo o poço. E se subdividem em dois grandes grupos: modelo baseado no efeito da compactação e modelo geomecânico baseado no estudo de mecânica das rochas. O modelo geomecânico não será utilizado neste trabalho, por este motivo não será descrito sua forma de aplicação.

2.3.1 Modelo analítico baseado no efeito da compactação.

2.3.1.1 Introdução

Dois estudos diferentes conduzidos por Mouchet e Mitchell (1989) e Yoshida *et al* (1996) mostraram que as correlações mais populares usadas na indústria petrolífera são aquelas de Eaton (1969), Matthews e Kelly (1967), Pennebaker (1968) e Hubbert e Willis (1957). Entretanto, não há nenhuma correlação que possa ser usada universalmente com grande expectativa para se obter resultados de confiança.

Contudo, o estudo para estimativa do gradiente de fratura para poços verticais pelo modelo baseado no efeito de compactação mostra grande aproximação quando comparados com valores de testes de absorção.

Para se obter a predição do gradiente de fratura utilizando o modelo baseado na compactação segue-se uma seqüência de procedimentos conforme são descritos na seqüência abaixo.

Os dados da sísmica ou do perfil sônico são analisados por especialistas que interpretam visualmente a leitura do tempo de trânsito de pontos refletores das ondas compressãois. Traçam retas de tendências que melhor se ajustam conforme sua experiência por influência

da idade geológica e litologia da formação para serem utilizadas no cálculo da pressão de poros ao longo da profundidade.

No traçado da linha de tendência do tempo de trânsito feito através da análise visual pelo especialista podem ser atribuídas diferentes inclinações da reta de tendência para um mesmo conjunto de dados o que pode ocasionar resultados distintos no cálculo do gradiente de pressão de poros.

O tempo de trânsito da sísmica pode definir antecipadamente a não existência de intervalo propício à acumulação através da porosidade. Assim como, prevê a possibilidade de existência de um fluido preenchendo os poros.

A precisão do método depende da qualidade dos dados sísmicos e da experiência do especialista no ajuste da linha de compactação.

De acordo com Eaton e Eaton (1997), para determinação dos gradientes de pressões com modelo da compactação segue-se uma seqüência ordenada de cálculo em etapas que são:

1º Gradiente de Sobrecarga.

2º Gradiente de Pressão de poros.

3º Gradiente de Fratura.

Entretanto, para a zona de folhelho normalmente pressurizada pode-se determinar a pressão de poros sem depender da sobrecarga através da pressão hidrostática da coluna de água salgada da superfície até a profundidade considerada.

Segundo Rocha e Azevedo (2009), o gradiente de sobrecarga é obtido pelo peso da lâmina d'água com o somatório de todas as camadas sobreposta à profundidade de interesse conforme a Equação 2.1.

$$GS = \frac{1,422 \left(\rho_w \cdot D_w + \sum_0^n \rho_{bi} \cdot \Delta D_i \right)}{C \cdot D} \quad (2.1)$$

Onde GS é o gradiente de sobrecarga (lb/gal), ρ_w é a densidade da água do mar (g/cm^3), D_w é a profundidade da lâmina d'água (metros), ρ_{bi} é a densidade de cada camada da formação (g/cm^3), D é a profundidade medida em relação a mesa rotativa (metros) e C é a constante de conversão de unidades.

A constante de conversão de unidades da Equação 2.1 para valores de entrada em pé (ft) é igual a 0,052 e para valores de entrada em metro é 0,1704.

De acordo com Yoshida *et al* (1996), a Equação 2.2 é a mais utilizada para se estimar o gradiente de pressão da formação pelo modelo da compactação.

$$GPP = GS - (GS - GP_N) \cdot \left(\frac{TT_N}{TT_O} \right)^E \quad (2.2)$$

Onde TT_N é o tempo de transito normal no folhelho (μseg/ft), TT_O é o tempo de transito observado no folhelho (μseg/ft), GS é o gradiente hidrostático normal (lb/gal), E é o expoente de Eaton e GPP é o gradiente de pressão de poros (lb/gal).

O expoente de Eaton da Equação 2.2 é igual a 3 se utilizada no Golfo do México e igual a 2 se utilizada nas bacias brasileiras de acordo com Rocha e Azevedo (2009).

A determinação do gradiente de fratura pelo modelo baseado no efeito da compactação é o modelo mais utilizado na fase de planejamento de projetos de poços verticais terrestres em áreas tectonicamente relaxadas onde se assume que as tensões máximas e mínimas horizontais são equivalentes.

Segundo Yoshida *et al.* (1996), a pressão de fratura na profundidade de interesse é função da pressão de poros e da tensão mínima efetiva de compressão na matriz da rocha conforme a Equação 2.3 originada da equação de Terzaghi (1943) que é a Equação 2.4 de acordo com Yoshida *et al* (1996).

$$GF = GPP + T \quad \text{com} \quad T = K \cdot (GS - GPP) \quad (2.3)$$

Onde GF é o gradiente de fratura (lb/gal), GS é o gradiente de sobrecarga (lb/gal), GPP é o gradiente de pressão de poros (lb/gal), K é o coeficiente de tensão da matriz da rocha (adimensional), T é a tensão mínima efetiva de compressão na matriz da rocha (lb/gal) e (GS-GPP) é a tensão da matriz da rocha (lb/gal).

De acordo com Yoshida *et al.* (1996), todos os métodos para a predição da pressão de poros utilizam a Equação 2.4.

$$PP = PS - \sigma_v \quad (2.4)$$

Onde PP é a pressão de poros (psi), PS é a pressão de sobrecarga (psi) e σ_v é a tensão vertical efetiva da matriz (psi).

Verifica-se que a pressão de poros mais a tensão vertical efetiva da matriz suportam a sobrecarga.

Para obtenção da densidade dos sedimentos e na ausência de medidas de perfil de densidade costumam se utilizar dados de tempo de trânsito da sísmica ou do perfil sônico usando a Equação 2.5 ou a Equação 2.6 usando a velocidade sônica, as quais convertem tempo de trânsito ou velocidade para densidade, conhecidas como fórmula de Gardner *et al.* (1974). Pode-se também obter a densidade dos sedimentos pela correlação de Bellotti com a Equação 2.7 e Equação 2.8 de acordo com Rocha e Azevedo (2009).

$$\rho = 0,23 \cdot \left(\frac{10^6}{TT_o} \right)^{0,25} \quad (2.5)$$

$$\rho = 0,31 \cdot V^{0,25} \quad (2.6)$$

$$\rho = 3,28 - \frac{TT_o}{88,25} \quad \text{Quando } TT_o < 100 \mu\text{s} / \text{ft} \quad (2.7)$$

$$\rho = 2,75 - 2,11 \cdot \frac{TT_o - TT_{ma}}{TT_o + 200} \quad \text{Quando } TT_o > 100 \mu\text{s} / \text{ft} \quad (2.8)$$

Onde ρ é a densidade de sedimentos (g/cm^3) e V é a velocidade sônica obtida do perfil sônico ou da sísmica (pé/seg).

O tempo de trânsito da matriz da rocha (TT_{ma}) observado na Equação 2.8 pode ser obtido pela Equação 2.9 da Amoco de acordo com Traugott (1997).

$$TT_{ma} = \frac{43}{\phi + \frac{43}{TT_o}} \quad (2.9)$$

Onde ϕ é a porosidade.

O perfil de densidade dos sedimentos é o principal indicador e elemento fundamental no sucesso da predição da pressão de fratura usando o modelo de compactação. O referido perfil mede a massa específica das formações que são expressas como densidade equivalente em lb/gal ou g/cm^3 para comparação direta com a massa específica do fluido de perfuração.

Tabela 2.1 – Tempo de trânsito de materiais e fluidos (modificado de Rocha e Azevedo, 2009).

Materiais e fluidos	Tempo de trânsito (μseg/ft)
Areia	58,6
Arenito semiconsolidado	55,6
Arenito	52,6
Calcário	47,6
Argila/folhelho	167 a 62,5
Sal	55,6
Aço (revestimento)	57
Água salgada	189
Óleo	218
Ar	916

A densidade dos sedimentos também foi obtida por Barker e Wood (1997), usando dados de sobrecarga obtidos de 70 poços perfurados no Golfo do México em lâmina d'água que variaram de 609,57 a 2133,49 m (2000 a 7000 ft). Eles construíram um gráfico de gradiente médio de sobrecarga versus profundidade vertical total abaixo do fundo do mar obtendo uma curva a qual fornece como resultado a densidade total da maioria dos sedimentos. Atualmente é amplamente usado pela facilidade de se obter o gradiente de sobrecarga em forma de densidade equivalente de fluido de perfuração para diferentes profundidades abaixo do fundo do mar em ambientes de águas profundas.

Outra forma de determinação da densidade dos sedimentos foi desenvolvida por Bourgoyne *et al.* (1986), onde o gradiente de sobrecarga se baseia na densidade da formação que é função da porosidade, da densidade dos fluidos contidos nos poros e da densidade da matriz da rocha conforme a Equação 2.10 e que a porosidade diminui exponencialmente com o aumento de profundidade segundo a Equação 2.11.

$$\rho_b = (1 - \phi)\rho_{ma} + \phi\rho_{fl} \quad (2.10)$$

$$\phi = \phi_0 e^{-k_0 D_s} \quad (2.11)$$

Onde ρ_b é a densidade total, ρ_{ma} é a densidade da matriz da rocha, ρ_{fl} é a densidade do fluido de poro, ϕ_0 é a porosidade de superfície, D_s é a profundidade dos sedimentos e K_0 é a constante de declínio de porosidade.

A forma comumente utilizada para determinação da pressão de poros pelo modelo da compactação é feita construindo-se gráficos em escala semilogarítmicas com leituras de resistividades e dos tempos de trânsito versus profundidade de folhelhos obtidas de perfis dos

poços. O especialista traça a linha de tendência normal a qual é prolongada para baixo (extrapolada) até atingir a zona de pressão anormal.

Quanto maior for o coeficiente angular da reta da linha de tendência, menor será a diferença entre o tempo de trânsito observado e o normal. A magnitude do desvio é a diferença entre o valor medido no perfil e o valor determinado pela linha de tendência normal na referida profundidade.

De acordo com Rocha e Azevedo (2009), a inclinação da linha de tendência pode ser obtida pela Equação 2.12 e a linha de tendência de compactação pela Equação 2.13.

$$m = \frac{\text{Log}(TT) - \text{Log}(TT_1)}{D - D_1} \quad (2.12)$$

$$TT_N = TT_1 \cdot (10)^{m(D-D_1)} \quad (2.13)$$

Para a determinação teórica do gradiente de fratura pelo modelo de compactação usa-se a Equação 2.3 original de Terzaghi, além do gradiente de pressão de poros e de sobrecarga, utiliza-se o coeficiente de tensão da matriz da rocha (K) que é um parâmetro que é obtido de forma diferente entre os diversos métodos.

Segundo Eaton (1969) o valor de K é função do coeficiente de Poisson que varia com a profundidade, obtido pela Equação 2.14. Esta equação é usada para condição de carregamento unidimensional de um material elástico numa superfície plana contínua, que não sofre deformação lateral.

$$K = \frac{\nu}{1 - \nu} \quad (2.14)$$

Eaton e Eaton (1997) propõem para LDA < 4999,9 ft (1523,89 m) a Equação 2.15 para determinar o valor do coeficiente de Poisson em função da profundidade para a área da Costa do Golfo do México. E para LDA > 4999,9 ft, a Equação 2.16.

$$\nu = -0,000000006089286 \cdot \text{prof}^2 + 0,000057875 \cdot \text{prof} + 0,3124642857 \quad (2.15)$$

$$\nu = -0,0000000001882 \cdot \text{prof}^2 + 0,0000072947129 \cdot \text{prof} + 0,4260341387 \quad (2.16)$$

Em bacias sedimentares consideradas geologicamente com ausência de esforços tectônicos, o valor da tensão horizontal pode ser empregado como uma primeira estimativa

aproximada do gradiente de fratura, mas não pode ser considerada como o valor do próprio gradiente de fratura.

De acordo com Montmayeur e Graves (1966), o coeficiente de Poisson é obtido pela Equação 2.17 com base na teoria de propagação da onda elástica, obtido a partir dos dados de tempo de trânsito compressional e cisalhante.

$$\nu = \frac{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 2}{2 \cdot \left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 2} \quad (2.17)$$

Onde V_p é a velocidade da onda compressional (ft/seg) e V_s é a velocidade da onda cisalhante (ft/seg).

A velocidade das ondas compressionais V_p vistos na Equação 2.17 são valores inversos aos de tempo de trânsito observado no intervalo. Assim como as velocidades das ondas cisalhantes (V_s) são valores inversos aos tempos de trânsito das ondas transversais.

O coeficiente de Poisson pode ser obtido ainda pela razão entre as deformações transversal e axial, conforme a Equação 2.18 vista em Rocha e Azevedo (2009).

$$\nu = \frac{\varepsilon_{transversal}}{\varepsilon_{axial}} \quad (2.18)$$

Castagna *et al* (1993) propôs a Equação 2.19 para estimar valores para velocidades das ondas cisalhantes em função das velocidades das ondas compressionais para arenito e folhelho.

$$V_s = 0,8042 \cdot V_p - 0,8559 \quad (2.19)$$

De acordo com Rocha e Azevedo (2009), o valor de K pode ser calibrado localmente com base nos dados de teste de absorção (medidos *in situ*) utilizando dados de gradiente de pressão de poros e de sobrecarga calculados todos na mesma profundidade, conforme a Equação 2.20.

$$K = \frac{\text{teste de absorção} - GPP}{GS - GPP} \quad (2.20)$$

O nome teste de absorção (*Leakoff test - LOT*) visto na Equação 2.20 é obtido diretamente da formação durante a fase de perfuração e feito logo após o teste de estanqueidade do revestimento de superfície e corte da sapata do revestimento visando fornecer a informação do gradiente de fratura da formação abaixo da sapata do revestimento. Com isso, pode-se determinar o peso específico máximo para o fluido de perfuração na fase seguinte.

Utiliza-se o método analítico da tensão mínima para a determinação do gradiente de fratura. Os valores de gradiente de sobrecarga e de pressão de poros são obtidos através das Equação 2.1 e Equação 2.2, respectivamente. Executa-se o cálculo determinando-se o coeficiente de Poisson pela Equação 2.17 e determinando o valor de K pelas Equação 2.13 ou Equação 2.20 conforme mostra o fluxograma da Figura 2.2.

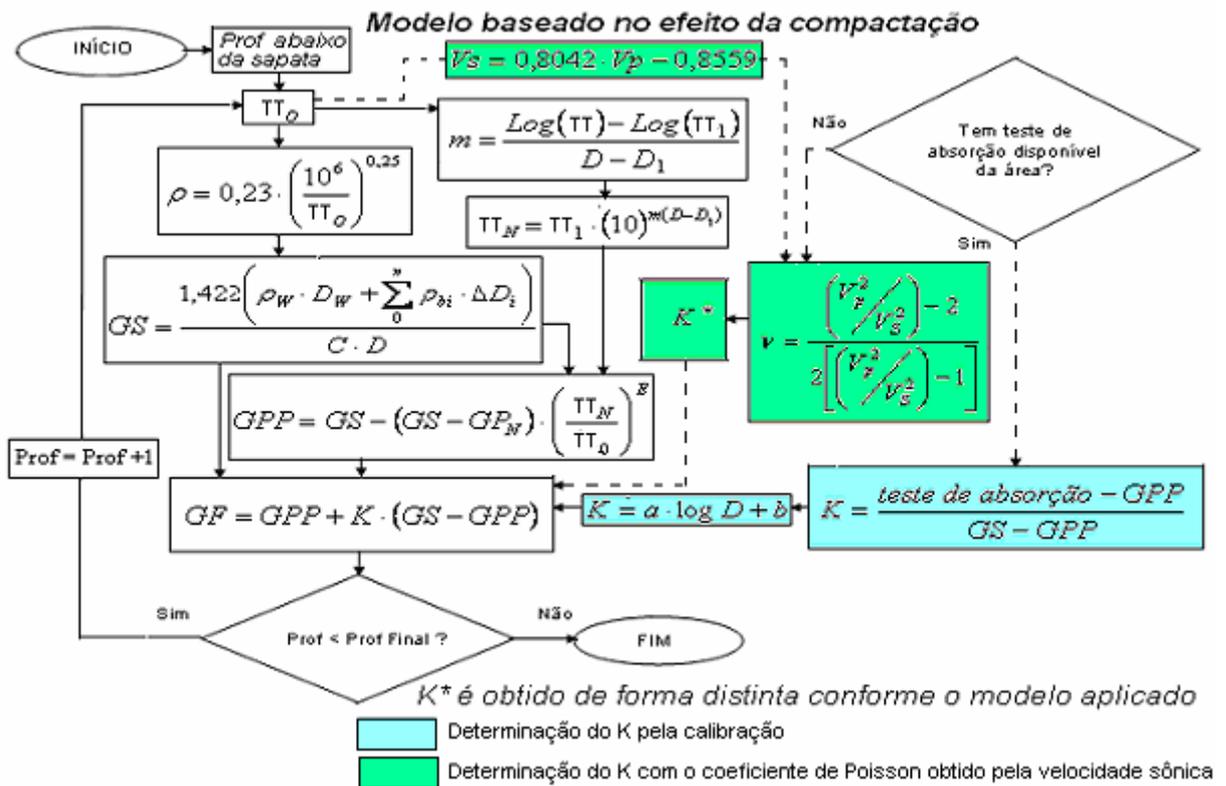


Figura 2.2 – Fluxo de cálculo para determinação do gradiente de fratura pelo modelo baseado no efeito da compactação.

No modelo indireto baseado no efeito da compactação necessita-se dos parâmetros físicos associado às formações atravessadas que normalmente são obtidos de interpretações do perfil da sísmica ou perfil sônico. Baseia-se na linha de tendência do tempo de trânsito. Este é o fator que mais afeta na determinação da pressão de poros, porque o lançamento da linha de tendência do tempo de trânsito normal depende da experiência do especialista.

2.3.1.2 Aspectos teóricos sobre o gradiente de sobrecarga

A instabilidade do poço pode ser analisada em função da pressão de sobrecarga e das variações de tensões causadas ao se abrir o poço na formação. Numa determinada profundidade, as camadas de sedimentos acima da formação impõem-lhe uma pressão de sobrecarga em que sua magnitude depende das densidades das rochas sobrejacentes.

De acordo com Doyle *et al.* (2003), a pressão de sobrecarga é composta do peso cumulativo de todos os líquidos e formações até chegar à profundidade de interesse. No caso do poço perfurado no mar, a sobrecarga inclui o peso da coluna hidrostática referente à profundidade da lâmina d'água, adicionado o peso submerso cumulativo de toda espessura de sedimentos acima da profundidade de interesse. Resumidamente, é a pressão exercida pelo peso combinado dos sedimentos mais o peso da água do mar.

Segundo Doyle *et al.* (2003), uma parcela da pressão de sobrecarga é absorvida pela rocha e a outra parte pelos fluidos contidos nos poros, de forma que mantém o sistema em equilíbrio. A pressão de sobrecarga da formação também diminui o volume de poros e a permeabilidade. Tal fator deve-se ao acréscimo de variação dos valores da pressão de sobrecarga em função do acréscimo da profundidade que estão associados ao efeito da lâmina d'água e da variação do valor da densidade da rocha.

A pressão de sobrecarga representa o peso combinado da matriz e dos fluidos (água e hidrocarboneto) que estão sobrepostos e exercendo uma pressão total sobre o intervalo de interesse. A precisão na estimativa da sobrecarga é fundamental porque todos os outros gradientes de pressão dependem da sobrecarga.

Na determinação da sobrecarga utiliza-se a profundidade da lâmina d'água e a espessura das camadas de sedimento com suas respectivas densidades para se conhecer o peso total atuante sobre a profundidade de interesse.

A sobrecarga total é obtida dividindo-se em intervalos rochosos conforme as densidades conhecidas fazendo o cálculo em função dos incrementos de pressão litostática relativa a cada intervalo até a profundidade de interesse.

A densidade da água do mar sofre influência da temperatura e da salinidade. No entanto, como a salinidade é uma propriedade mais conservativa, é a temperatura que afetará a densidade da água do mar. Quanto maior for a temperatura da água do mar, menor é a sua

densidade. Entretanto, o intervalo de variação da densidade da água do mar só vai até uma certa profundidade onde a temperatura cai até atingir 4° C. No caso particular mostrado na Figura 2.3, essa profundidade é 1000 metros. Da superfície do mar até a profundidade onde a temperatura passa a ser constante, a massa específica da água do mar varia de 1,025 a 1,028 g/cm³.

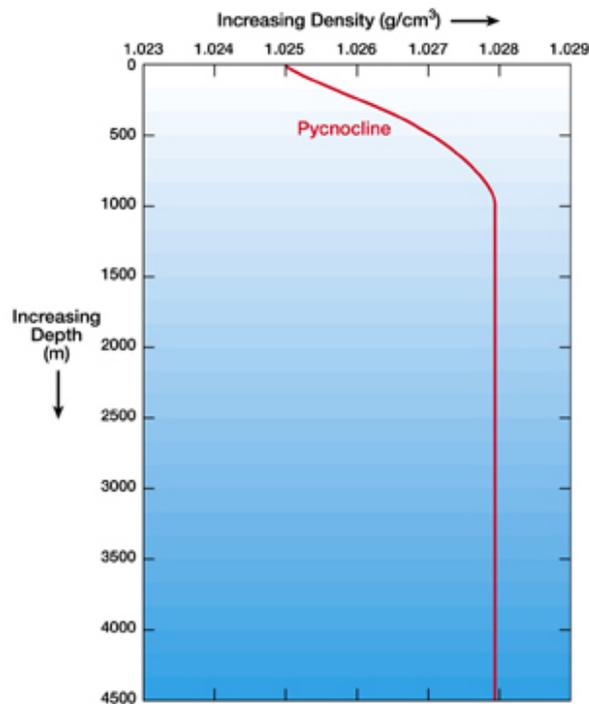


Figura 2.3 - Comportamento da densidade da água em função da profundidade (Fonte: <http://www.windows.ucar.edu>)

2.3.1.3 Aspectos teóricos sobre o gradiente de pressão de poros

De acordo com Stefan (1982), a pressão de poros é a pressão estática do fluido que se encontra no espaço poroso. A pressão de poros de uma formação revela a parcela de sobrecarga que não é suportada pela matriz da rocha, mas preferencialmente pelos líquidos ou pelos gases que existem nos espaços de poros da formação.

Segundo Jorge (1992), a pressão de poros permanece a mesma em qualquer comprimento do trecho horizontal, quando se tratar de poço horizontal, porque a pressão de poros é um parâmetro variável que depende da profundidade vertical total do poço.

Para Oliveira *et al.* (1988), a pressão de poros é considerada normal quando é correspondente a pressão hidrostática de uma coluna de água salgada, cuja altura é igual à profundidade até o ponto considerado da formação. De acordo com Domingues (2008), em

ambientes geológicos onde há comunicação franca entre os poros, diz-se que a pressão de poros é a pressão hidrostática que é igual à pressão exercida por uma coluna de água que se comunica livremente com a superfície.

De acordo com Bourgoyne *et al.* (1986), alguns métodos para estimativa da pressão de poros admitem que a existência de uma pressão de poros maior que a pressão hidrostática é causada devido ao processo de subcompactação dos folhelhos que possuem baixa permeabilidade e não deixam expulsar o excesso de fluido dos poros acarretando que, parte da sobrecarga estará atuando no fluido.

De acordo com as condições do meio onde se irá executar a perfuração, a pressão de poros é subdividida em faixas de pressões limitada por valores de gradiente. Segundo Bourgoyne *et al.* (1986), o intervalo situado abaixo do valor do gradiente de pressão de 0,433 psi/ft encontra-se as zonas de pressão denominada subnormal ou anormalmente baixa. Entre os valores de gradiente de pressão de 0,433 psi/ft e 0,465 psi/ft encontram-se as zonas com gradiente de pressão normal, que são os gradientes de água doce e salgada, respectivamente. E acima da linha de gradiente de pressão de 0,465 psi/ft até um limite superior de 90% do gradiente de sobrecarga, encontra-se as zonas de pressão anormalmente alta. E as zonas de alta sobrepresão, quando a pressão de poros estiver maior que 90% do gradiente de sobrecarga.

As pressões anormais e normais existem somente se separadas por uma barreira de permeabilidade a qual atua como um selo de pressão. Segundo Másculo (1995) são vários fatores que causam as pressões de poros anormais. O fenômeno relaciona-se a processos geológicos (falhas e fraturas), geoquímicos (reações químicas e transformações de matérias orgânicas), mecânicos e físicos (variação de temperatura, efeito dos diferenciais entre as densidades e desequilíbrio na compactação dos sedimentos argilosos).

Segundo Másculo (1995), o valor da pressão de poros depende da taxa de sedimentação. Se esta for rápida e a argila possuir uma baixa permeabilidade haverá acréscimo de pressão de poros até que se atinja o equilíbrio (com a expulsão da água).

Como o gradiente de pressão normal é função da profundidade, o efeito do diferencial de pressão varia com o tipo de fluido. O gradiente de pressão em uma zona contendo hidrocarboneto é menor do que em uma zona de água devido à densidade da água ser maior.

Se a sedimentação é lenta, haverá uma compactação gradual em função das cargas adicionais sobrepostas. Segundo Másculo (1995), o grau de incremento da pressão de poros, além das condições de equilíbrio será proporcional ao incremento na magnitude da sedimentação. Se a expulsão for interrompida não haverá compactação adicional até que ocorra a intercomunicação hidráulica. Desta forma, os fluidos estarão sujeitos à pressão hidrostática causada pela adição do peso dos sedimentos mais recentes depositados, resultando numa formação anormalmente pressurizada.

Quando ocorre o aumento de sobrecarga, isto é repassado para o arcabouço da rocha pela tensão efetiva, o que resulta em perda de porosidade, ou compactação. O aumento de tensão efetiva devido ao soterramento normalmente reduz o volume dos poros e, portanto expulsa os fluidos da formação.

No fenômeno de subcompactação ocorre com um rápido soterramento. O aumento da sobrecarga tende a levar a uma brusca expulsão de fluidos. Se os fluidos não conseguem mais serem expulsos da rocha em quantidade suficiente devido à baixa permeabilidade da rocha, a pressão de poros subirá, pois uma parte maior da sobrecarga será suportada pelos fluidos presentes nos poros ocorrendo à condição de subcompactação.

De acordo com Domingues (2008), a subcompactação é tida como um dos mais importantes mecanismos de sobrepressão e o principal agente causador é o soterramento. Este fator facilita a análise através de perfis ou sísmica e a criação de modelos em função da profundidade. Além disso, o aumento de temperatura durante o soterramento leva à expansão de fluidos e da rocha. No entanto, a expansão de volume da matriz da rocha é muito menor que a dos fluidos, portanto o aumento relativo do volume do fluido em um ambiente completamente selado se reflete em aumento da pressão de poros.

Segundo Másculo (1995), são vários os fatores que auxiliam na indicação da presença de zonas anormalmente pressurizadas. De acordo com Stefan (1982), a taxa de penetração normalmente diminui com a profundidade devido à diminuição de porosidade causada pelo acréscimo de peso dos sedimentos compactados pela sobrecarga. Quando se mantém fixo os outros parâmetros de perfuração numa mesma formação rochosa e observa-se o aumento da taxa de penetração com a profundidade é porque se pode está perfurando uma zona anormalmente pressurizada.

Entretanto, existem outros fatores que influenciam na taxa de penetração e que tornam empírico o uso deste método para detecção, que são o peso sobre a broca, rotação da mesa, tipo de broca e desgastes, hidráulica do poço, pressão diferencial, características da formação (porosidade, permeabilidade, dureza, plasticidade, abrasividade e composição mineralógica) e compactação.

De acordo com Bourgoyne *et al.* (1986), a presença de cascalhos desmoronados verificado sobre a peneira na saída do fluido de perfuração do poço, indica que se pode está diante de uma zona anormalmente compactada ou subcompactada. Esta verificação se dar pelo fato de que o cascalho apresenta-se com maior comprimento e de forma retangular, diferente daquele obtido pelo corte da broca.

De acordo com Stefan (1982), as formações que apresentam gradientes de pressão da formação anormalmente baixos podem conduzir a perdas de circulação enquanto que as formações com gradientes de pressão anormalmente altos podem conduzir a influxo (*kick*).

Todavia, se o gradiente de pressão de poros se encontra inserido dentro da faixa de pressão anormalmente alta, o dimensionamento da coluna de revestimentos resultará em custos mais elevados devido às especificações de espessura das paredes do revestimento e resistência aos esforços serem maiores.

O conhecimento dos dados de pressão de poros contribui para segurança das operações, evitando ocorrências de influxos, e para a economia, permitindo o uso do fluido de perfuração com peso específico adequado. A estimativa da pressão de poros é feita durante a fase de elaboração do projeto influenciando na definição do peso do fluido de perfuração, dimensionamento dos revestimentos e margem de segurança do *riser* para o caso de sondas não ancoradas.

A pressão de poros é usualmente encontrada por equações baseadas no princípio da subcompactação nos casos de pressões anormalmente altas ou assumindo pressões hidrostáticas das águas das formações, no caso de pressões normais. De acordo com Santos e Moura (1989), neste procedimento aplica-se à equação levando-se em consideração o gradiente de pressão de poros relativos à altura da saída de retorno (*air gap*) do fluido de perfuração com relação ao nível da superfície da água do mar. Ver Figura 2.4 que ilustra essa descrição.

Eaton (1975) informa que se usando dados de salinidade da água pode-se determinar a pressão de poros na zona de pressão normal assumindo-se o gradiente de sobrecarga igual a 0,98 psi/ft e o gradiente de pressão normal igual a 0,465 psi/ft na Equação 2.3 de Eaton (1975).

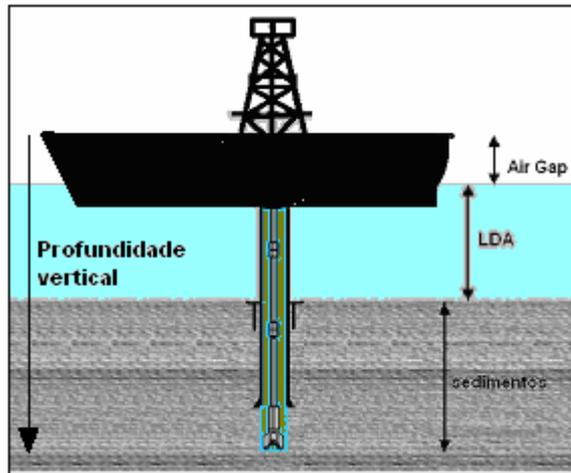


Figura 2.4 - Aspectos ilustrativos da perfuração no mar.

De acordo com Zamora (1989), um fator que é muito significativo para o referido estudo é o conhecimento do tempo geológico a que uma litologia pertence, principalmente se a formação for folhelhos, porque uma forma de compactação pode ser totalmente diferente de um tempo geológico para outro, afetando a interpretação do comportamento dos gradientes de pressão de poros.

O processo de compactação ocorre com a expulsão de água da formação e a sobrecarga é transferida do fluido de poro para a matriz.

Na profundidade de interesse, a razão entre o tempo de trânsito normal e o tempo de trânsito observado é estabelecida. Esta razão é usada para determinação da pressão de poros com o método de Eaton (1975).

2.3.1.4 Aspectos teóricos sobre o gradiente de fratura

A pressão de fratura é o valor de pressão para o qual a formação se romperá mecanicamente.

Stefan (1982) conceitua pressão de fratura como o valor que indica a pressão que é exercida pelo fluido de perfuração, à determinada profundidade, à qual será induzido o fraturamento. Ocorre pelo desequilíbrio em excesso da pressão hidrostática da coluna de

fluido de perfuração no poço contra o limite de resistência da formação. Este número pode ser expresso também em densidade equivalente ou lb/gal.

Segundo Santos e Moura (1989), outra forma para conceituação de fratura de uma rocha é quando a pressão é capaz de vencer a tensão mínima de compressão na matriz da rocha mais a pressão de poros existente.

Pelo modelo de compactação a parcela que mais influencia no gradiente de fratura da rocha é a pressão de sobrecarga. Em águas profundas verifica-se que quanto maior for a lâmina d'água, menor será o gradiente de fratura.

Considerando uma mesma profundidade abaixo do fundo do mar, à medida que a lâmina d'água aumenta, ocasiona a redução da sobrecarga e conseqüentemente redução do valor do gradiente de fratura. Segundo Pennebaker (1968), o gradiente de fratura se reduz, devido a uma menor compactação das camadas superficiais, predominantemente argilosas.

Santos (2006) define pressão de fratura como aquela que produz a falha mecânica da formação com resultante perda de fluido.

O teste de absorção representa o limite de resistência da rocha de uma determinada área por isso se considera com referencial para confrontar resultados de pressão de fratura com modelos indiretos.

O teste de absorção é uma medida direta para a pressão de fratura da formação. A Figura 2.5 mostra o gráfico ilustrativo de volume bombeado (bbl) versus pressões do teste (psi) para determinação da pressão de absorção. Consiste em fechar o poço e pressurizá-lo pela injeção de fluido de perfuração a baixa vazão. Assim que se notar o desvio de linearidade no gráfico de volume injetado versus pressão, o teste é interrompido e esta é a pressão de absorção.

De acordo com Rocha e Azevedo (2009), usualmente os valores de teste de absorção são utilizados na calibração de equações simples ou será parte da base de dados de companhias de petróleo para construir simplesmente curvas de gradiente de pressão de fratura para estabelecer valores de pressão de fratura para poços de correlação de uma determinada área.

Na perfuração se estabelece como limite a pressão de absorção, que é quando a formação começa a absorver o fluido de perfuração, antes de ocorrer a falha da rocha. Por isso, o teste de absorção é considerado como um valor referencial pelo fato de ser um valor medido direto da formação.

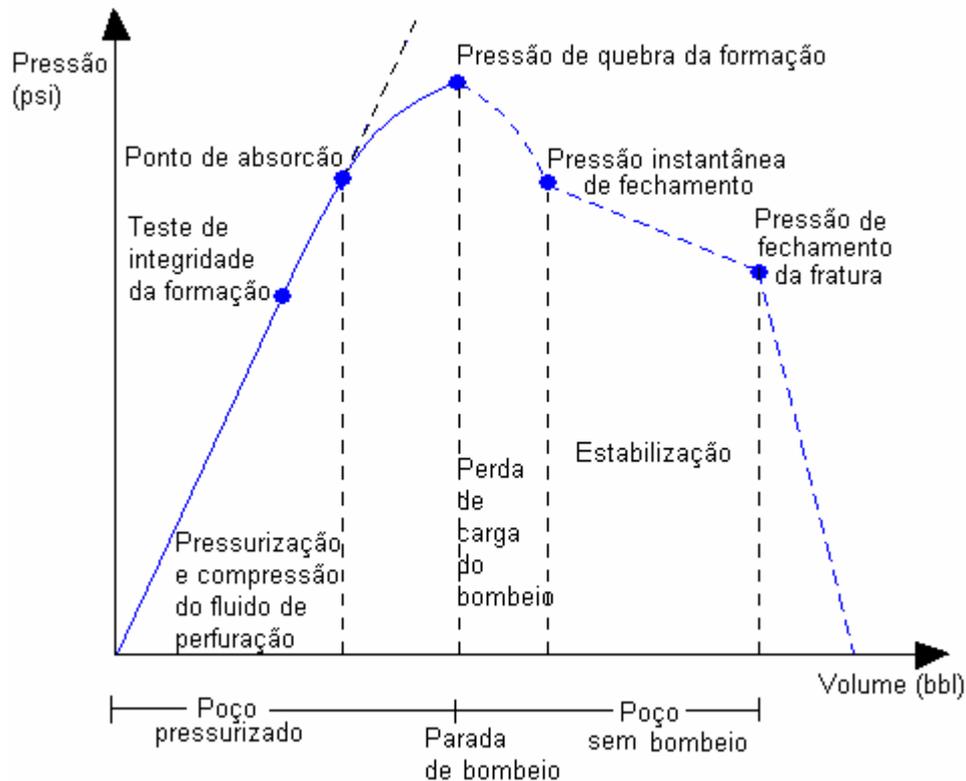


Figura 2.5 – Comportamento da pressão durante o teste de absorção estendido (modificado de Rocha e Azevedo 2009).

A posição da pressão de fratura encontrada representa o valor limite superior usado para o dimensionamento do fluido de perfuração que servirá como referencial para monitoramento da parte operacional durante a perfuração do poço.

Os aspectos teóricos mostrados nos sub-ítem 2.3.1.2, 2.3.1.3 e 2.3.1.4 são usados nos modelos indiretos para determinação do gradiente de fratura. Os modelos indiretos baseados no efeito da compactação usuais pela indústria do petróleo são vistos no capítulo 3 e outros no subitem 2.3.1.5.

2.3.1.5 Modelos para determinação do gradiente de fratura apresentado em Rocha^(b) et al (2004).

As equações dos modelos indiretos apresentados neste sub-ítem foram utilizadas no programa MatLab visto no Anexo II para determinação do gradiente de fratura. Estes são comparados com o gradiente de fratura do modelo proposto.

O modelo da tensão mínima de acordo com Rocha e Azevedo (2009) é muito utilizado pela indústria do petróleo pela forma de calibração dos valores de K pontuais usando a

Equação 2.20 e fazendo o ajuste dos K pontuais pelos mínimos quadrados chegando a Equação 2.21 e para obter o gradiente de fratura utiliza a Equação 2.3, nesta ordem.

$$K = a \cdot \log D + b \quad (2.21)$$

Os modelos das correlações específicas encontradas em Rocha *et al* (2004) apresentado pela Equação 2.22 e Equação 2.23 são formas de aproximação do gradiente de fratura como função direta da sobrecarga.

$$GF = 1,39 \cdot GS^{0,83} \quad (2.22)$$

$$GF = 0,92 \cdot GS \quad (2.23)$$

Capítulo III

Estado da Arte

3 Estado da Arte

Os métodos analíticos para determinação do gradiente de fratura são apresentados em ordem cronológica no item 3.1 pelo modelo baseado no efeito da compactação.

3.1 Modelo baseado no efeito da compactação.

3.1.1 Introdução

De acordo com Yoshida *et al.* (1996), os métodos de predição para determinação das pressões baseados no efeito de compactação foram desenvolvidos a partir de observações de perfis de poços, teste de fraturamento e ensaio de laboratório. São descritas abaixo em ordem cronológica.

Hubbert & Willis (1957) basearam-se sua teoria em função de testes de compressão tri-axial feito em laboratório explorando as variáveis envolvidas na iniciação da fratura, no qual a pressão de fratura é função da pressão de sobrecarga, pressão de poros e da relação entre a tensão horizontal e a vertical, onde a tensão horizontal encontra-se no intervalo entre 1/3 a 1/2 da sobrecarga total. De acordo com Matthews e Matthews (1985), o modelo de Hubbert e Willis (1957) pode ser determinado com o K constante e igual a 2/3 e o gradiente de fratura determinado com a Equação 2.3.

Hottman e Johnson (1965) desenvolveram uma correlação empírica entre o gradiente de pressão do fluido da formação (pressão de poros) e a diferença entre a tendência normal extrapolada com a observada do tempo de trânsito. Usaram dados de 18 poços perfurados no mar e em terra nas Costas do Golfo de Texas e Louisiana (EUA) com pressão da formação elevada e perfis acústicos de folhelhos do Mioceno/Oligoceno.

Matthews & Kelly (1967) refinaram o modelo matemático inicial proposto por Hubbert & Willis (1957), concluíram que a pressão de fratura era mais elevada do que a pressão de poros devido às forças coesivas da matriz da rocha. De acordo com eles, estas forças coesivas podem ser interpretadas como a tensão da rocha que varia de acordo com o grau de compactação. Para simplificação, consideraram um gradiente de pressão de sobrecarga igual a 1,0 psi/ft. O K de *Matthews & Kelly* de acordo com Yoshida *et al* (1996) foi desenvolvido empiricamente com as curvas obtidas da região Sul das Costas do Golfo do Texas e Louisiana. Mas, o gradiente de fratura é determinado com a Equação 3.1.

$$GF = GPP + \frac{K \cdot \sigma}{D} \quad (3.1)$$

Pennebaker (1968) usa os dados sísmicos similares a *Matthews & Kelly (1967)* correlaciona K com o ajuste da profundidade ao gradiente de pressão de poros. *Pennebaker* não supôs um gradiente constante de pressão de sobrecarga. Em vez disso, desenvolveu um gradiente de pressão de sobrecarga que faz avaliação pela idade da formação. Notou que existia uma correlação entre tempos de trânsito e litologia, grau de compactação da rocha e que os tempos de trânsito (ou velocidade sônica) variavam exponencialmente e de forma previsível com a profundidade pela Equação 3.2. Em formações normalmente compactadas a velocidade das ondas sísmicas variava com a profundidade.

$$V = K \cdot D^n \quad (3.2)$$

Eaton (1969) publicou mais uma adaptação do método proposto por *Matthews & Kelly (1967)* levando em conta o gradiente de sobrecarga. Estudando o gradiente de fratura, supôs um comportamento elástico da rocha e um atrito lateral que poderiam ser relacionados à tensão vertical pela razão de Poisson. Determina o valor de K pela Equação 2.14 e o gradiente de fratura pela Equação 3.3.

$$GF = GPP + \frac{\nu}{1-\nu} \cdot (GS - GPP) \quad (3.3)$$

Christman (1973) correlacionou a taxa de tensão efetiva com a densidade da maioria dos sedimentos, convertendo a profundidade da água em seção equivalente de formação para cálculo da tensão de sobrecarga. Concluiu que a densidade da maioria dos sedimentos tende a aumentar com o acréscimo da profundidade, pela tensão de sobrecarga e pela idade geológica. De acordo com *Matthews e Matthews (1985)*, o modelo de *Christman (1973)* também baseado em *Terzaghi* utiliza as densidades dos sedimentos para determinação do K e o gradiente de fratura obtido com a Equação 3.4.

$$GF = GPP + \frac{Densid\ sed - 1,448}{1,06} \cdot (GS - GPP) \quad (3.4)$$

Anderson et al (1973) apresentou um modelo que determina o gradiente de pressão de fratura através de perfis de poço utilizando valores médios de densidade e módulo de Poisson das formações pela Equação 3.5.

$$GF = \left(\frac{2 \cdot v}{1-v} \right) \cdot GS + \left(\frac{1-3 \cdot v}{1-v} \right) \cdot GPP \cdot \phi \quad (3.5)$$

Eaton (1975) propôs uma formulação empírica para cálculo das pressões de poros anormais, baseado na equação de Terzaghi e apoiado no princípio de Hottman e Johnson (1965) que relaciona velocidade sônica (ou tempo de trânsito) esperada para uma tendência normal de compactação com a Equação 2.2. É o método mais usado para projetos de poços exploratórios, quando não se tem nenhuma outra informação disponível.

Lane e Macpherson (1976) apresentaram uma relação para o gradiente de pressão da formação em função da resistividade observada e resistividade normal dos folhelhos. O estudo faz a observação dos valores de tendência anormal e tendência normal extrapolada comparando-os à mesma profundidade e as relacionou empiricamente a pressão da formação pela Equação 3.6.

$$GPP = 0,465 + m \cdot \left(1 - \frac{R_{SHO}}{R_{SHN}} \right) \quad (3.6)$$

Daines (1982) apresenta um modelo também derivado de Terzaghi, mas utiliza o valor K de Eaton acrescido da constante 0,2 conforme a Equação 3.7.

$$GF = (GS - GPP) \cdot 0,2 + (GS - GPP) \cdot \frac{v}{1-v} + GPP \quad (3.7)$$

Breckels e Eekelen (1982), baseado em observações feitas em dados da literatura e suplementado com dados de campo, propuseram correlações para formações de gradiente de fratura em profundidade para o Golfo do México e região da costa dos EUA e Venezuela. Estes autores traçaram dados de teste de fraturamento hidráulico versus profundidade e obtiveram curvas para um limite mínimo que foram supostas como a representação da tensão horizontal mínima para áreas específicas. De acordo com estes autores, as curvas de tensão horizontal mínima versus profundidade para a costa do golfo dos EUA podem ser usadas também em outras áreas isoladas tectonicamente tais como o Mar do Norte e os Países Baixos.

Brennan e Annis (1984) propuseram uma correlação empírica baseada em análise de 57 testes de fraturamento feitos na região central e oeste do Golfo do México. A correlação estabelece que o gradiente de fratura a qualquer profundidade é determinado somente em função do gradiente de pressão de sobrecarga e gradiente de pressão de poros pela Equação 3.8.

$$GF = GPP + 1,35 \cdot (GS - GPP) - 1,40 \cdot (GS - GPP)^2 \quad (3.8)$$

Constant & Bourgoyne (1988) propuseram um método para o gradiente de fratura que calcula a pressão de sobrecarga em função da compactação. A relação da tensão foi obtida a partir de uma função exponencial usando os dados publicados por Eaton (1969). O modelo estima o gradiente de fratura para poços marítimos a partir da porosidade da formação com a curva ajustada de Eaton usada para o Golfo do México com a variação da sobrecarga mostrada pela Equação 3.9. Determina o coeficiente de tensão da matriz com a Equação 3.10 e o gradiente de fratura com a Equação 2.3.

$$GS = 0,052 \cdot \rho_{\text{água}} \cdot D_w + 0,052 \cdot \rho_{\text{grao}} \cdot D_{SED} - \frac{0,052 \cdot (\rho_{\text{grao}} - \rho_{\text{fluido}})}{\phi_c} \cdot (1 - e^{-\phi_c \cdot D_{SED}}) \quad (3.9)$$

$$K = 1 - 0,629 \cdot e^{-1,28 \cdot D^{-4} \cdot D_{SED}} \quad (3.10)$$

Vuckovic (1989) usa a correlação empírica entre tensão *in situ* da formação e a profundidade para predição do teste de absorção e pressão necessária para a propagação da fratura para um projeto de poço seguro e econômico em lâmina d'água com menos de 183 m. Mas, essa correlação pode ser estendida para regiões de águas profundas com aplicação de simples correção.

Zamora (1989) desenvolveu uma técnica empírica prática para estimar o gradiente de fratura, que é similar ao método de Constant e Bourgoyne (1988), na qual a densidade da formação é função da profundidade de soterramento e idade geológica. Para determinar o gradiente de sobrecarga estabeleceu um código "A" para famílias de curvas de densidade total classificando de 0 a 14 obtidas diretamente de coordenadas logarítmicas da formação. Estabeleceu um código "M" para tensão da matriz classificado de 0,2 a 1,0, onde o valor de M aumenta para formação mais jovem e mais plástica. O modelo obtém o gradiente de sobrecarga a partir da Equação 3.11, o valor do K pela Equação 3.12 e estima o gradiente de fratura pela Equação 2.3.

$$GS = \frac{1}{D} \cdot [(C_3 + C_4 \cdot A) \cdot D^{x+1}] \quad (3.11)$$

$$K = M \cdot [1,0 - C_5 \exp(C_6 \cdot D)] \quad (3.12)$$

Os valores das constantes empíricas são: $C_3 = 8,03$; $C_4 = 0,232$; $C_5 = 0,55$; $C_6 = 0,000134$; $x = 0,075$; D é a variação de profundidade das camadas. M é o código de tensão da matriz e seu valor varia de 0 a 1, sendo que os maiores valores correspondem a formação mais plástica. A é o código referente à idade geológica e varia de 0 a 14, sendo que os maiores valores correspondem a formações mais velhas.

Aadnoy et al (1989), estudando o gradiente de fratura em profundidades rasas, indicaram que na profundidade rasa, as rochas não estão compactadas nem estão totalmente consolidadas. Conseqüentemente, a litologia não pode empenhar o mesmo papel para maiores profundidades. No mesmo ano *Aadnoy e Larsen (1989)* publicaram um modelo desenvolvido para determinação do gradiente de fratura para profundidades abaixo de 1000 m. A idéia básica é desenvolver duas curvas de gradientes de fratura, uma para a parte mais consolidada do poço, constituída predominantemente de argila obtida com a Equação 3.13 e outra para parte mais inconsolidada do poço, constituída predominantemente de arenito obtida com a Equação 3.14. Este modelo inclui os efeitos da variação da litologia e também distingue entre poços verticais e inclinados.

$$GF_{ARG}(\alpha) = 0,72 + 34,7 \cdot \left(\frac{D}{1000}\right) - 25,5 \cdot \left(\frac{D}{1000}\right)^2 + 8,22 \cdot \left(\frac{D}{1000}\right)^3 - 93,67 \cdot \left(\frac{D}{1000}\right)^4 - 0,14 \cdot GPP + \frac{1}{3} \cdot (GPP - 20,78) \cdot \text{sen}^2 \alpha \quad (3.13)$$

$$GF_{AREIA}(\alpha) = GF_{ARG}(\alpha) - 1,58 \quad (3.14)$$

Onde α é a inclinação do poço.

Simmons & Rau (1989) propuseram uma simplificação do conceito da pressão da sobrecarga proposto por Eaton (1969). É recomendado para o planejamento de poço, principalmente quando não se dispõe de informações de perfil de densidade. O método converte a profundidade da lâmina d'água em profundidade relativa equivalente de sedimentos com a Equação 3.15. A profundidade de penetração efetiva dos sedimentos com a Equação 3.16. O gradiente de sobrecarga médio com a Equação 3.17. A tensão vertical composta com a Equação 3.18. A taxa de tensão da matriz com a Equação 3.19. O gradiente de sobrecarga com a Equação 3.20 e o gradiente de fratura com a Equação 2.3.

$$DEQ = 1,489554 \cdot 10^{-5} + \left[\frac{1,911364}{DW} - \frac{2,703024}{DW^2} \right]^{-1} \quad (3.15)$$

$$DEFF = DEQ + Pr \quad (3.16)$$

$$GOBA = 0,8511934 \cdot \exp^{[(\ln DEFF - 6,206593)^2 / 84,36084]} \quad (3.17)$$

$$TVC = (0,442 \cdot DW) + (GOBA \cdot (Pr - DW - AG)) \quad (3.18)$$

$$Ke = 0,05329427 \cdot (0,999996^{DEFF}) \div (DEFF^{0,3006479}) \quad (3.19)$$

$$GS = \left(\frac{TVC}{Pr} \right) \quad (3.20)$$

Rocha & Bourgoyne (1994) observaram que a pressão da fratura tem uma correlação com a profundidade e propuseram um método que supôs a pressão de fratura em função da profundidade. Eles correlacionaram 66 testes de fraturamento na área do golfo do Cântion do Mississipi (EUA) em várias profundidades de lâminas d'água. Supuseram uma relação para unidade de tensão de sobrecarga com a Equação 3.21, com o gradiente de fratura sendo equivalente à sobrecarga pela Equação 3.22.

$$GS = 0,052 \cdot \rho_{\text{água}} \cdot D_w + 0,052 \cdot \rho_{\text{grao}} \cdot D_{SED} - \frac{0,052 \cdot (\rho_{\text{grao}} - \rho_{\text{fluido}}) \phi_0}{K \phi} \cdot (1 - e^{-\phi D_{SED}}) \quad (3.21)$$

$$GF = 0,052 \cdot \rho_{\text{água}} \cdot D_w + 0,052 \cdot \rho_{\text{grao}} \cdot D_{SED} - \frac{0,052 \cdot (\rho_{\text{grao}} - \rho_{\text{fluido}}) \phi_{p0}}{K_p \phi} \cdot (1 - e^{-K_p \phi D_{SED}}) \quad (3.22)$$

Traugott (1997) propõe um modelo usado na predição que utiliza equações empíricas para estimar a densidade média de sedimentos, a porosidade e o valor de K. A limitação do modelo é quando a linha de tendência de compactação não é definida explicitamente, é usada uma relação de compactação. O modelo pode estimar o gradiente de fratura sem necessitar do tempo de trânsito medido. Obtém o gradiente de fratura com a seqüência de cálculos na seguinte ordem: A Equação 3.23 para determinar a densidade média dos sedimentos atravessados. A Equação 3.24 para determinar o gradiente de sobrecarga. A Equação 2.2 para determinação do gradiente de pressão de poros com gradiente hidrostático normal igual a 8,5 lb/gal. A Equação 3.25 para determinar o coeficiente de tensão da matriz e a Equação 2.3 para estimar o gradiente de fratura.

$$\bar{\rho} = 16,3 + \left(\frac{Pr - Dw - AG}{3125} \right)^{0,6} \quad (3.23)$$

$$GS = \frac{[8,5 \cdot Dw + \bar{\rho} \cdot (Pr - Dw - AG)]}{Pr} \quad (3.24)$$

$$GF = GPP + 0,039 \cdot \left(\frac{Pr - Dw}{4 - AG} \right)^{0,33} \cdot (GS - GPP)$$

$$K = 0,039 \cdot \left(\frac{Pr - Dw}{4 - AG} \right)^{0,33} \quad (3.25)$$

Aadnoy (2008) apresenta um modelo para iniciação da fratura em que o aumento do coeficiente de Poisson quando o poço é pressurizado por um estado de tensão. O modelo também inclui o efeito termal para mudança de temperatura do poço considerando o carregamento mecânico e térmico para a fratura. O modelo determina o coeficiente de tensão da matriz em função do coeficiente de Poisson com a Equação 3.25 e o gradiente de fratura com a Equação 2.3.

$$K = \frac{(1 + \nu)^2}{3 \cdot \nu \cdot (1 - 2 \cdot \nu) + (1 + \nu)^2} \quad (3.26)$$

Capítulo IV

Metodologia Proposta

4 Metodologia Proposta

4.1 Introdução

De acordo com Yoshida *et al* (1996), a maioria dos modelos para predição do gradiente de fratura evoluiu a partir da equação de Terzaghi (1943) e objetivam estimar valores de gradiente de fratura aproximadamente igual ao teste de absorção. Isto porque o teste de absorção é a medida mais confiável que se tem em relação ao limite de resistência da formação, por isso é tomada como base para referencial real de cálculo.

A maioria dos modelos que estimam o gradiente de fratura baseado no efeito da compactação se diferenciam na determinação do coeficiente de tensão da matriz da rocha resultando em valores distintos e que às vezes chegam a superar o valor do teste de absorção em mais de 1,0 lb/gal.

Este fato motivou o desenvolvimento desse estudo de pesquisa visando à obtenção de um modelo alternativo para se estimar o gradiente de fratura para obter uma boa aproximação do valor do teste de absorção e que seja um modelo matemático simplificado que não necessite se correlacionar com os sedimentos atravessados.

4.2 Observações

Foram observados perfis de geopressões sob o ponto de vista geométrico, publicados na literatura em artigos, livros especializados e suplementado por dados reais de campo. Verificou-se que o comportamento da trajetória do gradiente de fratura (GF) inserido no perfil de geopressão conforme a ordem de grandeza ($GS > GF > GPP$) indica a existência de uma correlação de proporcionalidade entre GPP e GF ao longo de todo o poço.

Observa-se no perfil de geopressões que as curvas dos gradientes de pressão de poros, sobrecarga e fratura iniciam praticamente no mesmo ponto.

Observando-se sob o ponto de vista físico verifica-se que esses gradientes de pressão sofrem influência da profundidade. Quando aumenta a profundidade, aumenta a sobrecarga a qual é função direta do peso das camadas sobrejacentes e da lâmina d'água. Dependendo do tipo de poço, a pressão aumenta, porém o gradiente de pressão de poros mantém-se constante em zonas de pressão de poros normal.

A coluna hidrostática do fluido de perfuração no interior do poço aumenta com a profundidade do poço conseqüentemente aumenta a pressão imposta por essa coluna no fundo do poço de encontro à formação. Porém, essa pressão deve ser maior que a pressão da formação.

Em poços marítimos o gradiente de sobrecarga é menor devido ao aumento da lâmina d'água ocasionando diminuição do crescimento do gradiente de fratura. Essa redução provoca o estreitamento da janela operacional impondo limite mais reduzido para o dimensionamento da densidade do fluido de perfuração ocasionando maiores dificuldades operacionais.

Pode-se verificar nos comportamentos das curvas de gradiente de pressão de poros e de gradiente de fratura da Figura 4.1 que mostra o perfil de geopressões digitalizado obtido de um campo terrestre localizado na região nordeste do Brasil feito por uma companhia de petróleo que existe uma relação que mantém constante a proporcionalidade entre estes gradientes com a profundidade.

A pesquisa teve início com a idéia de se encontrar essa possível proporcionalidade que se apresentou nesse perfil de geopressão seguindo os passos dos modelos indiretos existentes. Objetiva-se fazer a comparação com os resultados obtidos dos gradientes de pressões, a fim de confirmar a relação de proporcionalidade. A proporcionalidade em que se refere, pode ser entendida numa linguagem matemática como uma relação em que as grandezas envolvidas variam numa mesma proporção.

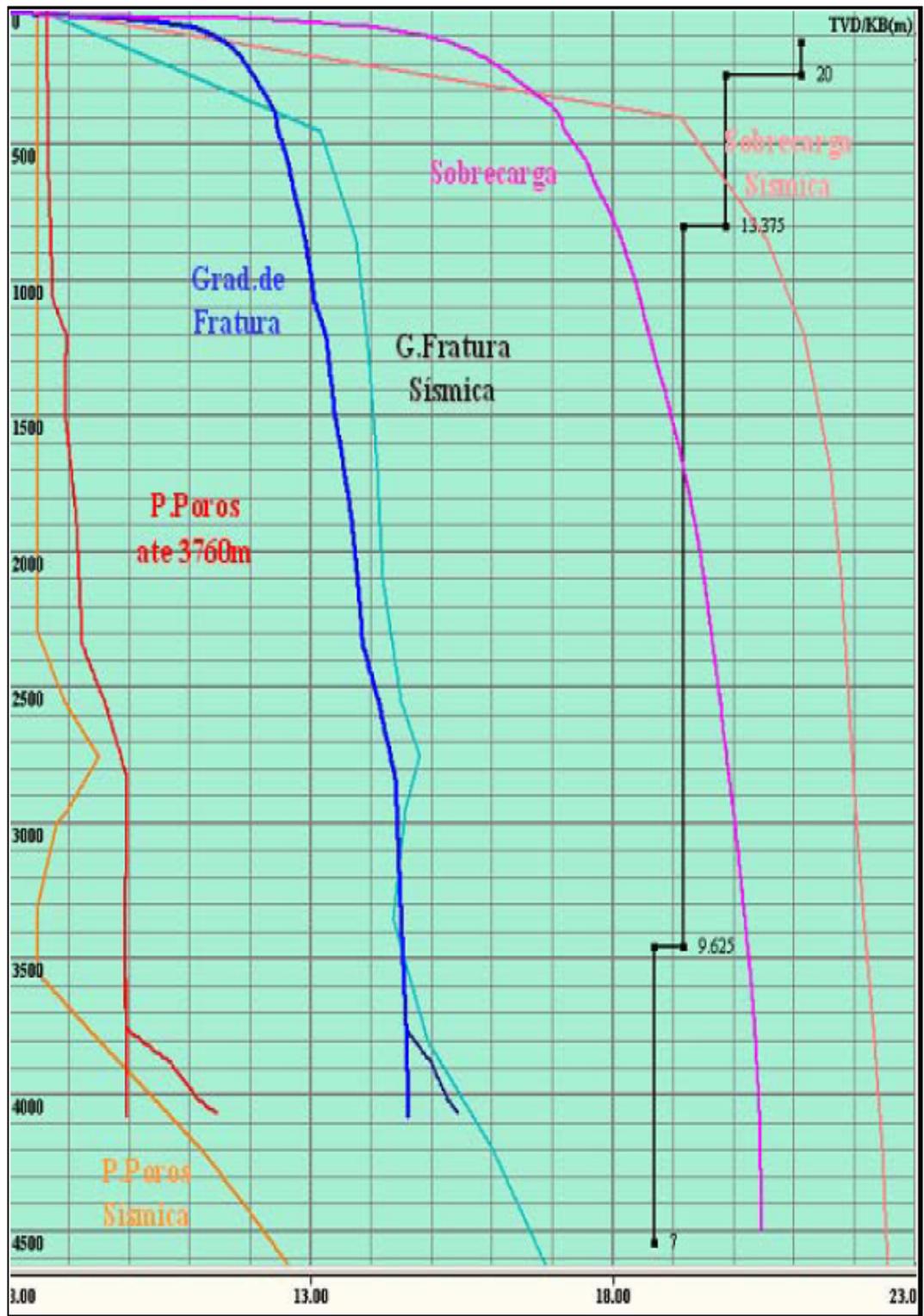


Figura 4.1 - Perfil de geopressões digitalizado apresentando as curvas de gradientes obtidas com a sísmica comparadas às curvas obtidas através de métodos indiretos.

4.3 Dedução

Verificou-se que a proporcionalidade desses gradientes de pressões se repete em cada profundidade ao longo de todo o poço. Porém, utilizou-se a geometria analítica para

comprovar esse comportamento utilizando a relação entre as posições pontuais dos gradientes de pressão de poros, de sobrecarga e de fratura no perfil de geopressões.

As análises das deduções são feitas tomando como base a posição geométrica assumida pelo gradiente de fratura em relação ao gradiente de sobrecarga e ao gradiente de pressão de poros numa mesma profundidade.

Fazendo-se a razão entre os diferenciais de pressão do perfil de geopressão da Figura 4.1 se verifica haver proporcionalidade entre os mesmos. Tomando-se o mesmo procedimento para os perfis de geopressões de poços marítimos, verifica-se que ocorre à mesma sobreposição.

Esse paralelismo observado no perfil de geopressão entre as curvas de gradiente de pressão de poros e a de gradiente de fratura é porque este último é função do gradiente de pressão de poros. Matematicamente, o coeficiente de tensão da matriz representa a taxa percentual de tensão vertical da matriz que adicionado ao gradiente de pressão de poros em cada profundidade, obtém-se o gradiente de fratura.

4.4 Base da proposta

Para o desenvolvimento preliminar do estudo partiu-se de uma análise nos resultados dos perfis de geopressões obtidos de dados de campo e da literatura com intuito de identificar as possíveis relações entre os gradientes de pressões.

A idéia básica é propor um modelo matemático que estime gradiente de fratura para poços de petróleo a partir de uma correlação geométrica obtida entre os valores pontuais das pressões de poros, sobrecarga e fratura numa mesma profundidade.

O princípio da hipótese é mostrar uma relação entre o gradiente de fratura (GF) e o gradiente de pressão de poros (GPP) através de uma função referenciada por segmentos proporcionais áureos encontrados na geometria analítica. O princípio anuncia que: Quando um ponto divide um segmento de reta em duas partes de tal modo que a razão entre o segmento inteiro e a parte maior é igual à razão entre a parte maior e a parte menor. Essa relação é chamada relação áurea.

4.5 Modelagem

Para verificar a confirmação dessa hipótese partiu-se do princípio que cada ponto no perfil de geopressões representa a solução obtida através das equações que compõem o modelo indireto aplicado.

No perfil de geopressões observa-se que em cada profundidade têm-se três pontos separados por diferenciais de pressão. Os referidos pontos são chamados de gradiente de pressão de poros (GPP), gradiente de fratura (GF) e gradiente de sobrecarga (GS), nesta ordem, conforme mostrado na Figura 4.2.



Figura 4.2 - Visualização dos gradientes de pressão em cada profundidade.

Assumindo-se que os diferenciais de pressões na mesma profundidade sejam representado por segmentos de reta, onde os pontos definidos como extremo dos segmentos seria um gradiente de pressão como ilustra a Figura 4.2. E considerando-se que os segmentos de retas sejam colineares (estão contidos na mesma reta), consecutivos (possuem um extremo comum, o ponto GF) e adjacentes (porque são consecutivos e colineares). Desta forma podem-se aplicar relações da geometria analítica plana a esses segmentos de reta.

Para esse desenvolvimento, utilizou-se uma relação geométrica baseada no princípio de segmentos proporcionais áureos os quais de acordo com Barison (2005) descrevem que a razão entre o menor e o maior dos segmentos é igual à razão entre o maior segmento e a soma de ambos segmentos, conforme a Equação 4.1 aplicada ao segmento de reta AB da Figura 4.3 composto pelos segmentos \overline{AC} e \overline{CB} . Com $\overline{AC} > \overline{CB}$.

$$\frac{(a - x)}{x} = \frac{x}{a} \quad (4.1)$$

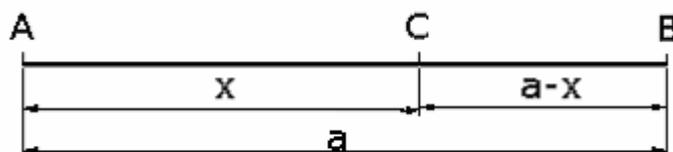


Figura 4.3 - Divisão proporcional do segmento de reta.

Substituindo os pontos A, B e C da Figura 4.3 por GPP, GS e GF, respectivamente, e aplicando-se a Equação 4.1 obtém-se uma relação da divisão proporcional áurea do segmento de reta representada pela Equação 4.2.

$$\frac{[(GS - GPP) - (GF - GPP)]}{(GF - GPP)} = \frac{(GF - GPP)}{(GS - GPP)} \quad (4.2)$$

A igualdade entre as duas razões equivalentes da Equação 4.2 nesta ordem determina-se que os segmentos são proporcionais. Aplicando na Equação 4.2 a regra das proporções, isolando-se a incógnita GF, reorganizando os termos e desenvolvendo-os, encontra-se a Equação 4.3. O desenvolvimento completo é visto no Anexo VI.

$$GF = ((3 \cdot GPP - GS) \pm (5 \cdot (GPP - GS)^2)^{0,5}) / 2 \quad (4.3)$$

A solução da Equação 4.3 resulta em duas raízes. Porém, despreza-se a raiz que a solução é obtida pela operação de subtração dos termos porque o valor obtido não corresponde ao maior intervalo entre GPP e GS. Com isso, utiliza-se apenas como solução a raiz obtida da operação com a adição dos termos resultando na Equação 4.4 a qual representa a posição obtida para GF correspondente à proporção áurea do segmento.

$$GF = ((3 \cdot GPP - GS) + (5 \cdot (GPP - GS)^2)^{0,5}) / 2 \quad (4.4)$$

Onde as densidades equivalentes GS, GPP e GF são em unidade de lb/gal.

A Equação 4.4 indica a posição do ponto GF em relação ao ponto referencial GPP e o segmento \overline{GPPGF} é o segmento áureo do segmento \overline{GPPGS} . Considerando os segmentos de reta com diferenciais de pressão, obtém-se que a referida posição serve como indicação de um valor que é aproximadamente igual ao valor real do teste de absorção quando inserido num perfil de geopressão. Com isso, o gradiente de fratura calculado é obtido com os gradientes de sobrecarga e pressão de poros através de uma relação geométrica proporcional áurea.

É importante informar que o modelo proposto não é um modelo físico, não possui relação com a Geologia de subsuperfície, nem com a Geofísica de poço, nem com a Engenharia de Poço, é um modelo puramente matemático. Mas o princípio da proporção áurea é uma relação geométrica bastante utilizada em desenho, geometria, na arquitetura e em dimensionamento no cálculo estrutural da construção civil.

De acordo com Barison (2005) a proporção áurea tem aplicação geométrica na matemática em elementos de polígonos regulares como: pentágonos, decágonos, estrelas pentagonais, decágonos e vários poliedros regulares. Aparece nas artes, no retrato de "Isabelle d'Éste" pintado por Leonardo da Vinci, no corpo humano, animais, nas flores, na formação das árvores, na disposição das folhas em certas plantas, nos frutos, na espiral logarítmica, na Arquitetura da pirâmide de Queóps, das grandes catedrais da Idade Média, no "modulor" de Le Corbusier e na série de Fibonacci. A importância da razão áurea no desenvolvimento da humanidade é vista nas observações das construções, da natureza ou na procura pela perfeição e pelo belo.

Freitas (2008) fez um estudo técnico e econômico de um galpão leve cuja forma estrutural se baseia na proporção áurea. O trabalho completo pode ser visto acessando o site: http://www.africamae.com.br/livros/pdf/Galpao_Aureo.pdf

A construção geométrica do segmento proporcional áureo pode ser vista na Figura 4.4 apresentada em Tahan (1987), onde M é o ponto médio do segmento \overline{AB} e igual ao segmento \overline{BC} .

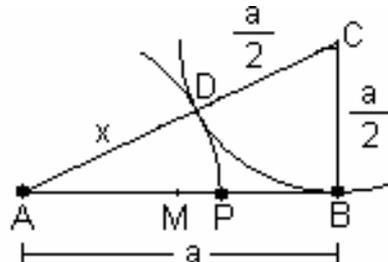


Figura 4.4 – O segmento \overline{AP} é o segmento áureo do segmento \overline{AB} .

Fazendo a equivalência no perfil de geopressões tem-se que o gradiente de fratura é a parcela de pressão proporcional áurea da tensão horizontal mínima da matriz adicionado ao gradiente de pressão de poros.

Como em cada profundidade é obtida essa mesma relação, então se tem um conjunto dos pontos que compõem uma curva que representa as posições do GF em todo intervalo do poço.

O resultado obtido com a Equação 4.4 produz uma curva que conduz a aproximações de valores estimativos de gradientes de fratura aproximadamente igual ao valor do teste de

absorção justificando que o gradiente de fratura também pode ser determinado pela proporção áurea da parcela de pressão correspondente à tensão da matriz.

O modelo proposto é o apresentado pela Equação 4.4 o qual não necessita que seja feita calibração para se ajustar ao teste de absorção disponível na área e não depende diretamente da profundidade.

O modelo proposto consegue fixar a posição do GF áureo da Equação 4.4 em função do gradiente de pressão de poros e do gradiente de sobrecarga como referencial em cada profundidade ao longo de todo o poço mantendo uma relação onde às grandezas envolvidas variam em uma mesma proporção.

Verifica-se que a relação de proporcionalidade corresponde a um gradiente de fratura pelo modelo proposto de aproximadamente 61,8 % do valor total da tensão da matriz em cada profundidade acrescido do gradiente de pressão de poros.

Para que o valor do gradiente de fratura do modelo baseado no efeito de compactação seja equivalente ao gradiente de fratura do modelo proposto necessita apenas considerar a tensão mínima efetiva de compressão da matriz conforme a Equação 4.5.

$$T = 0,618 \cdot (GSZ - GPPZ) \quad (4.5)$$

Onde GSZ é o gradiente de sobrecarga obtido pelo modelo de Zamora (lb/gal) e GPPZ é o gradiente de pressão de poros de Eaton obtido com o gradiente de sobrecarga de Zamora (lb/gal).

O coeficiente de tensão da matriz encontrado na Equação 4.5 é usado quando se quer obter um segmento áureo de outro segmento, multiplica-se por 0,618034.

4.6 Fluxo de cálculo

O modelo proposto é uma correlação geométrica que utiliza os valores de gradiente de sobrecarga do modelo de Zamora (1989) e o gradiente de pressão de poros de Eaton (1975) e desenvolve os cálculos de forma simplificada usando a Equação 4.4 seguindo o fluxo de cálculo conforme a Figura 4.5.

A Equação 4.4 foi testada em cenários terrestre e marítimo em situações com variações de lâminas d'água e obtiveram-se boas aproximações dos valores do teste de absorção se comparado os resultados com outros métodos existentes. Essa condição comprova a

existência de uma relação proporcional entre os gradientes de pressão de poros e de sobrecarga com o de fratura.

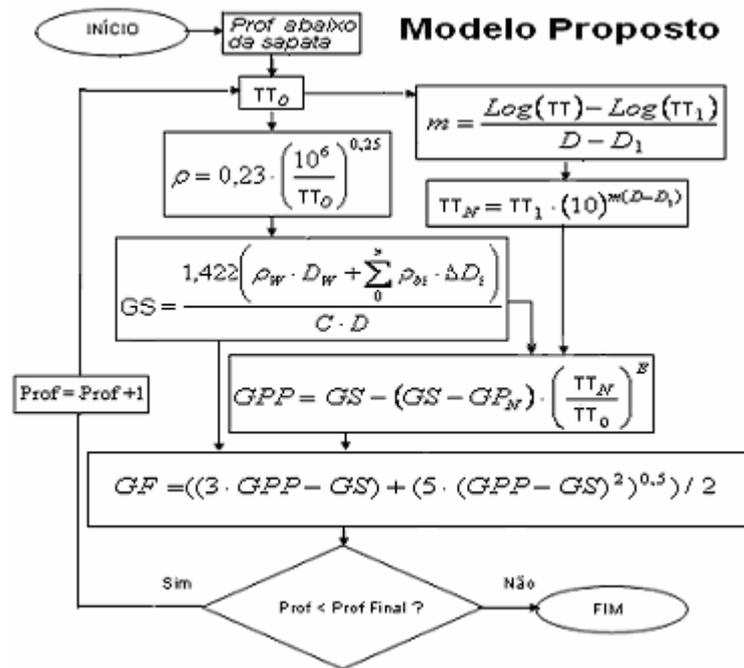


Figura 4.5 – Fluxo para determinação do gradiente de fratura pelo modelo proposto.

Essa proporcionalidade ocorre devido ao grau de compactação dos sedimentos os quais mantém a coluna estratigráfica dos sedimentos se comportando fisicamente como se fosse um corpo sólido. Isto proporciona como consequência uma relação onde os gradientes de pressão de poros, fratura e sobrecarga que ocorrem numa profundidade, se mantenha proporcional em qualquer outra profundidade ao longo de todo o poço. Este fato resulta no valor do gradiente de fratura mais próximo possível ou coincidente com o valor do teste de absorção disponível da área.

Para execução desse fluxo utilizou-se como ferramenta computacional um programa em MatLab visto no Anexo II desenvolvido com matrizes horizontais com tamanhos em função da quantidade de dados do tempo de trânsito observado.

4.7 Relevância do modelo proposto

Evidencia-se sua importância pelo fato de envolver aspectos econômicos e de segurança operacional relativa ao controle do poço em quais resultam em significativa redução de custos no processo construtivo dos poços.

Visa ainda contribuir para o avanço tecnológico da perfuração de poços com intuito de se obter com o método proposto, uma forma alternativa para se estimar o gradiente de fratura com boa aproximação dos valores de teste de absorção (*Leakoff Test*) quando comparado com modelos existentes. Contribuindo para se obtenha os resultados esperados de forma mais fácil, com boa precisão, justificando o interesse da comunidade acadêmica de pesquisa, dos profissionais e das empresas que atuam praticando essa atividade no mercado nas diversas partes do mundo.

A arquitetura do modelo proposto é puramente matemática o que facilita sua simplificação conforme descritas nos itens 4.5 e 4.6 e a precisão dos resultados quando comparado aos modelos existentes mostra que pode ser utilizado como meio alternativo em substituição a um método indireto como uma potente ferramenta de decisão na estimativa do gradiente de fratura.

Isto porque alguns modelos existentes necessitam de calibração com o teste de absorção disponível na área o que inviabilizam sua utilização em áreas pioneiras. Já outros, para adequar o modelo a um cenário natural normalmente necessitam de suposições que nem sempre são compatíveis com a realidade, contudo, é a melhor forma para representação que se tem para modelagem e adequação de um determinado método.

A justificativa conclusiva para aplicação do modelo proposto é visto no capítulo da conclusão deste trabalho.

Capítulo V

Resultados e Discussões

5 Resultados e discussões

5.1 Aplicação de modelos distintos com dados de Rocha e Azevedo (2009).

5.1.1 Dados da literatura

Para testar a precisão do modelo proposto foram utilizados os dados de Rocha e Azevedo (2009) visto na Tabela 5.1 e feito à comparação com a aplicação de doze modelos distintos que estimam o gradiente de fratura.

Tabela 5.1 – Dados de tempo de trânsito de Rocha e Azevedo (2009).

Prof. (m)	TT (μseg/ft)	Prof. (m)	TT (μseg/ft)	Prof. (m)	TT (μseg/ft)
1200	165	2550	113	3900	99
1250	158	2600	112	3950	110
1300	155	2650	109	4000	102
1350	148	2700	96	4050	110
1400	149	2750	105	4100	105
1450	145	2800	97	4150	115
1500	142	2850	101	4200	108
1550	141	2900	95	4250	106
1600	149	2950	94	4300	105
1650	140	3000	98	4350	103
1700	138	3050	96	4400	102
1750	137	3100	100	4450	101
1800	135	3150	97	4500	99
1850	133	3200	101		
1900	132	3250	98		
1950	126	3300	102		
2000	123	3350	99		
2050	125	3400	105		
2100	124	3450	100		
2150	121	3500	110		
2200	118	3550	109		
2250	119	3600	97		
2300	115	3650	95		
2350	105	3700	96		
2400	104	3750	98		
2450	110	3800	100		
2500	119	3850	105		

Os dados de Rocha e Azevedo (2009) representam valores do perfil sônico registrado num poço que foi perfurado numa lâmina d'água de 1000 m com profundidade final do poço de 4500

m. Neste poço foram realizadas três testes de absorção nas profundidades de 2000 m, 3000 m e 4000 m.

Observando os tempos de trânsitos da Tabela 5.1 verifica-se que variam entre 165 $\mu\text{seg}/\text{ft}$ (valor máximo) e 94 $\mu\text{seg}/\text{ft}$ (valor mínimo). Comparando esse intervalo de dados de tempo de trânsito observado (TT_0) com a Tabela 2.1 que relaciona litologia com tempo de trânsito, verifica-se que a litologia do poço é constituída em sua maioria de sedimentos compostos de argila e folhelho.

De acordo com Bellotti, os tempos de trânsitos maiores que 100 $\mu\text{seg}/\text{ft}$ correspondem a formação inconsolidadas e os valores menores que 100 $\mu\text{seg}/\text{ft}$ correspondem a formação consolidada. Contudo, o arenito muito poroso pode apresentar valores de tempo de trânsito anormalmente altos, porém se tratam de rochas, ou seja, materiais consolidados.

Baseado no enunciado da correlação de Bellotti verifica-se ainda que do fundo do mar até a profundidade de 2650 m os altos valores de tempo de trânsito indicam formações inconsolidadas e de 3800 m até o fundo do poço apresenta um intervalo com maior porosidade devido aos altos valores de tempo de trânsito indicando provavelmente uma maior quantidade de fluido preenchendo o espaço poroso. Às vezes ocorre ser mais provável que com 1650 m de coluna de rocha, mais 1000 m de lâmina d'água o material esteja consolidado/litificado.

Observa-se na Tabela 5.1 que os valores de tempo de trânsito iniciam-se na profundidade de 1200 m, mas a profundidade da lâmina d'água é de 1000 m. O intervalo compreendido entre essas duas profundidades fica localizado acima do revestimento de superfície, onde nenhum dado é conhecido porque o intervalo não foi perfilado por isso não possui registro de tempo de trânsito. Contudo, pode-se obter uma aproximação dos valores fazendo uma extrapolação pela tendência dos valores de tempo de trânsito logo abaixo da sapata do revestimento.

5.1.2 Descrição da metodologia para aplicação dos modelos

As curvas de gradientes de fratura obtidos com a aplicação dos diferentes modelos são comparadas entre si e com o gradiente de fratura proposto em relação aos valores do teste de absorção disponível da área. A precisão do modelo é avaliada pela curva de gradiente de fratura do modelo que apresentar maior aproximação dos valores de teste de absorção. A quantificação do erro é feita através do erro percentual relativo.

Seguindo a sequência de cálculos de cada modelo montou-se um algoritmo constituindo um programa em MatLab que é visto no Anexo II, o qual usou os dados de tempo de trânsito apresentado em Rocha e Azevedo (2009) para obtenção dos valores de gradientes de pressão e do perfil de geopressões.

Com os dados de tempo de trânsito observado fornecido por Rocha e Azevedo (2009) obteve-se o perfil de tempo de trânsito normal através do lançamento da linha de tendência conforme é visto na Figura 5.1. Com os tempos de trânsito de cada profundidade utilizando a equação de Gardner *et al* (1974) determinou-se a densidade dos sedimentos ao longo de todo intervalo do poço conforme é visto na Figura 5.2. Relacionando os dados de densidade dos sedimentos pela profundidade obtém-se a pressão de sobrecarga vista no perfil da Figura 5.3 a qual é comparada aos comportamentos das curvas de pressão hidrostática, pressão de poros e pressão de fratura para a LDA de 1000 m.

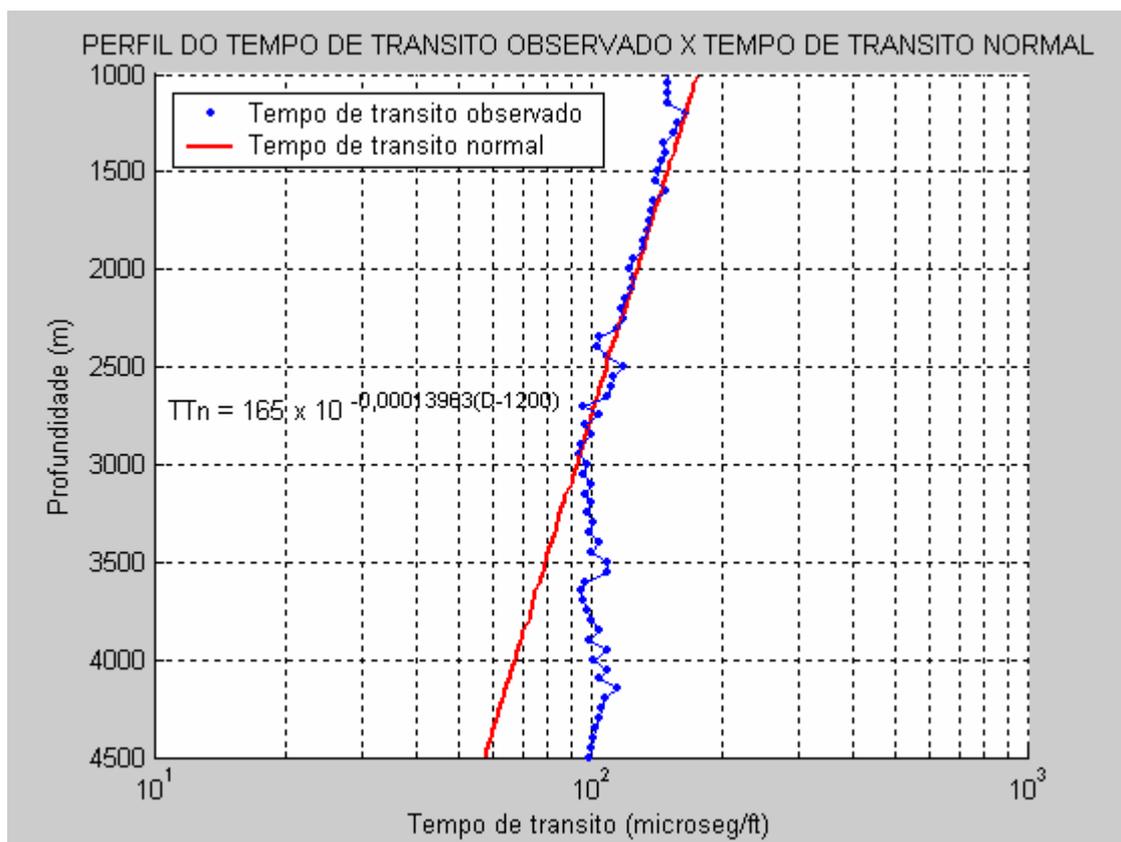


Figura 5.1 – Tempo de trânsito observado com linha de tendência do tempo de trânsito normal.

Verifica-se no perfil de tempo de trânsito da Figura 5.1 e no perfil de pressão da Figura 5.3 que a pressão de poros entra na zona de transição a partir da profundidade de 3000 m e cresce até

atingir o fundo do poço. Verifica-se que no fundo do poço a pressão de fratura supera a pressão de poros em 1548 psi indicando uma janela operacional ampla.

No perfil de densidade de sedimentos visto na Figura 5.2, aparecem picos que se destacam pela sua maior porosidade. São eles na profundidade de 2500 m ainda dentro da zona normalmente pressurizada e na profundidade de 3500 m e 4150 m, ambos na zona anormalmente pressurizada.

Verifica-se também um pico que se destaca dentro da zona anormal na profundidade de 3650 m com grande densidade separando dois intervalos com grande porosidade. Comparando-se o perfil de densidade dos sedimentos da Figura 5.2 com o perfil de geopressão da Figura 5.5, podem-se verificar a existência de dois horizontes distintos e adjacentes. Um com alta porosidade e outro com baixa porosidade. Na profundidade de 3500 m tem-se a pressão de poros alta com 7114,9 psi, maior valor dentro do 1º intervalo. E na profundidade de 4150 m a pressão de poros com 9734 psi sendo a maior pressão dentro do 2º intervalo.

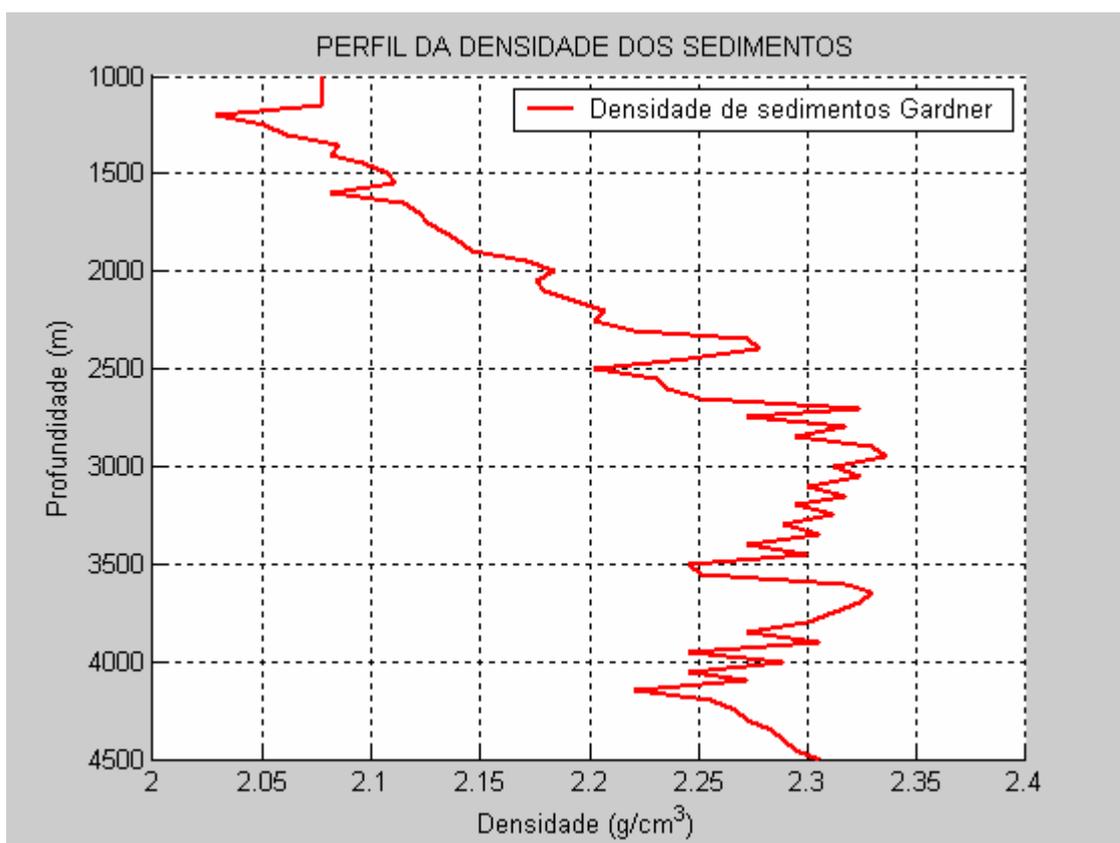


Figura 5.2 – Densidade dos sedimentos ao longo de todo intervalo do poço.

Observam-se na Figura 5.3 que o gradiente médio de pressão de fratura é de 3,03 psi/m, para um gradiente médio de pressão de sobrecarga de 3,16 psi/m e um gradiente médio de pressão

hidrostática de 1,448 psi/m. A pressão de poros calculada pela equação de Eaton mantém um gradiente médio igual ao gradiente médio da pressão hidrostática até a profundidade de 3000 m. Essa é a profundidade de retenção dos fluidos. Como não houve mais dissipação dos fluidos, a pressão de poros será maior que a pressão hidrostática. A pressão de poros da Figura 5.3 foi obtida da Equação 2.2.

A partir da profundidade de 3000 m mantém uma taxa de crescimento de aproximadamente 3,9 psi/m até atingir o fundo do poço. Verifica-se um decaimento da pressão de poros entre as profundidades de 3550 m e de 3650 m decorrente da variação de litologia vista no perfil de tempo de trânsito mostrado na Figura 5.1.

Observa-se também um pequeno decréscimo de pressão de poros a cada 50 m com o aumento da profundidade no intervalo compreendido entre as profundidades de 3850 m e 4200 m. Sendo o maior decaimento de pressão 124,88 psi e o menor 34,36 psi.

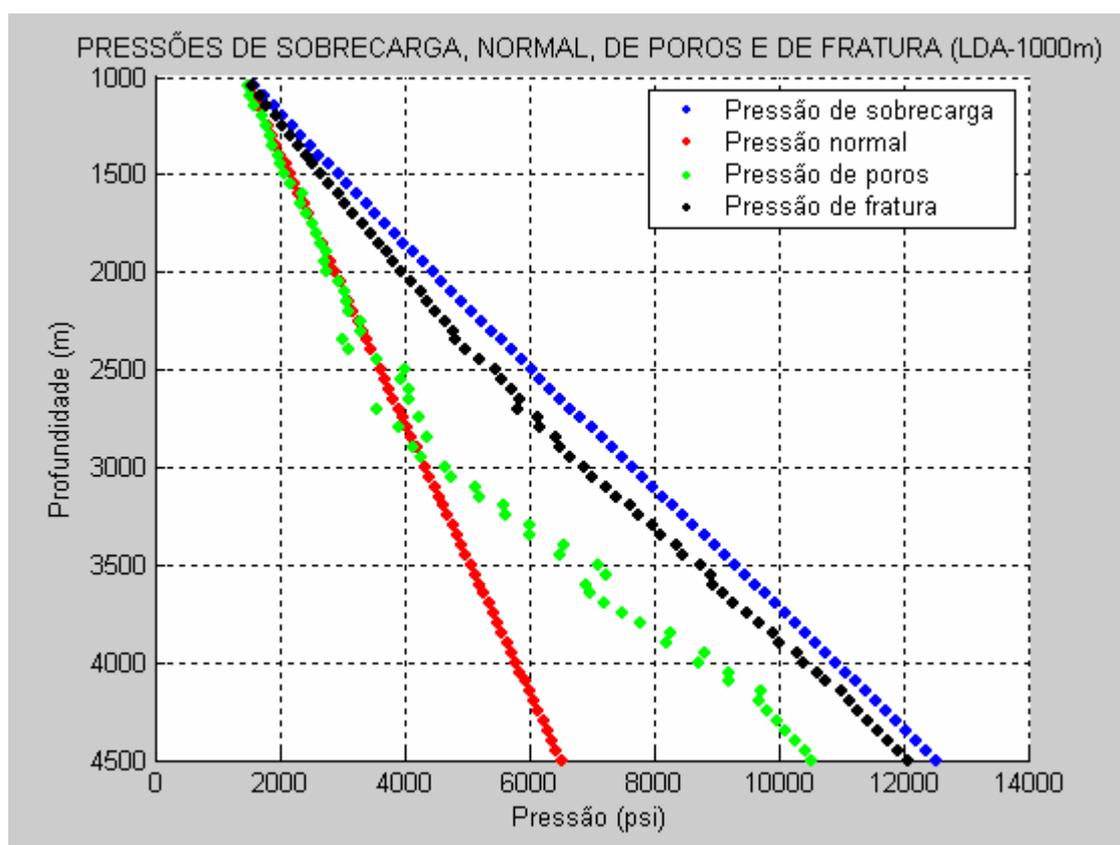


Figura 5.3 – Comparação entre as pressões de sobrecarga, hidrostática, poros e fratura para LDA de 1000 m.

Com os dados de gradiente de sobrecarga e de gradiente de pressão de poros aplicaram-se os principais modelos indiretos utilizados pela indústria do petróleo para predição do gradiente de fratura visando compará-los com o modelo proposto.

Os modelos usados para comparação com o modelo proposto são: de Hubbert e Willis (1957), Matthews e Kelly (1967), Christman (1973), Daines (1982), Simmons e Rau (1988), Zamora (1989), Traugott (1997), Eaton (1969), Tensão mínima vista em Rocha e Azevedo (2009), Aadnoy (2008) e duas correlações específicas vistas em Rocha^(b) *et al* (2004). As equações referentes a cada modelo referido são vistas no sub-ítem 2.3.1.5.

5.1.3 Origem dos dados de entrada

As equações de cada modelo indireto inseridas no programa MatLab mostrado no Anexo II para geração dos perfis de geopressão utilizaram os tempos de trânsito do perfil sônico da Tabela 5.1 como dados de entrada. Exceto o modelo de Traugott que não precisa utilizar tempo de trânsito para determinação da densidade dos sedimentos, porque possui uma equação empírica que determina a densidade dos sedimentos diretamente em função da variação de espessura da camada de sedimentos sem utilizar dados de tempo de trânsito.

Os valores dos gradientes de pressão de poros e de sobrecarga vistos na Tabela 5.2 foram obtidos com a simulação para a LDA de 1000 m os quais serviram de base para calcular o gradiente de fratura através dos diferentes modelos visto na Figura 5.18 e os valores na Tabela A1 no Anexo VIII.

Os valores de coeficiente de Poisson utilizados no programa MatLab para determinação do gradiente de fratura foram obtidos por duas formas distintas, que são: obtido pela Equação 2.14 de Eaton utilizada no Golfo do México para LDA < 4999,9 ft (1523,89 m) e obtido pela Equação 2.17 que é função da relação entre as ondas compressoriais (V_p) e as ondas transversais (V_s) vista em Castagna *et al* (1993).

Os valores da velocidade da onda compressional são inversos ao valor de tempo de trânsito e a onda transversal é obtida em função da onda compressional através da Equação 2.19 de Castagna *et al* (1993).

Para determinação do gradiente de fratura pelo modelo de Matthews e Kelly (1967) utilizam-se os valores de K que variam de 0,3 a 1,0, obtidos diretamente das curvas da Costa do Golfo do Sul do Texas e de Louisiana.

5.1.4 Premissas para simulação de cada método para LDA de 1000 m.

Para a execução do programa MatLab é necessário que o tamanho do vetor profundidade que é denominado no programa por “Pro” seja igual ao tamanho do vetor referente ao tempo de

trânsito observado denominado no programa por “TT₀”. Para o caso deste poço, o programa é executado com a profundidade variando em intervalo constante de 50 metros conforme os dados da Tabela 5.1 determinando o tamanho do vetor correspondente a 71 valores.

As medidas de profundidade utilizadas no programa são todas relativas à mesa rotativa. O valor do gradiente de pressão de poros utilizado para determinação do gradiente de fratura em todos os modelos foi obtido através do modelo de Eaton (1969) o qual foi escolhido para ser aplicado nos diversos modelos por ser o mais utilizado pela indústria.

A simulação utiliza os mesmos valores de gradiente de sobrecarga e pressão de poros em todos os modelos objetivando se comparar os diferentes resultados para gradiente de fratura obtido pelos diferentes modelos. Exceto o modelo de Traugott que utiliza os seus próprios dados preditivos.

De acordo com Rocha e Azevedo (2009) valores de gradiente de pressão de poros calculados menores que 8,5 lb/gal considera-se igual a 8,5 lb/gal (gradiente normal geralmente assumido).

5.1.5 Resultados de gradiente de sobrecarga e pressão de poros obtidos do programa

Utilizando o programa MatLab obteve-se os dados de gradiente de sobrecarga e gradiente de pressão de poros visto na Tabela 5.2 com os quais se calculou o gradiente de fratura através dos doze modelos distintos obtendo-se os perfis de geopressões apresentados na Figura 5.5, Figura 5.6, Figura 5.7, Figura 5.8, Figura 5.9, Figura 5.10, Figura 5.12, Figura 5.13, Figura 5.15 e Figura 5.16.

Tabela 5.2 – Comparação entre os valores obtidos com a simulação para LDA de 1000 m.

Prof. (m)	Gradientes calculados em todos os modelos		Gradientes calculados por Traugott	
	Gradiente de Sobrecarga (lb/gal)	Gradiente de Pressão de Poros (lb/gal)	Gradiente de Sobrecarga (lb/gal)	Gradiente de Pressão de Poros (lb/gal)
1000	8,34	9,17	8,01	8,68
1050	8,76	9,01	8,40	8,53
1100	9,14	8,89	8,77	8,42
1150	9,48	8,81	9,12	8,34
1200	9,79	8,95	9,44	8,50
1250	10,07	8,89	9,74	8,43
1300	10,34	8,85	10,02	8,40
1350	10,60	8,74	10,28	8,27

1400	10,83	8,79	10,52	8,33
1450	11,06	8,74	10,76	8,27
1500	11,27	8,68	10,97	8,21
1550	11,47	8,73	11,18	8,26
1600	11,65	9,09	11,38	8,65
1650	11,83	8,82	11,56	8,36
1700	12,00	8,86	11,74	8,40
1750	12,16	8,90	11,91	8,45
1800	12,32	8,89	12,07	8,44
1850	12,46	8,89	12,22	8,44
1900	12,60	8,95	12,37	8,50
1950	12,74	8,70	12,51	8,24
2000	12,88	8,62	12,64	8,15
2050	13,00	8,88	12,77	8,43
2100	13,13	8,95	12,89	8,50
2150	13,24	8,87	13,01	8,42
2200	13,36	8,79	13,13	8,34
2250	13,47	9,02	13,24	8,57
2300	13,58	8,86	13,35	8,41
2350	13,69	8,10	13,45	7,61
2400	13,80	8,17	13,55	7,69
2450	13,90	8,95	13,65	8,50
2500	13,99	9,76	13,74	9,34
2550	14,08	9,48	13,83	9,05
2600	14,17	9,58	13,92	9,15
2650	14,25	9,42	14,01	8,99
2700	14,35	8,25	14,09	7,77
2750	14,43	9,45	14,17	9,02
2800	14,52	8,71	14,25	8,26
2850	14,60	9,38	14,33	8,95
2900	14,68	8,82	14,40	8,37
2950	14,76	8,95	14,48	8,50
3000	14,83	9,53	14,55	9,10
3050	14,91	9,55	14,62	9,12
3100	14,98	10,09	14,69	9,67
3150	15,04	10,02	14,75	9,60
3200	15,11	10,54	14,82	10,13
3250	15,17	10,49	14,88	10,08
3300	15,23	10,97	14,94	10,57
3350	15,29	10,83	15,00	10,43
3400	15,34	11,54	15,06	11,15
3450	15,40	11,27	15,12	10,88
3500	15,45	12,09	15,18	11,73
3550	15,49	12,14	15,23	11,78
3600	15,55	11,49	15,29	11,12
3650	15,60	11,45	15,34	11,07
3700	15,65	11,67	15,39	11,29
3750	15,70	11,95	15,45	11,59

3800	15,74	12,22	15,50	11,87
3850	15,78	12,74	15,55	12,41
3900	15,83	12,48	15,60	12,15
3950	15,86	13,22	15,64	12,91
4000	15,90	12,90	15,69	12,59
4050	15,94	13,42	15,74	13,13
4100	15,98	13,28	15,78	12,99
4150	16,01	13,82	15,83	13,56
4200	16,04	13,63	15,87	13,36
4250	16,07	13,63	15,92	13,38
4300	16,11	13,69	15,96	13,44
4350	16,14	13,70	16,00	13,46
4400	16,17	13,75	16,05	13,52
4450	16,21	13,81	16,09	13,58
4500	16,24	13,82	16,13	13,60

A Tabela 5.2 mostra a diferença entre os valores de sobrecarga e pressão de poros obtidos por Traugott (Amoco) e a obtida pelos outros modelos. Essa diferença é explicada em descrição detalhada vista no item 5.1.8 e na Tabela 5.19 e Figura 5.20. E complementada em descrição feita no item 5.1.9 e vista na Figura 5.22 com dados comparativos na Tabela 5.20.

5.1.6 Resultados obtidos pelo programa MatLab para valores do coeficiente de Poisson através de Eaton e pela relação V_s/V_p

A curva de coeficiente de Poisson para LDA de 1000 m pode ser obtido pela equação de Eaton e pela relação V_s/V_p vista em Castagna *et al* (1993). O perfil do coeficiente de Poisson apresentando as referidas curvas é visto na Figura 5.4 e seus valores são vistos na Tabela 5.3.

A diferença observada entre as curvas de coeficiente de Poisson vista na Figura 5.4 é devido o fato de que o coeficiente de Poisson ser calculado pela Equação 2.12 de Eaton, a qual é uma equação do 2º grau função apenas da profundidade, enquanto que a curva obtida pela relação V_s/V_p depende dos valores de velocidade das ondas compressoriais as quais representam os valores de TT_0 em cada profundidade.

Visualizando-se a Figura 5.4 pode-se verificar que os sedimentos mais superficiais sofreram mais deformações laterais e esse fenômeno ocorreu de forma decrescente com o aumento da profundidade. Essa tendência teve esse comportamento até a profundidade de 3000 m.

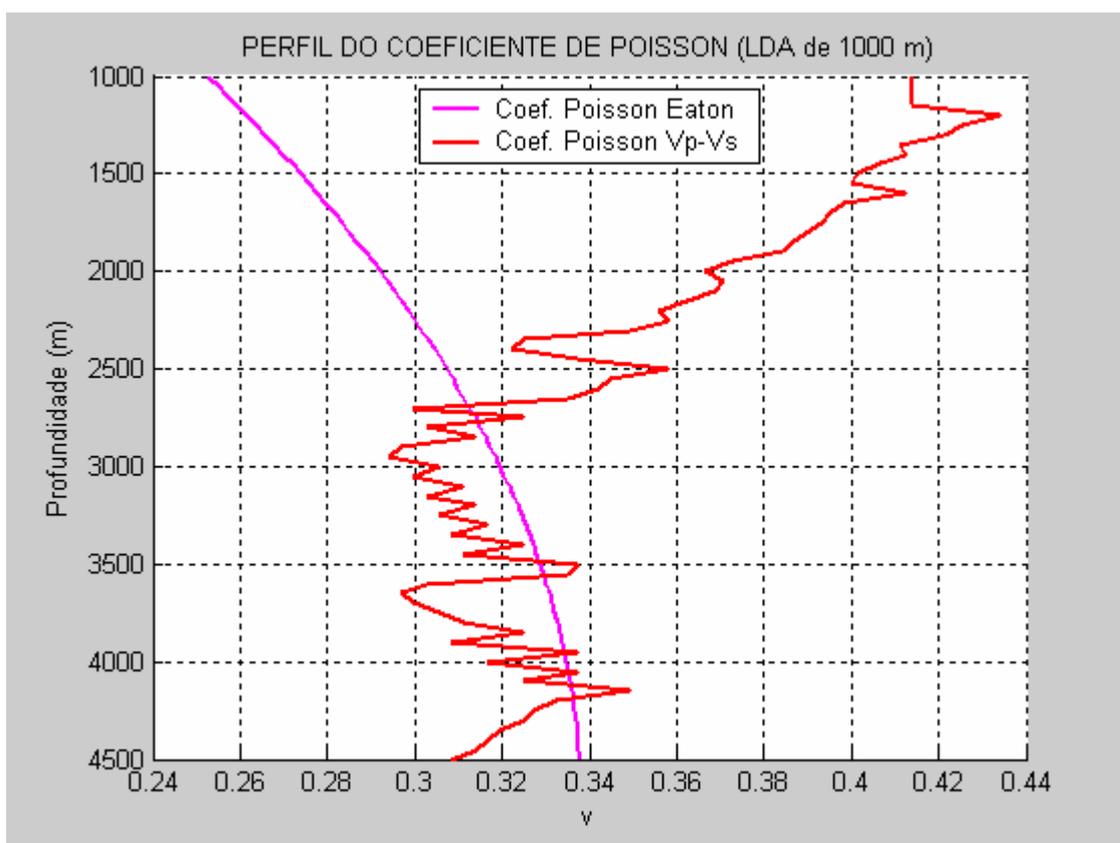


Figura 5.4 - Comparação entre as curvas de coeficiente de Poisson obtido pela equação de Eaton e pela relação V_s/V_p .

Pode-se interpretar que a sobrecarga imposta pela pressão da coluna hidrostática de 1000 m da água do mar sobre os sedimentos superficiais do fundo do mar provocou mais deformação em função da pouca resistência do assoalho submarino. Com aumento da profundidade o efeito da compactação tornou mais consistente o agregado de sedimentos causando menor deformação lateral.

A partir de 3000 m a deformação lateral cresce com a profundidade mostrando uma tendência de plasticidade dos sedimentos causada pela maior compressibilidade dentro da zona anormalmente pressurizada que é mais porosa.

Essa maior deformação é justificada porque os espaços vazios, por sofrer maior compressibilidade, deformam-se primeiro do que os grãos, alterando as trajetórias de fluxo e, conseqüentemente, as propriedades de fluxo do meio.

Tabela 5.3 - Valores do coeficiente de Poisson obtido por Eaton e pela relação Vs/Vp

Prof. (m)	Coeficiente de Poisson		Prof. (m)	Coeficiente de Poisson	
	Eq. Eaton	Rel. Vs/Vp		Eq. Eaton	Rel. Vs/Vp
1000	0,2525	0,4141	2800	0,3150	0,3028
1050	0,2548	0,4141	2850	0,3162	0,3141
1100	0,2570	0,4141	2900	0,3173	0,2969
1150	0,2592	0,4141	2950	0,3185	0,2939
1200	0,2614	0,4343	3000	0,3195	0,3057
1250	0,2635	0,4253	3050	0,3206	0,2999
1300	0,2657	0,4212	3100	0,3216	0,3114
1350	0,2677	0,4111	3150	0,3226	0,3028
1400	0,2698	0,4126	3200	0,3236	0,3141
1450	0,2718	0,4064	3250	0,3245	0,3057
1500	0,2738	0,4016	3300	0,3254	0,3169
1550	0,2758	0,4000	3350	0,3263	0,3085
1600	0,2777	0,4126	3400	0,3271	0,3248
1650	0,2796	0,3983	3450	0,3279	0,3114
1700	0,2815	0,3949	3500	0,3287	0,3375
1750	0,2833	0,3932	3550	0,3294	0,3350
1800	0,2852	0,3897	3600	0,3301	0,3028
1850	0,2869	0,3861	3650	0,3308	0,2969
1900	0,2887	0,3843	3700	0,3315	0,2999
1950	0,2904	0,3728	3750	0,3321	0,3057
2000	0,2921	0,3667	3800	0,3327	0,3114
2050	0,2938	0,3708	3850	0,3333	0,3248
2100	0,2954	0,3687	3900	0,3338	0,3085
2150	0,2970	0,3625	3950	0,3343	0,3375
2200	0,2986	0,3560	4000	0,3348	0,3169
2250	0,3001	0,3582	4050	0,3352	0,3375
2300	0,3016	0,3493	4100	0,3356	0,3248
2350	0,3031	0,3248	4150	0,3360	0,3493
2400	0,3045	0,3222	4200	0,3364	0,3325
2450	0,3060	0,3375	4250	0,3367	0,3274
2500	0,3073	0,3582	4300	0,3370	0,3248
2550	0,3087	0,3446	4350	0,3372	0,3195
2600	0,3100	0,3423	4400	0,3375	0,3169
2650	0,3113	0,3350	4450	0,3377	0,3141
2700	0,3126	0,2999	4500	0,3378	0,3085
2750	0,3138	0,3248			

Os valores de coeficiente de Poisson obtidos pela relação Vs/Vp são mais representativos por serem relacionados diretamente da formação através dos dados sísmicos ou do perfil sônico. Enquanto que os valores de coeficiente de Poisson pela equação de Eaton são valores generalizados para qualquer formação.

5.1.6.1 Comparação entre os modelos de Eaton e o proposto

A Figura 5.5 mostra o perfil de geopressões com a curva do gradiente de fratura do modelo de Eaton (1969) o qual é comparada com a curva do modelo proposto.

Verifica-se na Figura 5.5 que a sobrecarga por ser um somatório, ou seja, pressão acumulada, o valor do gradiente de sobrecarga sempre cresce com o aumento da profundidade, diferentemente dos demais gradientes de pressões.

Observa-se na Figura 5.5 que na profundidade de 2500 m verifica-se um aumento do gradiente de pressão de poros de 8,5 lb/gal para 9,38 lb/gal e logo após há uma redução na pressão de poros com variação de 0,5 lb/gal até a profundidade de 2950 m com 8,5 lb/gal.

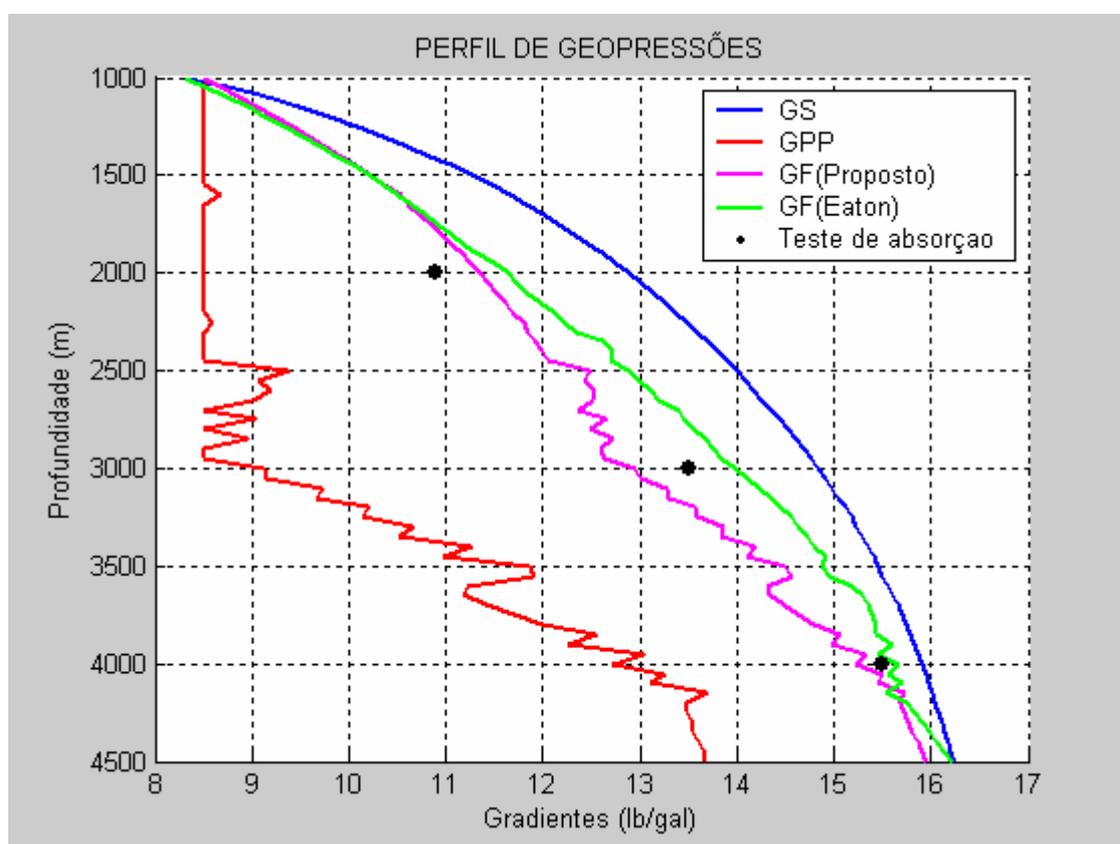


Figura 5.5 – Comparação entre os gradientes de fratura de Eaton (1969) e o modelo proposto em relação aos testes de absorção com dados de Rocha e Azevedo (2009).

No perfil de geopressões da Figura 5.5 verifica-se dois momentos críticos para a perfuração. Um dentro da zona normal e o outro na zona anormalmente pressurizada. O primeiro para risco de influxo, caso haja acumulações de óleo ou gás, entre a profundidade de 2450 m e 2500 m devido o aumento brusco da pressão de poros de 3548,6 psi para 4009,4 psi, respectivamente. E o

segundo risco verificado na profundidade de 3550 m até a profundidade de 3650 m, zona propícia à perda de circulação. A pressão da formação caiu de 7245,8 psi para 6981,1 psi. Esse recuo de pressão também induz o risco de prisão da ferramenta por diferencial de pressão durante as operações de perfuração.

A redução no gradiente de pressão de poros causa reflexo no valor do gradiente de fratura real conhecido como teste de absorção devido sua relação de dependência com o gradiente de sobrecarga e o gradiente de pressão de poros.

Verifica-se pela Tabela 5.4 que o modelo de Eaton superou o valor do teste de absorção nas três profundidades onde foram realizados os testes. Superando com 0,73 lb/gal na 1ª profundidade de teste, com 0,48 lb/gal na 2ª profundidade e 0,15 lb/gal na 3ª profundidade. Enquanto que o modelo proposto superou com 0,44 lb/gal apenas na profundidade de 2000 m.

Tabela 5.4 – Comparação dos resultados entre os modelos de Eaton e o proposto.

LDA (m)	Profundidade De Teste (m)	Teste Absorção (lb/gal)	Modelos					
			Eaton			Proposto		
			GF	ERP	Erro	GF	ERP	Erro
			(lb/gal)	(%)	(lb/gal)	(lb/gal)	(%)	(lb/gal)
1000	2000	10,9	11,63	6,70	-0,73	11,34	4,11	-0,44
	3000	13,5	13,98	3,61	-0,48	12,94	4,11	0,55
	4000	15,5	15,65	1,02	-0,15	15,22	1,76	0,27

Quanto à precisão, o modelo proposto foi mais preciso que o de Eaton somente na profundidade de 2000 m.

5.1.6.2 Comparação entre os modelos de Hubbert e Willis e o proposto

A Figura 5.6 mostra o perfil de geopressões obtido pelo método de Hubbert e Willis (1957) o qual é comparado à curva do gradiente de fratura com a do modelo proposto em relação aos valores de teste de absorção.

Neste perfil verifica-se que a curva de gradiente de fratura de Hubbert e Willis supera o valor do teste de absorção na profundidade de 2000 m em 0,52 lb/gal e fica com valor de 0,56 lb/gal menor que o teste de absorção na profundidade de 3000 m e 0,65 lb/gal, menor que o teste de absorção na profundidade de 4000 m. Verifica-se pela Tabela 5.5 que nas profundidades de 2000 m e 4000 m o modelo proposto apresenta maior precisão que o modelo de Hubbert e Willis. E na profundidade de 3000 m apresentam a mesma precisão.

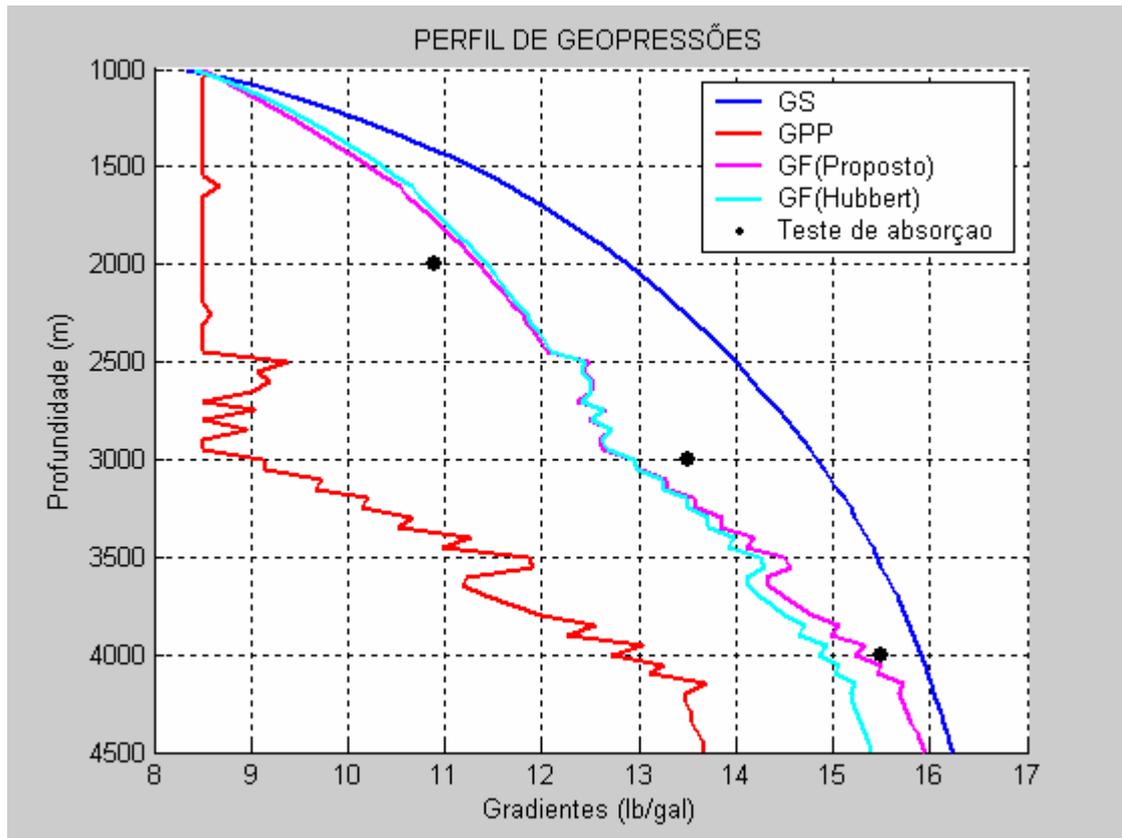


Figura 5.6 – Comparação entre os gradientes de fratura de Hubbert e Willis e o modelo proposto em relação aos testes de absorção com dados de Rocha e Azevedo (2009).

Tabela 5.5 - Comparação dos resultados entre os modelos de Hubbert e o proposto.

LDA (m)	Profundidade De Teste (m)	Teste Absorção (lb/gal)	Modelos					
			Hubbert			Proposto		
			GF	ERP	Erro	GF	ERP	Erro
			(lb/gal)	(%)	(lb/gal)	(lb/gal)	(%)	(lb/gal)
1000	2000	10,9	11,42	4,78	-0,52	11,34	4,11	-0,44
	3000	13,5	12,93	4,17	0,56	12,94	4,11	0,55
	4000	15,5	14,84	4,23	0,65	15,22	1,76	0,27

5.1.6.3 Comparação entre os modelos de Matthews e Kelly e o proposto

A Figura 5.7 mostra o perfil de geopressões obtido pelo método de Matthews e Kelly (1967) o qual é comparado à curva do gradiente de fratura com a do modelo proposto em relação ao teste de absorção.

O método de Matthews e Kelly diferentemente dos outros modelos assume um gradiente de sobrecarga constante e igual a 1,0 psi/ft (~3,28 psi/m). Possui uma janela operacional menor na zona normalmente pressurizada e na zona anormalmente pressurizada mostra tendência de crescimento que atinge o fundo do poço próximo ao valor do gradiente de sobrecarga.

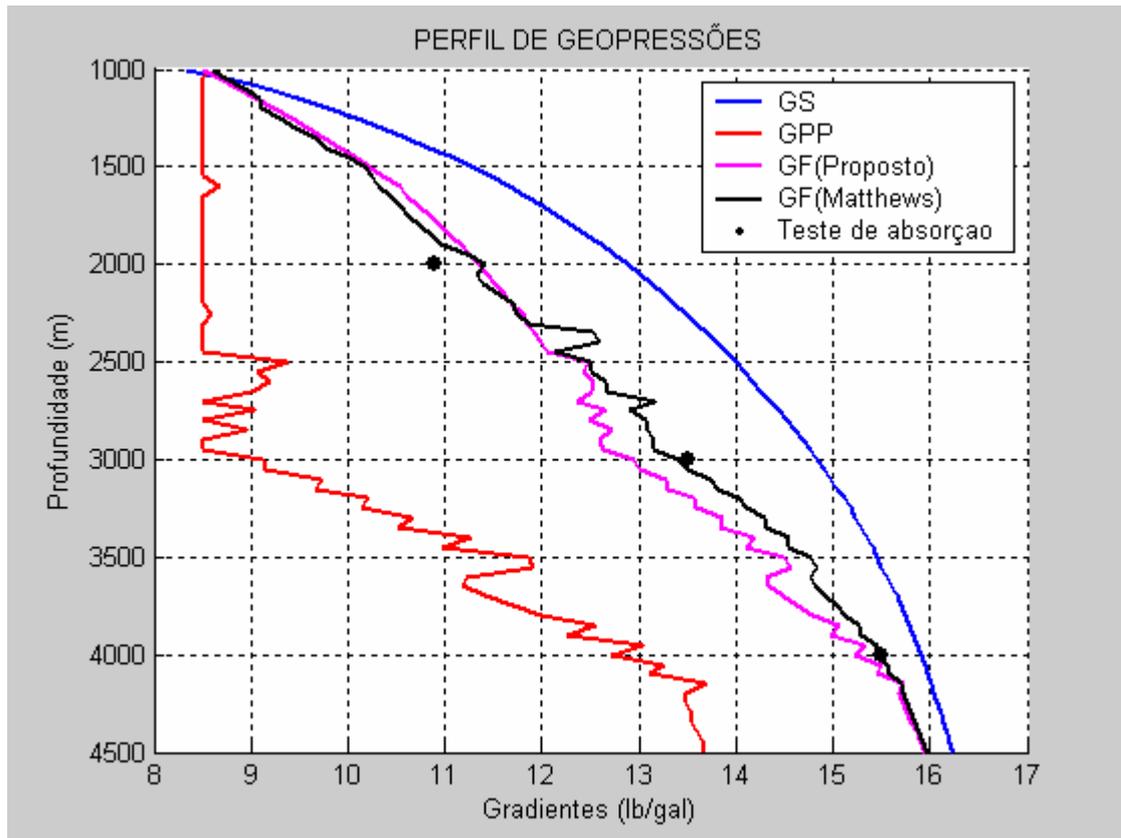


Figura 5.7 – Comparação entre os gradientes de fratura de Matthews e Kelly e o modelo proposto em relação aos testes de absorção de Rocha e Azevedo (2009).

Verifica-se pela Tabela 5.6 que o modelo de Matthews e Kelly apresenta maior precisão que o modelo proposto nas profundidades de 3000 m e 4000 m.

Verifica-se um resalto na curva de Matthews entre as profundidades de 2350 m e 2400 m causado pelos valores de tempos de trânsito baixo medido neste intervalo os quais influenciaram diretamente na densidade dos sedimentos e no respectivo valor de K.

Tabela 5.6 - Comparação dos resultados entre os modelos de Matthews e o proposto.

LDA (m)	Profundidade De Teste (m)	Teste Absorção (lb/gal)	Modelos					
			Matthews			Proposto		
			GF (lb/gal)	ERP (%)	Erro (lb/gal)	GF (lb/gal)	ERP (%)	Erro (lb/gal)
1000	2000	10,9	11,40	4,61	-0,50	11,34	4,11	-0,44
	3000	13,5	13,39	0,74	0,10	12,94	4,11	0,55
	4000	15,5	15,44	0,38	0,05	15,22	1,76	0,27

5.1.6.4 Comparação entre os modelos da tensão mínima e o proposto

De acordo com Rocha e Azevedo (2009) o modelo da tensão mínima é o mais utilizado pelas companhias de petróleo no caso de poços verticais. Baseia-se na hipótese de que a rocha não

possui qualquer resistência à tração e que a pressão no poço atinja a tensão mínima para propagar a fratura.

No perfil da Figura 5.8 mostra-se o perfil de geopressão obtido com a aplicação do modelo da tensão mínima comparado ao modelo proposto e os valores de K obtido encontram-se na Tabela 5.7.

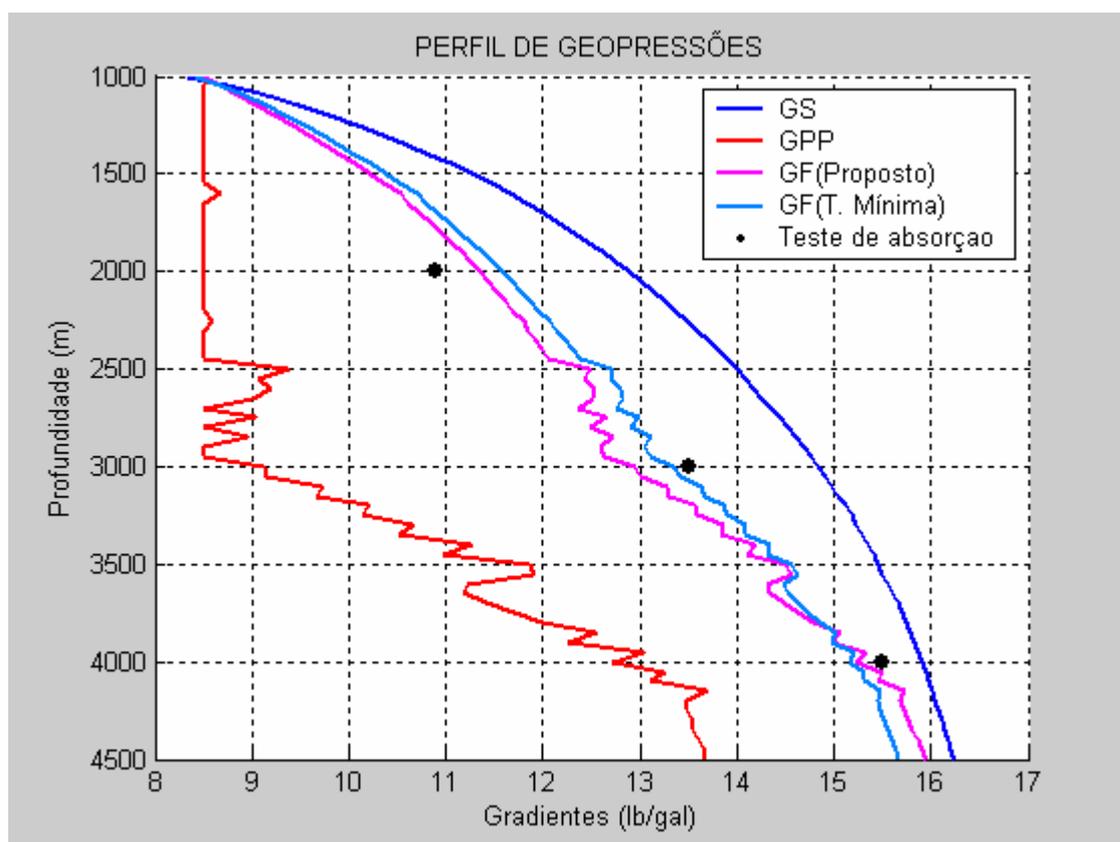


Figura 5.8 – Comparação entre os gradientes de fratura da tensão mínima e o modelo proposto em relação aos testes de absorção com dados de Rocha e Azevedo (2009).

Pelo referido modelo são utilizados o valor do teste de absorção, o valor do gradiente de pressão de poros e a sobrecarga, todos na mesma profundidade aplicados a Equação 2.20 para se obter o valor de “k” de cada profundidade.

Esse procedimento denominado calibração é feito com os demais valores de teste de absorção disponíveis na área para se obter um valor único para K através de uma equação em função da profundidade de sedimentos utilizada para todo intervalo do poço.

A equação do valor de K é obtida pelo método dos mínimos quadrados que representa a melhor tendência para todos os valores de K disponíveis na área. Essa forma de calibração é a mesma utilizada por Eaton em seu modelo no seu artigo rerepresentado em Eaton e Eaton (1997).

Tabela 5.7 – Valores de K para cada valor de teste de absorção pelo modelo da tensão mínima.

Prof. teste (m)	Espessura Sedimentos (m)	Teste de absorção (lb/gal)	Sobrecarga (lb/gal)	Pressão de poros (lb/gal)	K (real)
2000	1000	10,9	12,8831	8,1364	0,5822
3000	2000	13,5	14,8387	9,1303	0,7655
4000	3000	15,5	15,9096	12,7126	0,8719

Observando-se a Figura 5.8 e pela Tabela 5.8 verifica-se que o modelo da tensão mínima mostrou-se mais eficiente que o proposto apenas na profundidade de 3000 m e na profundidade de 2000 m excedeu o valor do teste de absorção em 0,67 lb/gal.

Tabela 5.8 - Comparação dos resultados entre os modelos da tensão mínima e o proposto.

LDA (m)	Profundidade De Teste (m)	Teste Absorção (lb/gal)	Modelos					
			T. Mínima			Proposto		
			GF	ERP	Erro	GF	ERP	Erro
			(lb/gal)	(%)	(lb/gal)	(lb/gal)	(%)	(lb/gal)
1000	2000	10,9	11,57	6,19	-0,67	11,34	4,11	-0,44
	3000	13,5	13,34	1,13	0,15	12,94	4,11	0,55
	4000	15,5	15,15	2,20	0,34	15,22	1,76	0,27

5.1.6.5 Comparação entre os modelos de Christman e o proposto

Na Figura 5.9 tem-se o perfil de geopressões obtido com o modelo de Christman que mostra menor variação no comportamento de sua curva de gradiente de fratura com boa aproximação em relação aos valores de teste de absorção.

Verifica-se na Figura 5.9 que o comportamento da curva de gradiente de fratura de Christman não sofre muita influência do gradiente de pressão de poros como os outros modelos analisados apresentados nos perfis de geopressões.

Verifica-se na Figura 5.9 que o modelo de Christman descreve uma trajetória quase uniforme com pequenas variações de inclinação sem, no entanto se distanciar dos valores dos testes de absorção. O coeficiente de tensão da matriz desse modelo é obtido em função das densidades dos sedimentos com a profundidade.

Observa-se na Figura 5.9 e pela Tabela 5.9 que o modelo de Christman foi mais eficiente que o modelo proposto apenas na profundidade de 3000 m. O modelo proposto faltou 0,55 lb/gal para igualar o valor com o teste de absorção e o de Christman excedeu o teste em 0,28 lb/gal.

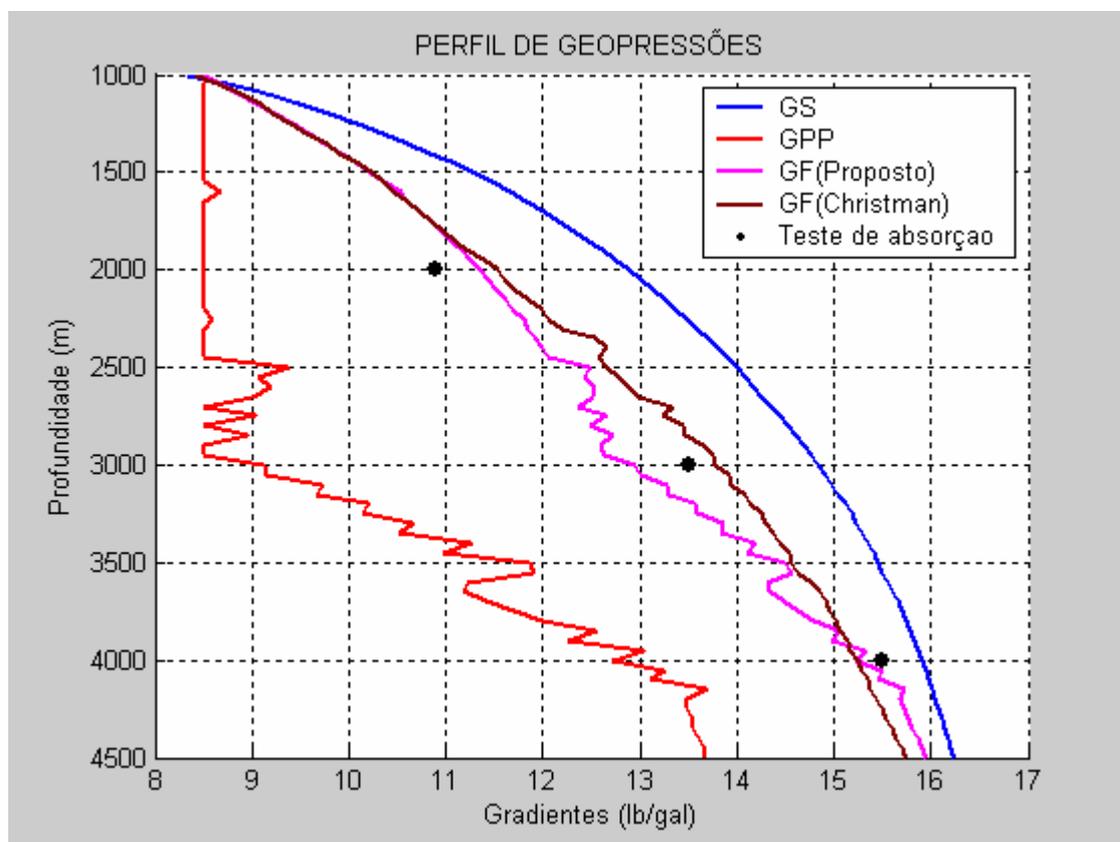


Figura 5.9 – Comparação entre os gradientes de fratura de Christman (1973) e o modelo proposto em relação aos testes de absorção com dados de Rocha e Azevedo (2009).

Tabela 5.9 - Comparação dos resultados entre os modelos de Christman e o proposto.

LDA (m)	Profundidade De Teste (m)	Teste Absorção (lb/gal)	Modelos					
			Christman			Proposto		
			GF	ERP	Erro	GF	ERP	Erro
			(lb/gal)	(%)	(lb/gal)	(lb/gal)	(%)	(lb/gal)
1000	2000	10,9	11,54	5,90	-0,64	11,34	4,11	-0,44
	3000	13,5	13,78	2,08	-0,28	12,94	4,11	0,55
	4000	15,5	15,24	1,62	0,25	15,22	1,76	0,27

O modelo de Christman mostra um comportamento estável em todo intervalo do poço com pequenas variações se comparado aos outros modelos analisados. Porém, verifica-se um resalto na curva de Christman entre as profundidades de 2350 m e 2400 m, o mesmo fato que ocorreu na curva de Matthews que alterou o gradiente de fratura.

5.1.6.6 Comparação entre os modelos de Daines e o proposto

Na Figura 5.10 se vê o perfil de geopressões com o gradiente de fratura obtido com o modelo de Daines e o coeficiente de Poisson obtido por Eaton. Verifica-se que o gradiente de fratura de Daines é o mais estável entre todos analisados, porém, abaixo da profundidade de 3550 m se iguala ao gradiente de sobrecarga até atingir o fundo do poço. Além de superar o valor do teste de absorção em todas as profundidades de teste.

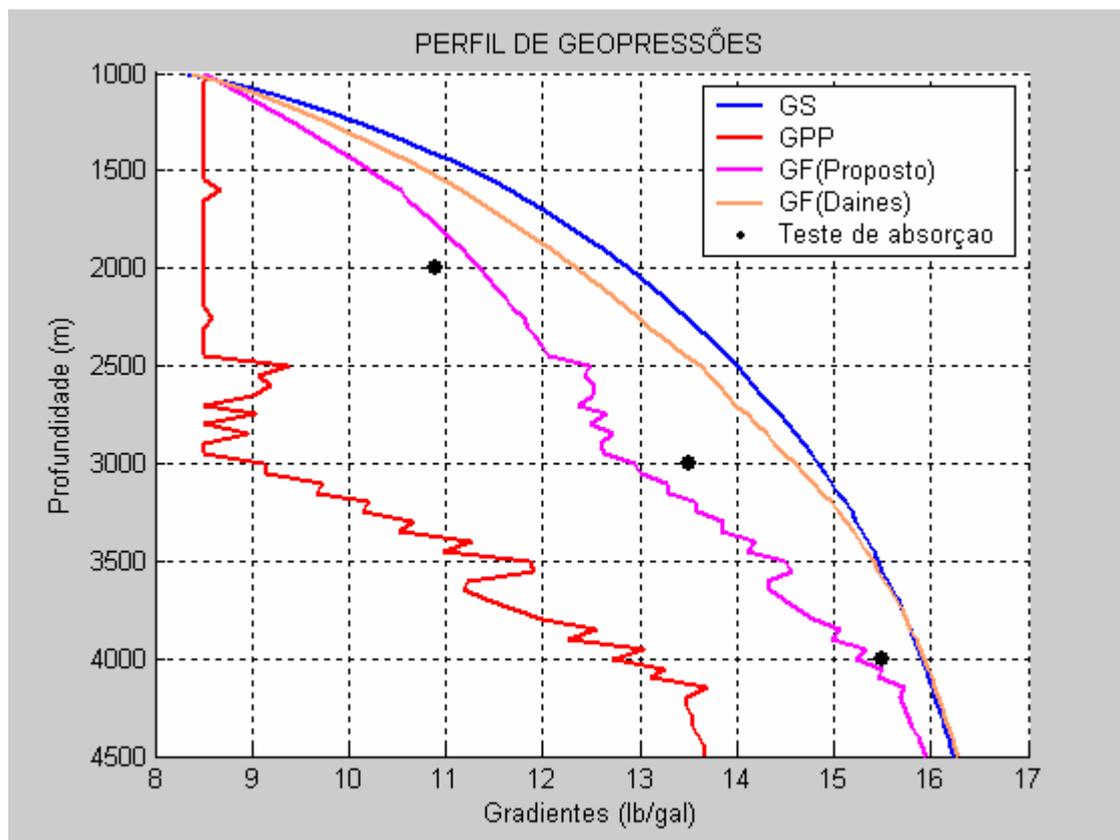


Figura 5.10 – Comparação entre os gradientes de fratura de Daines (1982) e o modelo proposto.

Observando-se a Figura 5.10 e pela Tabela 5.10 verifica-se que o modelo proposto mostrou-se mais eficiente do que o modelo de Daines em todas as profundidades de teste. E que o comportamento da curva do gradiente de fratura ficou mais estável até a profundidade do 1º teste, ou seja, com menor variação entre seus valores pontuais em cada profundidade.

Tabela 5.10 - Comparação dos resultados entre os modelos de Daines e o proposto.

LDA (m)	Profundidade De Teste (m)	Teste Absorção (lb/gal)	Modelos					
			Daines			Proposto		
			GF	ERP	Erro	GF	ERP	Erro
			(lb/gal)	(%)	(lb/gal)	(lb/gal)	(%)	(lb/gal)
1000	2000	10,9	12,34	13,26	-1,44	11,34	4,11	-0,44
	3000	13,5	14,60	8,15	-1,10	12,94	4,11	0,55
	4000	15,5	15,93	2,78	-0,43	15,22	1,76	0,27

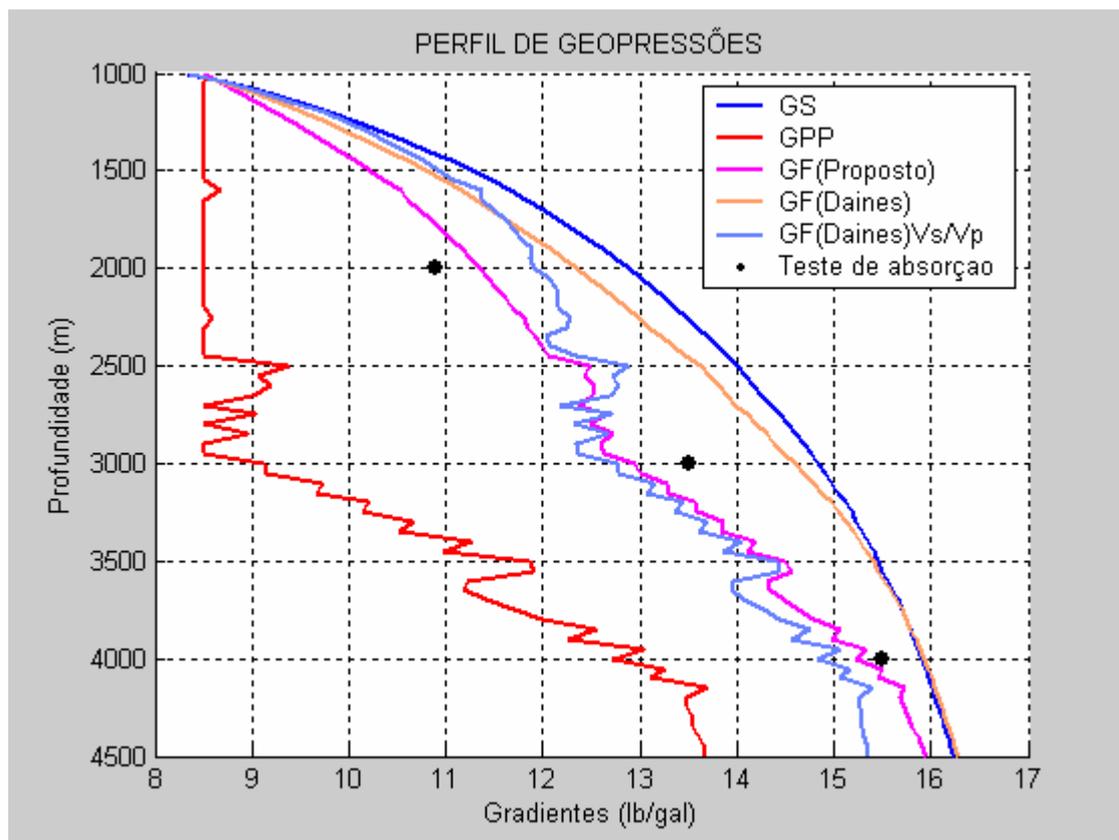


Figura 5.11 – Comparação entre os gradientes de fratura de Daines (1982) obtido com o coeficiente de Poisson de Eaton e pela relação V_s/V_p e o modelo proposto.

Na Figura 5.11 e pela Tabela 5.11 visualiza-se a diferença entre o modelo de Daines com o coeficiente de Poisson calculado por Eaton e calculado com a relação V_s/V_p , ambas comparadas ao modelo proposto em relação ao teste de absorção.

Verifica-se que o modelo de Daines calculado com a relação V_s/V_p é mais eficiente que o calculado com o coeficiente de Poisson da equação de Eaton.

Tabela 5.11 - Comparação dos resultados entre os modelos de Daines com Vs/Vp e o proposto.

LDA (m)	Profundidade De Teste (m)	Teste Absorção (lb/gal)	Modelos					
			Daines Vs/Vp			Proposto		
			GF	ERP	Erro	GF	ERP	Erro
			(lb/gal)	(%)	(lb/gal)	(lb/gal)	(%)	(lb/gal)
1000	2000	10,9	11,91	9,30	-1,01	11,34	4,11	-0,44
	3000	13,5	12,78	5,29	0,71	12,94	4,11	0,55
	4000	15,5	14,83	4,29	0,66	15,22	1,76	0,27

5.1.6.7 Comparação entre os modelos de Traugott e o proposto

Na Figura 5.12 compara-se os perfis de Traugott com o perfil do modelo proposto e conclui-se que apesar do modelo de Traugott não depender do tempo de trânsito para determinar a densidade dos sedimentos como dependem os outros modelos, mas mantém um comportamento relativamente uniforme em relação aos testes de absorção.

Os resultados apresentados na Tabela 5.12 mostram que a precisão do modelo de Traugott é bastante relevante para um método que estima o gradiente de fratura antes mesmo da execução da perfuração do poço e sem usar informações diretas do perfil sônico.

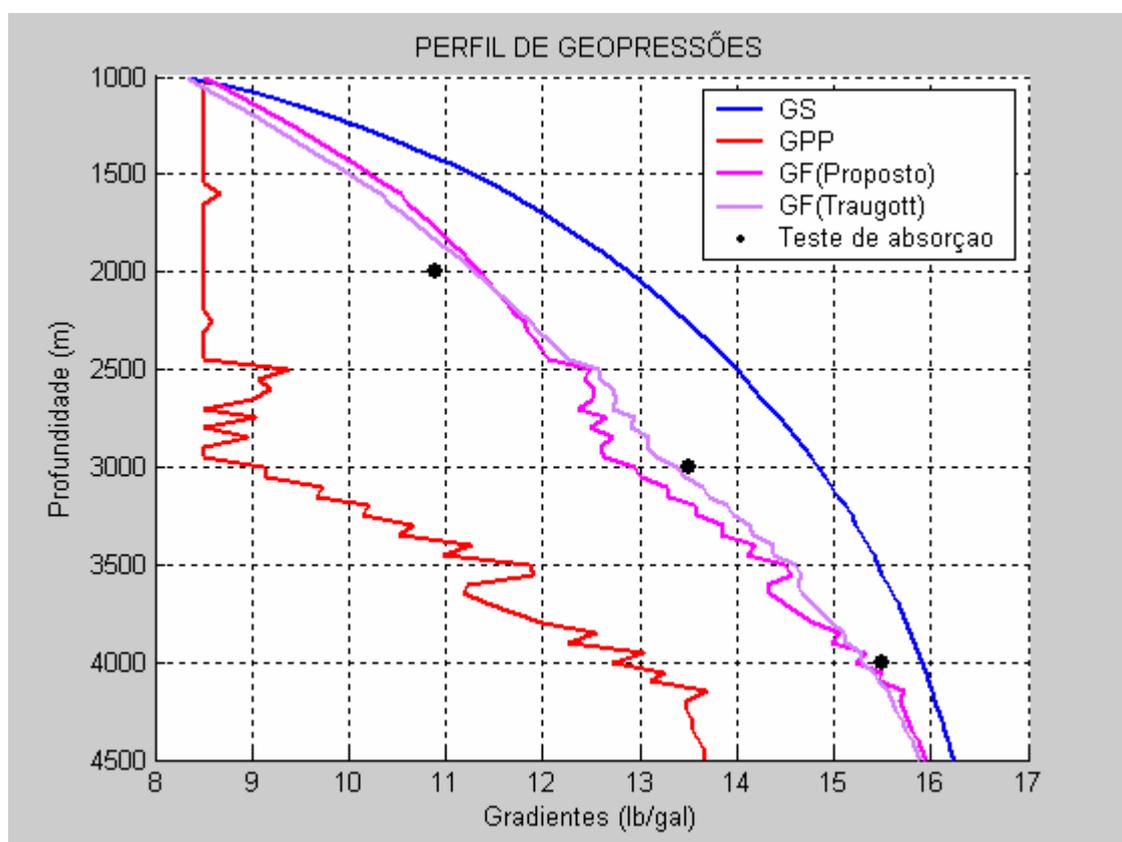


Figura 5.12 – Comparação entre os gradientes de fratura de Traugott (1997) e o modelo proposto em relação aos testes de absorção de Rocha e Azevedo (2009).

O método de Traugott foi o mais preciso de todos os modelos apresentados quando comparados aos três valores pontuais dos testes de absorção em suas referidas profundidades de teste para a LDA de 1000 m.

Tabela 5.12 - Comparação dos resultados entre os modelos de Traugott e o proposto.

LDA (m)	Profundidade De Teste (m)	Teste Absorção (lb/gal)	Modelos					
			Traugott			Proposto		
			GF	ERP	Erro	GF	ERP	Erro
			(lb/gal)	(%)	(lb/gal)	(lb/gal)	(%)	(lb/gal)
1000	2000	10,9	11,29	3,64	-0,39	11,34	4,11	-0,44
	3000	13,5	13,37	0,89	0,12	12,94	4,11	0,55
	4000	15,5	15,29	1,33	0,20	15,22	1,76	0,27

5.1.6.8 Comparação entre os modelos de Aadnoy e o proposto

Na Figura 5.13 e pela Tabela 5.13 a comparação feita entre o modelo proposto e o de Aadnoy (2008), utilizando o coeficiente de Poisson de Eaton.

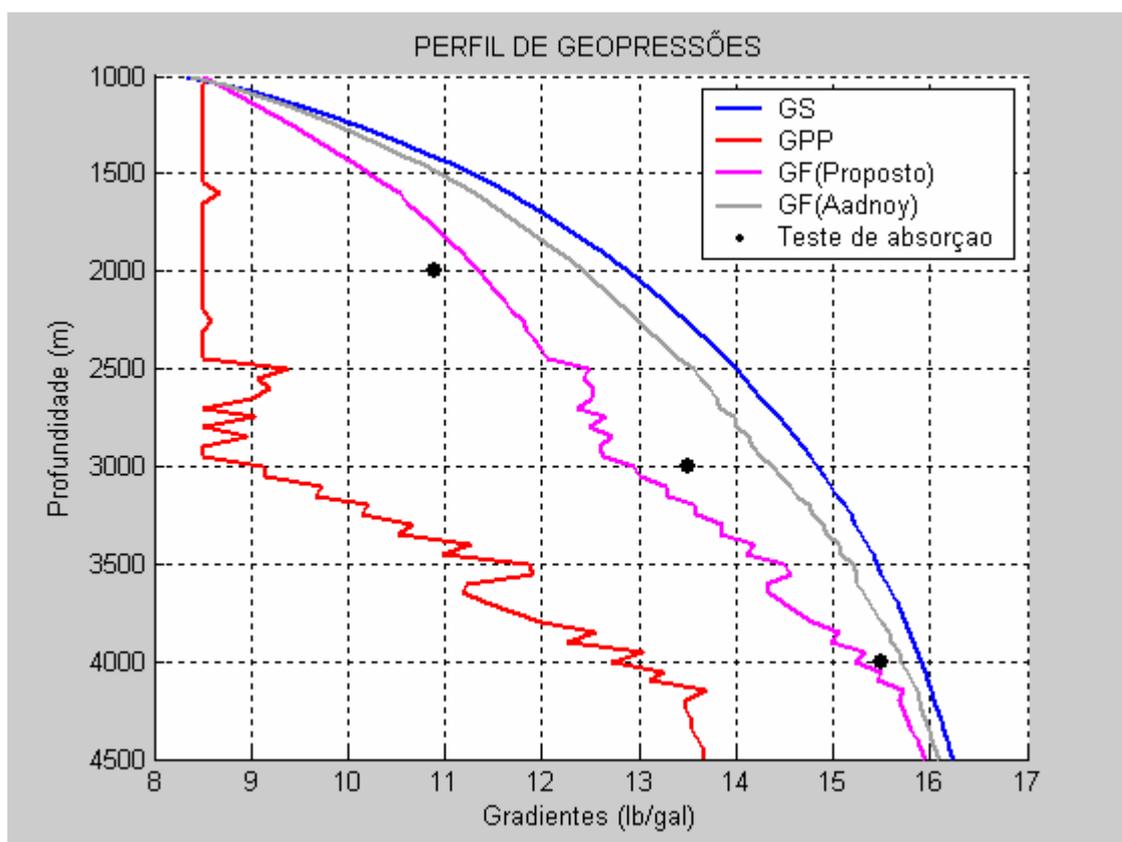


Figura 5.13 - Comparação entre os gradientes de fratura de Aadnoy (2008) com o coeficiente de Eaton e o modelo proposto.

Na Figura 5.14 visualiza-se a diferença entre o modelo de Aadnoy (2008) com coeficiente de Poisson calculado por Eaton e com a relação V_s/V_p , ambas comparadas com o modelo proposto em relação ao teste de absorção.

Tabela 5.13 - Comparação dos resultados entre os modelos de Aadnoy e o proposto.

LDA (m)	Profundidade De Teste (m)	Teste Absorção (lb/gal)	Modelos					
			Aadnoy			Proposto		
			GF	ERP	Erro	GF	ERP	Erro
			(lb/gal)	(%)	(lb/gal)	(lb/gal)	(%)	(lb/gal)
1000	2000	10,9	12,41	13,94	-1,51	11,34	4,11	-0,44
	3000	13,5	14,38	6,53	-0,88	12,94	4,11	0,55
	4000	15,5	15,70	1,32	-0,20	15,22	1,76	0,27

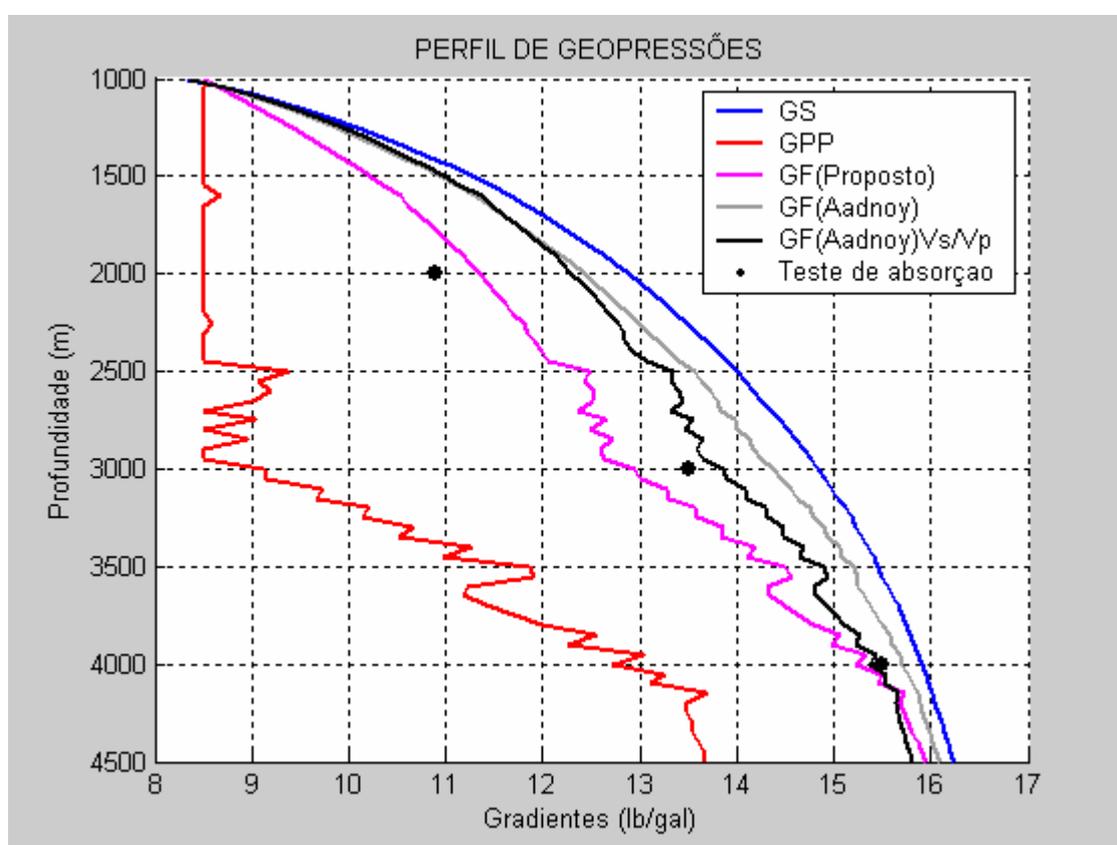


Figura 5.14 - Comparação entre os gradientes de fratura de Aadnoy (2008) obtido com o coeficiente de Eaton e com a relação V_s/V_p comparados ao modelo proposto.

Verifica-se na Figura 5.14 e pela Tabela 5.14 que o modelo de Aadnoy calculado a relação V_s/V_p é mais preciso que o modelo proposto nas profundidades de 3000 m e 4000 m.

E também é mais preciso em todas as profundidades do que o calculado com o coeficiente de Poisson de Eaton. Isto justifica que é mais confiável a utilização de valores coletados de uma fonte direta como o perfil sônico.

Tabela 5.14 - Comparação dos resultados entre os modelos de Aadnoy com Vs/Vp e o proposto.

LDA (m)	Profundidade De Teste (m)	Teste Absorção (lb/gal)	Modelos					
			Aadnoy Vs/Vp			Proposto		
			GF	ERP	Erro	GF	ERP	Erro
			(lb/gal)	(%)	(lb/gal)	(lb/gal)	(%)	(lb/gal)
1000	2000	10,9	12,28	12,73	-1,38	11,34	4,11	-0,44
	3000	13,5	13,85	2,60	-0,35	12,94	4,11	0,55
	4000	15,5	15,37	0,80	0,12	15,22	1,76	0,27

5.1.6.9 Comparação entre o modelo de Zamora e o proposto

Na Figura 5.15 mostra a curva do gradiente de fratura obtida com o modelo de Zamora (1989) o qual estabelece a técnica similar a Pennebaker para determinação da tensão da matriz da rocha e cria códigos para determinar a sobrecarga em função da idade geológica.

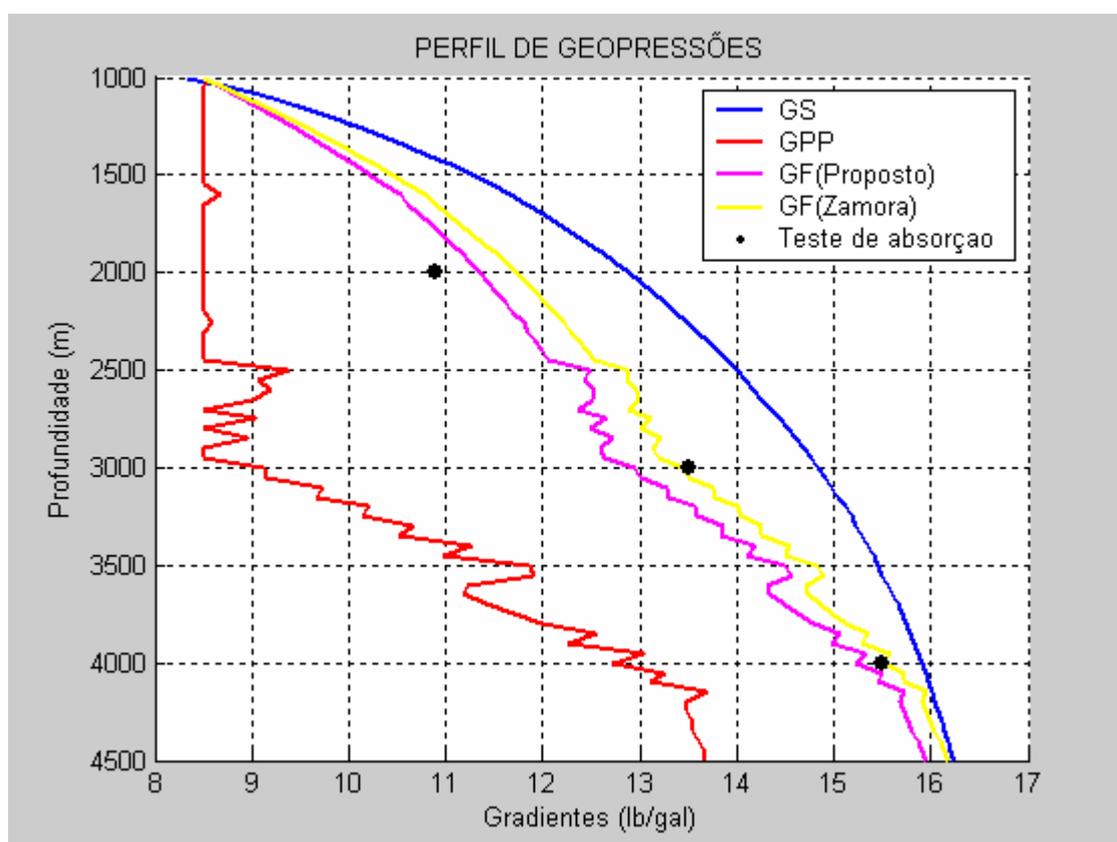


Figura 5.15 - Comparação entre os gradientes de fratura de Zamora (1989) e o modelo proposto.

Verifica-se pela Tabela 5.15 que o modelo de Zamora é o mais preciso entre os modelos analisados e tem comportamento similar com o modelo proposto. Inclusive, o modelo proposto usa os mesmos parâmetros de Zamora para determinação do gradiente de sobrecarga.

Tabela 5.15 - Comparação dos resultados entre os modelos de Zamora e o proposto.

LDA (m)	Profundidade De Teste (m)	Teste Absorção (lb/gal)	Modelos					
			Zamora			Proposto		
			GF	ERP	Erro	GF	ERP	Erro
			(lb/gal)	(%)	(lb/gal)	(lb/gal)	(%)	(lb/gal)
1000	2000	10,9	11,72	7,57	-0,82	11,34	4,11	-0,44
	3000	13,5	13,44	0,40	0,05	12,94	4,11	0,55
	4000	15,5	15,51	0,07	-0,01	15,22	1,76	0,27

Observa-se que o comportamento da curva do gradiente de fratura de Zamora é similar ao modelo proposto, porém, mostra maior precisão nas profundidades do 2º e 3º testes de absorção. Sendo menos preciso que o modelo proposto apenas na profundidade do 1º teste.

5.1.6.10 Comparação entre as correlações específicas e o modelo proposto

Observa-se na Figura 5.16, pela Tabela 5.16 e pela Tabela 5.17 a comparação feita entre o modelo proposto e duas correlações específicas descritas em Rocha(b) et al (2004).

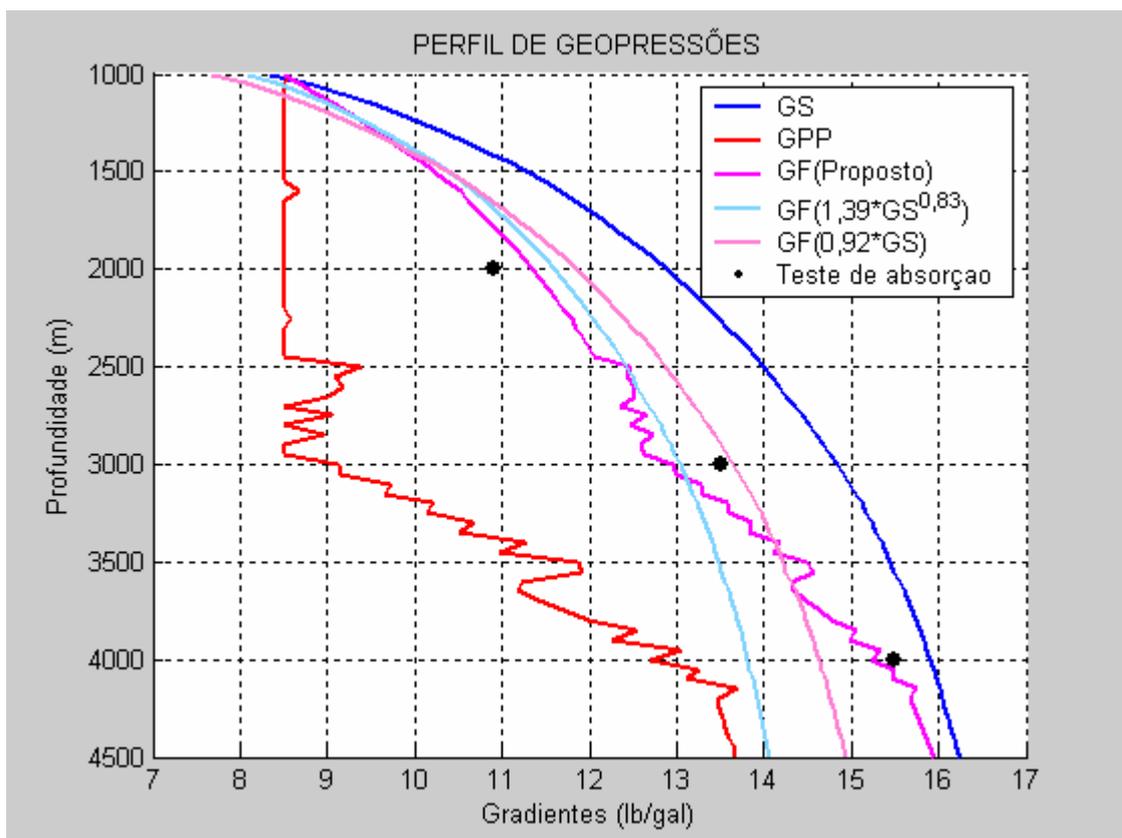


Figura 5.16 – Comparação entre a curva de gradiente de fratura pelo modelo proposto e por duas correlações específicas descritas em Rocha^(b) et al (2004).

Observa-se que a correlação específica $1,39GS^{0,83}$ só apresenta melhor precisão que o modelo proposto na profundidade de 3000 m.

Verifica-se que a curva obtida com a correlação específica 0,92GS só mostra melhor aproximação do teste de absorção na profundidade de 3000 m enquanto o modelo proposto apresenta melhor precisão nas profundidades de 2000 m e 4000 m.

Tabela 5.16 - Comparação dos resultados entre a correlação 1,39GS^{0,83} e o proposto.

LDA (m)	Profundidade De Teste (m)	Teste Absorção (lb/gal)	Modelos					
			1,39GS ^{0,83}			Proposto		
			GF	ERP	Erro	GF	ERP	Erro
			(lb/gal)	(%)	(lb/gal)	(lb/gal)	(%)	(lb/gal)
1000	2000	10,9	11,59	6,39	-0,69	11,34	4,11	-0,44
	3000	13,5	13,03	3,40	0,46	12,94	4,11	0,55
	4000	15,5	13,81	10,86	1,68	15,22	1,76	0,27

Tabela 5.17 - Comparação dos resultados entre a correlação 0,92GS e o proposto.

LDA (m)	Profundidade De Teste (m)	Teste Absorção (lb/gal)	Modelos					
			0,92GS			Proposto		
			GF	ERP	Erro	GF	ERP	Erro
			(lb/gal)	(%)	(lb/gal)	(lb/gal)	(%)	(lb/gal)
1000	2000	10,9	11,85	8,73	-0,95	11,34	4,11	-0,44
	3000	13,5	13,65	1,12	-0,15	12,94	4,11	0,55
	4000	15,5	14,63	5,56	0,86	15,22	1,76	0,27

5.1.6.11 Comparação entre o modelo de Simmons e o proposto

Observa-se na Figura 5.17 que a curva do gradiente de fratura de Simmons e Rau (1988) superou os três valores dos testes de absorção nas três profundidades de teste.

Contudo apresentou boa aproximação dos testes de absorção. Verifica-se que a partir da profundidade de 4200 m o gradiente de fratura igualou-se ao gradiente de sobrecarga. Comparando-se os modelos, verifica-se pela Tabela 5.18 que o modelo proposto mostrou mais precisão apenas na profundidade de 2000 m. Na profundidade de 3000 m a precisão entre os modelos foram iguais.

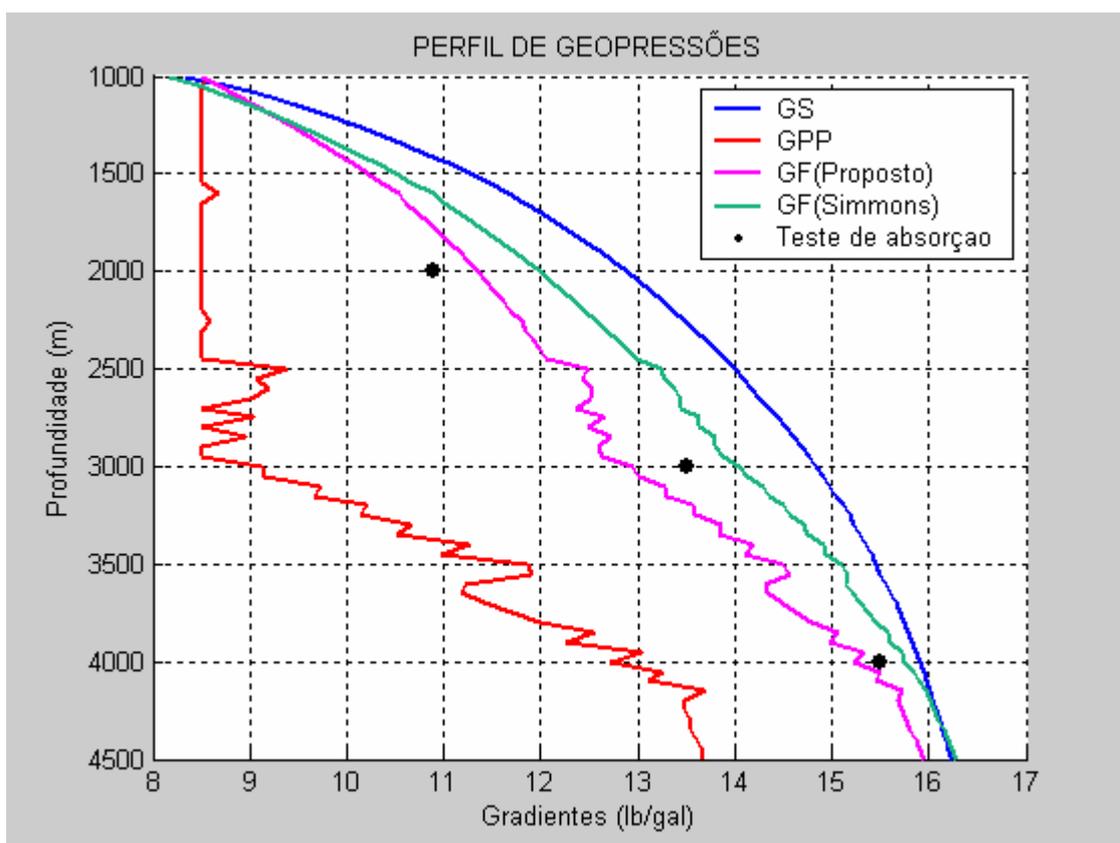


Figura 5.17 - Comparação entre os gradientes de fratura de Simmons e Rau (1988) e o modelo proposto.

Tabela 5.18 - Comparação dos resultados entre o modelo de Simmons e Rau e o proposto.

LDA (m)	Profundidade De Teste (m)	Teste Absorção (lb/gal)	Modelos					
			Simmons e Rau			Proposto		
			GF	ERP	Erro	GF	ERP	Erro
			(lb/gal)	(%)	(lb/gal)	(lb/gal)	(%)	(lb/gal)
1000	2000	10,9	11,98	9,93	-1,08	11,34	4,11	-0,44
	3000	13,5	14,05	4,08	-0,55	12,94	4,11	0,55
	4000	15,5	15,74	1,59	-0,24	15,22	1,76	0,27

5.1.6.12 Comparação entre todos os modelos juntos com o proposto

Para comparar a tendência do comportamento dos gradientes de fratura calculados em relação ao teste de absorção, inseriram-se no mesmo perfil de geopressões todos os modelos conforme a Figura 5.18.

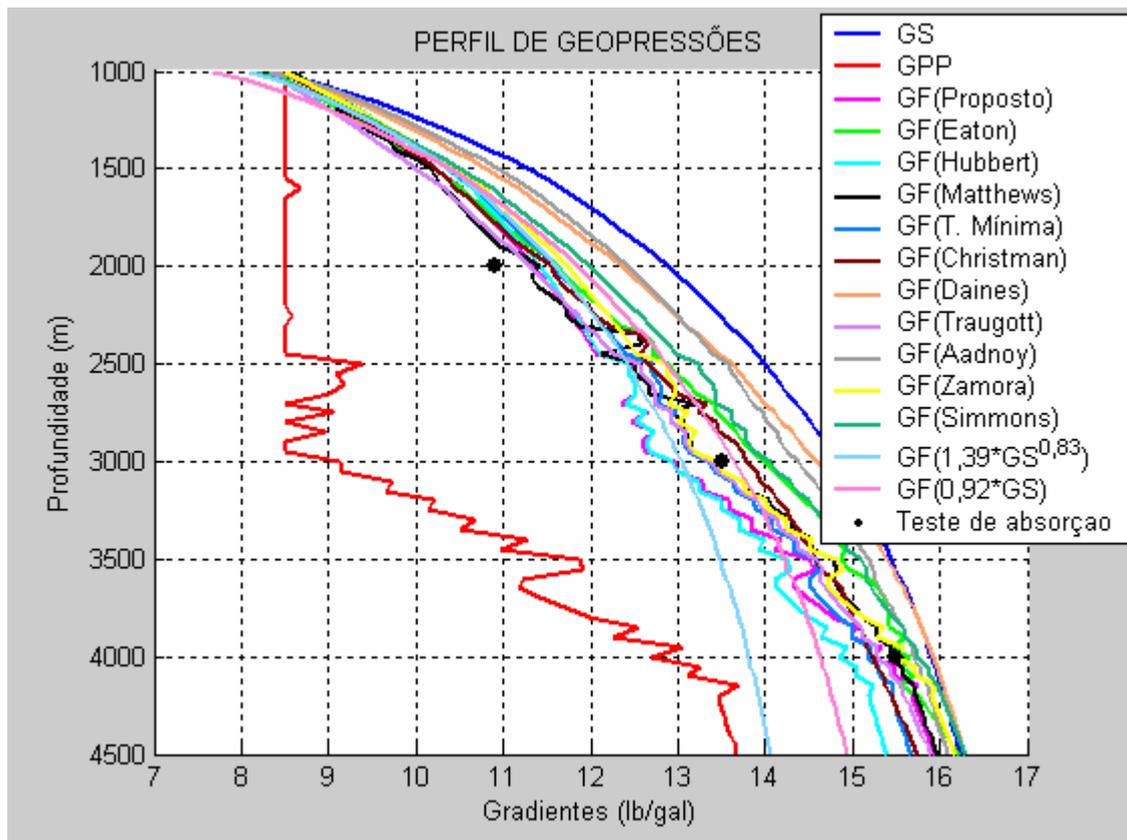


Figura 5.18 – Comparação entre os diferentes métodos para gradientes de fratura e o modelo proposto em relação aos testes de absorção com dados de Rocha e Azevedo (2009).

Observando-se o perfil de geopressões da Figura 5.18, verifica-se que o comportamento das curvas dos gradientes de fratura mostra uma tendência de uniformidade com variação inferior a 1,0 lb/gal entre os diversos gradientes ao longo da profundidade.

Essa diferença entre os valores correspondentes aos diversos gradientes de pressões em relação ao teste de absorção mostra que todos os modelos forneceram resultados que podem do ponto de vista da segurança operacional ser adequadamente utilizado para o dimensionamento do gradiente do fluido de perfuração em todo o intervalo perfurado do poço. Porém, a maior precisão representará menores custos gastos com materiais de fluido de perfuração e menores custos com revestimentos.

5.1.7 Comportamento da linha de tendência com a variação da LDA

Mantendo-se constantes os dados de tempo de trânsito conforme a Tabela 5.1 verifica-se que a variação de profundidade da LDA não muda a inclinação da linha de tendência conforme se vê na Figura 5.19.

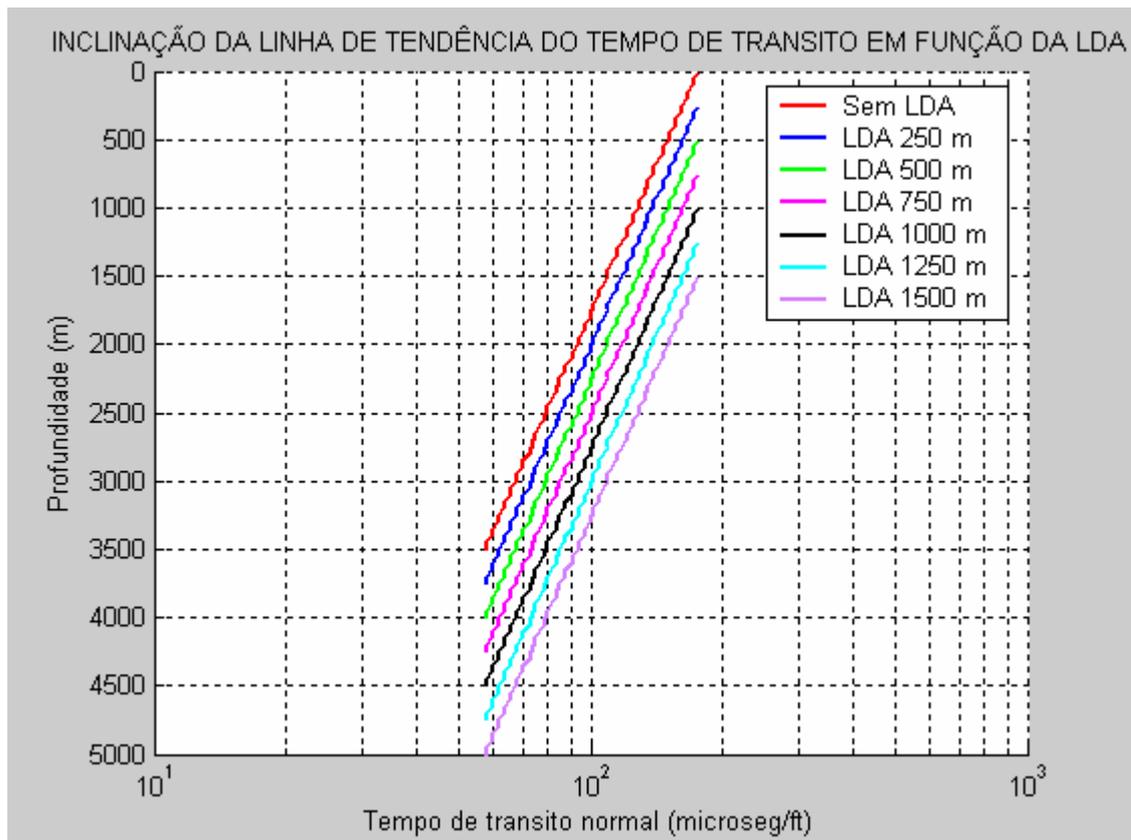


Figura 5.19 – Visualização do comportamento da linha de tendência normal com o aumento da LDA para a mesma espessura de sedimentos.

Vale ressaltar que foi considerado na simulação, a mesma espessura dos sedimentos, com isso o poço terá a mesma espessura de sedimentos perfurada, mas aumenta a profundidade final em função do aumento da LDA.

5.1.8 Comparação entre as densidades de sedimentos calculadas por Gardner, Amoco, Bellotti e densidade total.

Fazendo-se uma comparação entre os valores de densidades dos sedimentos obtidas a partir dos valores de tempo de trânsito pela equação de Gardner *et al* (1974) com os valores das densidades dos sedimentos obtidas pela formula empírica da Amoco. Pode-se verificar pela Figura 5.20 uma grande diferença no comportamento entre as curvas das densidades dos sedimentos e também diferença nos valores pontuais em cada profundidade conforme mostra a Tabela 5.19.

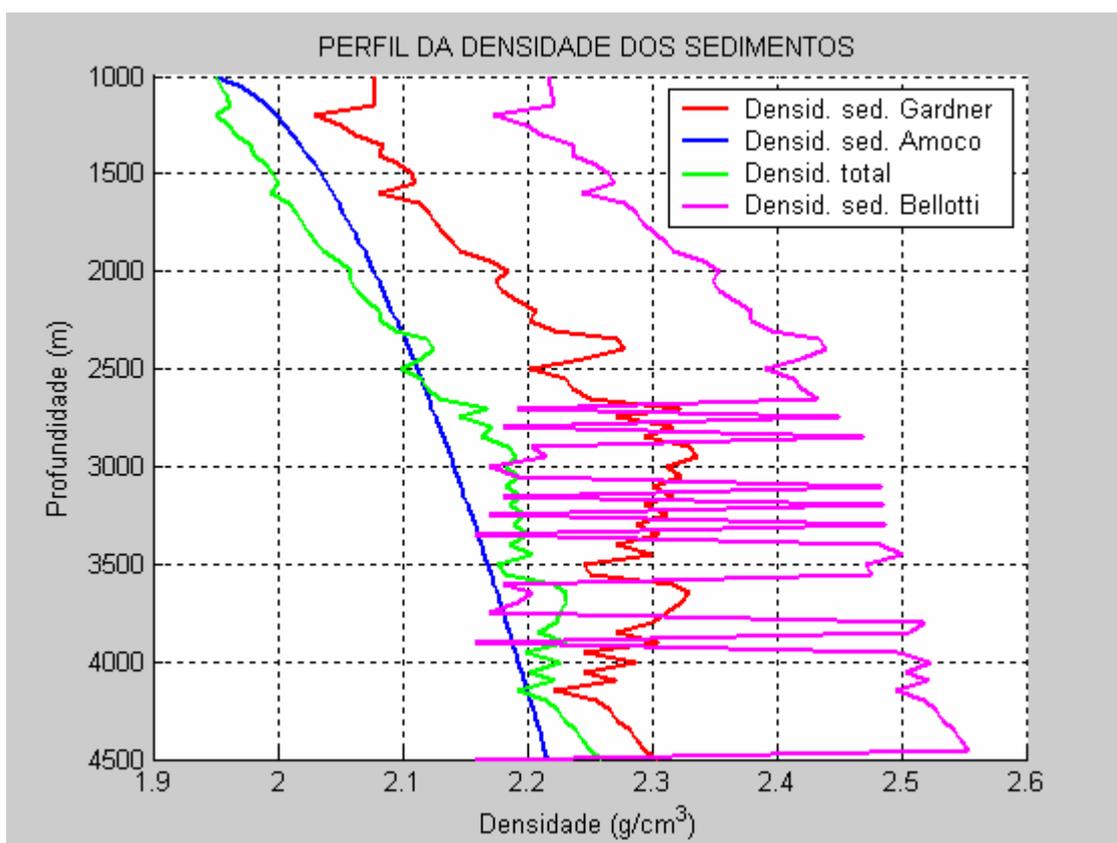


Figura 5.20 – Diferença entre as curvas de densidades de sedimentos obtidas pelos tempos de trânsito, pela Amoco, Gardner, Bellotti e densidade total em LDA de 1000 m.

Isto decorre do fato da curva da Amoco depender exclusivamente da profundidade do sedimento enquanto que a de Gardner depende do valor do tempo de trânsito de cada profundidade.

Fazendo-se uma análise na curva de densidade dos sedimentos obtida por Gardner a partir do tempo de trânsito vista na Figura 5.20, após a profundidade de 3000 m há um decréscimo contínuo no valor da densidade dos sedimentos até a profundidade de 3500 m, decrescendo novamente de 3650 m até 4200 m de profundidade.

Essa região possui baixa densidade de sedimento e mostra que é bastante porosa com a pressão de poros elevada. Isto indica que se pode estar diante de uma zona com os poros preenchidos com algum fluido.

Na Figura 5.20 observa-se que a densidade dos sedimentos obtida a partir dos valores de tempo de trânsito mostra uma grande variação em função da profundidade, porém, o grau da compactação que aumenta com a profundidade não aumenta a densidade dos sedimentos com o aumento da profundidade conforme se verifica pela curva de Gardner abaixo da profundidade de 3000 m.

Tabela 5.19 – Densidades obtidas por Gardner, Amoco e Bellotti em LDA de 1000 m.

Prof. (m)	Densidade dos sedimentos (g/cm ³)			Prof. (m)	Densidade dos sedimentos (g/cm ³)		
	Gardner	Amoco	Bellotti		Gardner	Amoco	Bellotti
1000	2,0783	1,9513	2,2167	2800	2,3176	2,1300	2,1808
1050	2,0783	1,9678	2,2186	2850	2,2943	2,1330	2,4699
1100	2,0783	1,9811	2,2205	2900	2,3297	2,1359	2,2035
1150	2,0783	1,9906	2,2225	2950	2,3359	2,1387	2,2148
1200	2,0293	1,9987	2,1737	3000	2,3116	2,1416	2,1695
1250	2,0515	2,0058	2,1991	3050	2,3236	2,1444	2,1922
1300	2,0613	2,0123	2,2114	3100	2,3000	2,1472	2,4846
1350	2,0853	2,0184	2,2375	3150	2,3176	2,1499	2,1808
1400	2,0818	2,0240	2,2361	3200	2,2943	2,1527	2,4859
1450	2,0960	2,0294	2,2521	3250	2,3116	2,1554	2,1695
1500	2,1070	2,0345	2,2647	3300	2,2886	2,1581	2,4873
1550	2,1107	2,0395	2,2703	3350	2,3058	2,1607	2,1582
1600	2,0818	2,0442	2,2446	3400	2,2721	2,1634	2,4824
1650	2,1144	2,0487	2,2780	3450	2,3000	2,1660	2,5012
1700	2,1221	2,0532	2,2872	3500	2,2458	2,1686	2,4714
1750	2,1259	2,0575	2,2929	3550	2,2510	2,1711	2,4773
1800	2,1338	2,0616	2,3022	3600	2,3176	2,1737	2,1808
1850	2,1417	2,0657	2,3114	3650	2,3297	2,1762	2,2035
1900	2,1458	2,0697	2,3172	3700	2,3236	2,1787	2,1922
1950	2,1709	2,0735	2,3409	3750	2,3116	2,1812	2,1695
2000	2,1840	2,0773	2,3538	3800	2,3000	2,1837	2,5192
2050	2,1752	2,0810	2,3488	3850	2,2721	2,1862	2,5065
2100	2,1796	2,0847	2,3546	3900	2,3058	2,1886	2,1582
2150	2,1930	2,0883	2,3676	3950	2,2458	2,1910	2,4972
2200	2,2068	2,0918	2,3806	4000	2,2886	2,1934	2,5241
2250	2,2021	2,0952	2,3791	4050	2,2458	2,1958	2,5034
2300	2,2210	2,0986	2,3958	4100	2,2721	2,1982	2,5211
2350	2,2721	2,1020	2,4343	4150	2,2210	2,2006	2,4952
2400	2,2776	2,1052	2,4401	4200	2,2562	2,2029	2,5186
2450	2,2458	2,1085	2,4204	4250	2,2667	2,2052	2,5275
2500	2,2021	2,1117	2,3904	4300	2,2721	2,2075	2,5334
2550	2,2308	2,1148	2,4140	4350	2,2831	2,2098	2,5421
2600	2,2358	2,1180	2,4198	4400	2,2886	2,2121	2,5480
2650	2,2510	2,1210	2,4327	4450	2,2943	2,2144	2,5539
2700	2,3236	2,1241	2,1922	4500	2,3058	2,2167	2,1582
2750	2,2721	2,1271	2,4514				

Verifica-se no perfil de Bellotti da Figura 5.20 que abaixo da profundidade de 2650 m ocorreu uma grande variação de densidade ocasionada pelos valores de tempo de trânsito da matriz da rocha em relação aos valores de tempo de trânsito observado. E que os valores de densidades obtidas por Bellotti são valores elevados se comparados com os demais. Todos os perfis apresentam maiores densidades no fundo do poço devido ao efeito da compactação e o valor de densidade de Bellotti que

é de $2,55 \text{ g/cm}^3$ chega a ultrapassar em $0,34 \text{ g/cm}^3$ a densidade da Amoco, superando em $0,26 \text{ g/cm}^3$ a densidade de Gardner e superando em $0,30 \text{ g/cm}^3$ a densidade total.

Entretanto, a grande diferença entre as curvas de densidade dos sedimentos vista na Figura 5.20 gera em consequência diferentes valores para gradiente de sobrecarga conforme mostra a Figura 5.21, onde se comparam o gradiente de sobrecarga obtido com as densidades por Gardner, Amoco, Bellotti e densidade total.

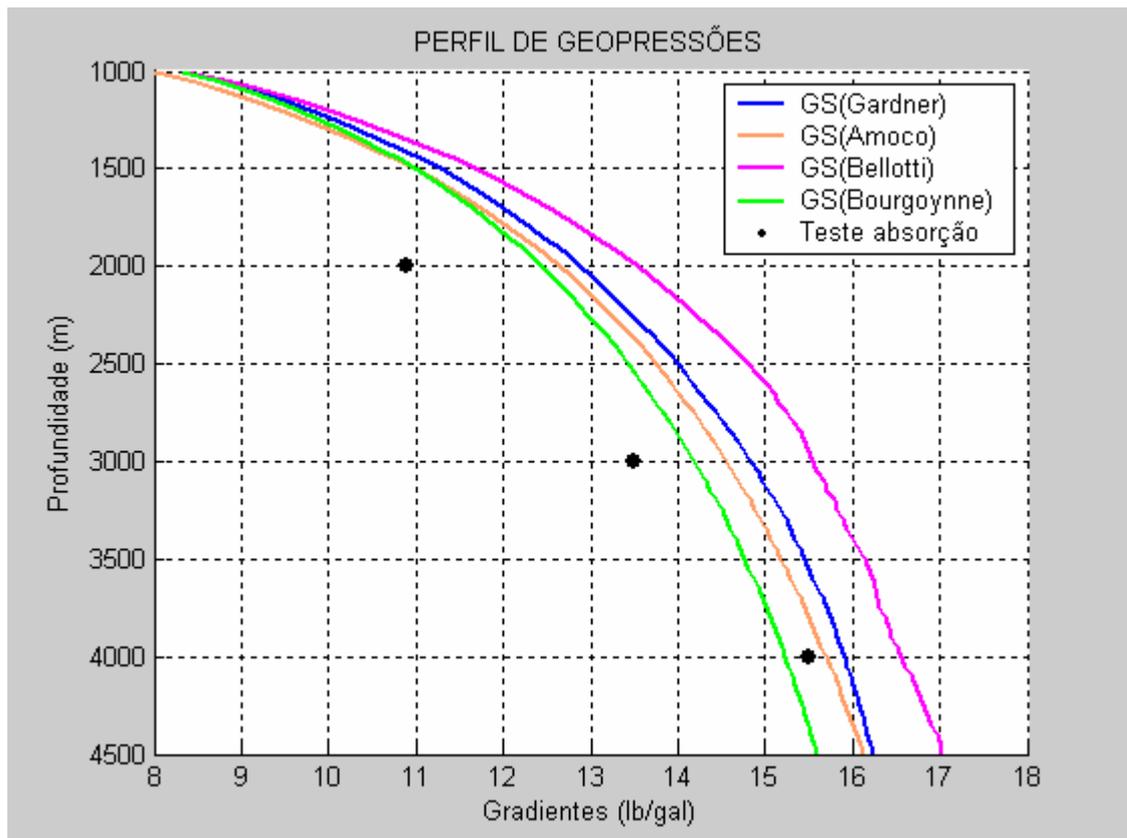


Figura 5.21 – Comparação entre a sobrecarga obtido com as densidades de Gardner, Amoco, correlação de Bellotti e Bourgoyne.

A densidade total é uma curva gerada a partir de dados do Golfo do México, por isso o comportamento da curva apresentou valores das sobrecargas menores que o teste de absorção na profundidade de 4000 m.

Uma pequena parcela que também contribui para essa diferença entre os modelos é quando é assumindo $8,5 \text{ lb/gal}$ para a densidade da água do mar, porque geralmente se considera $1,03 \text{ g/cm}^3$ ($8,58 \text{ lb/gal}$). Essa pequena diferença na densidade da água do mar em LDA de 1000 m cria uma diferença máxima de $0,36 \text{ lb/gal}$ na profundidade de 4150 m como consequência, gera uma diferença de $0,95 \text{ lb/gal}$ no valor do gradiente de fratura.

O perfil de densidade total observado na Figura 5.20 mostra a curva mais aproximada à curva da Amoco, mas com variações de densidades devidas serem função da porosidade e do tempo de trânsito da matriz. Enquanto que a Amoco depende exclusivamente da profundidade de sedimentos.

5.1.9 Comparação entre os perfis de geopressão usando Gardner e Amoco

Para um mesmo valor de profundidade de LDA, mesmo a diferença sendo pequena entre as densidades dos sedimentos obtida por Gardner e obtida pela Amoco, conforme se pode ver pela Tabela 5.20, mas se verifica uma significativa influência nos valores dos gradientes de pressão de poros, gradiente de fratura e gradiente de sobrecarga. A Figura 5.22 mostra o perfil de geopressão gerado com o modelo da tensão mínima.

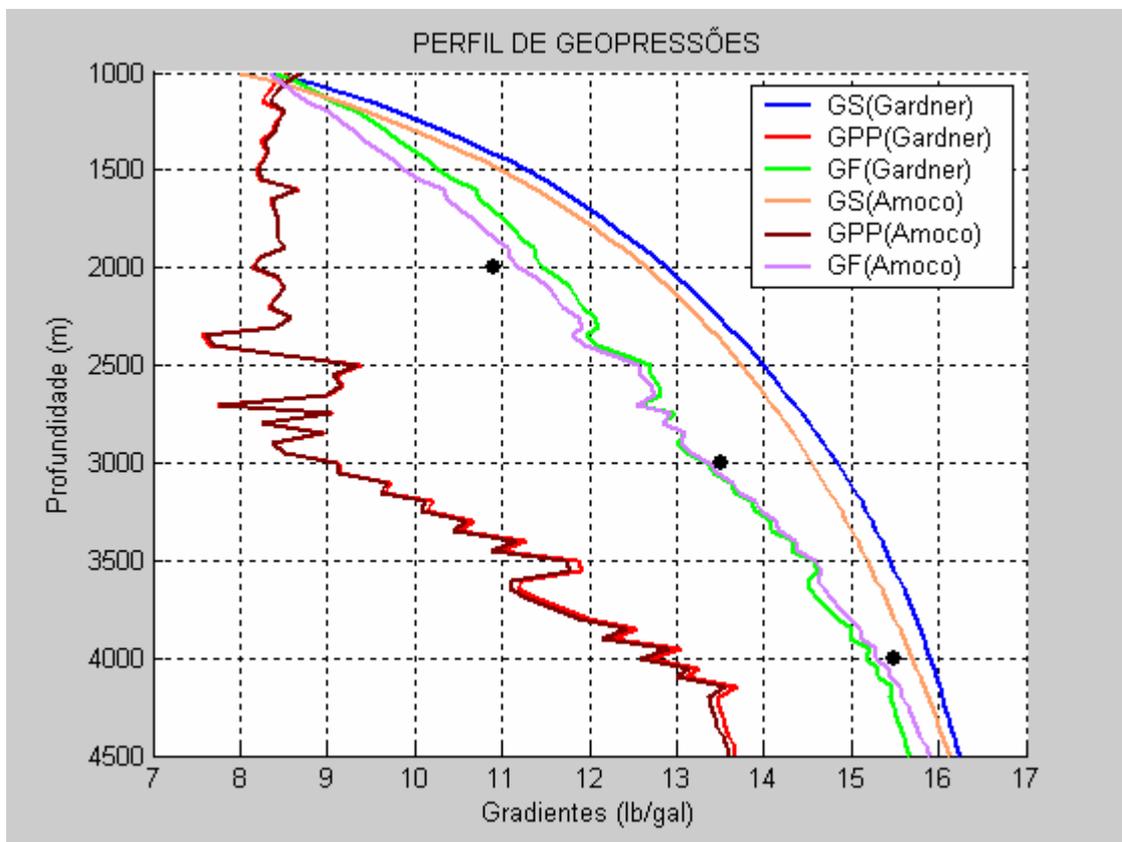


Figura 5.22 – Diferença entre os gradientes obtidos por Gardner e pela Amoco (LDA 1000 m).

Verifica-se na Figura 5.22 que as menores densidades dos sedimentos proporcionam menores gradientes de sobrecarga, de poros e de fratura ao longo de todo o poço. E que quanto mais aumenta a profundidade, mais aumenta essa diferença. E que o gradiente de sobrecarga obtido pela equação da Amoco resulta em menores valores à medida que aumenta a profundidade. Com isso, o gradiente de fratura obtido a partir do gradiente de sobrecarga da Amoco, conseqüentemente sofre também essa redução em relação ao obtido pela equação de Gardner conforme se pode verificar na Tabela 5.20.

Tabela 5.20 – Gradientes de sobrecarga obtidos com as densidades dos sedimentos de Gardner, Amoco e Bellotti em LDA de 1000 m.

Prof. (m)	Gradiente Sobrecarga (lb/gal)			Prof. (m)	Gradiente Sobrecarga (lb/gal)		
	Gardner	Amoco	Bellotti		Gardner	Amoco	Bellotti
1000	8,3451	8,0122	8,3451	2800	14,5204	14,2565	15,3097
1050	8,7617	8,4076	8,8159	2850	14,6007	14,3334	15,4018
1100	9,1414	8,7778	9,2457	2900	14,6833	14,4083	15,4527
1150	9,4889	9,1223	9,6398	2950	14,7640	14,4814	15,5036
1200	9,7916	9,4429	9,9854	3000	14,8387	14,5526	15,5465
1250	10,0779	9,7419	10,3122	3050	14,9126	14,6221	15,5911
1300	10,3457	10,0213	10,6183	3100	14,9810	14,6900	15,6733
1350	10,6013	10,2832	10,9101	3150	15,0496	14,7563	15,7130
1400	10,8381	10,5291	11,1811	3200	15,1130	14,8211	15,7909
1450	11,0629	10,7607	11,4383	3250	15,1767	14,8845	15,8262
1500	11,2759	10,9791	11,6821	3300	15,2356	14,9465	15,9002
1550	11,4765	11,1856	11,9119	3350	15,2948	15,0072	15,9314
1600	11,6573	11,3812	12,1211	3400	15,3483	15,0666	16,0011
1650	11,8356	11,5668	12,3262	3450	15,4035	15,1248	16,0711
1700	12,0053	11,7432	12,5216	3500	15,4508	15,1818	16,1356
1750	12,1664	11,9113	12,7073	3550	15,4974	15,2377	16,1990
1800	12,3205	12,0715	12,8850	3600	15,5503	15,2925	16,2265
1850	12,4682	12,2246	13,0554	3650	15,6032	15,3463	16,2559
1900	12,6091	12,3710	13,2181	3700	15,6539	15,3991	16,2832
1950	12,7481	12,5113	13,3776	3750	15,7020	15,4510	16,3073
2000	12,8831	12,6458	13,5319	3800	15,7476	15,5019	16,3689
2050	13,0097	12,7750	13,6778	3850	15,7890	15,5519	16,4275
2100	13,1313	12,8992	13,8180	3900	15,8330	15,6010	16,4476
2150	13,2498	13,0188	13,9542	3950	15,8695	15,6493	16,5028
2200	13,3657	13,1340	14,0868	4000	15,9096	15,6968	16,5594
2250	13,4756	13,2451	14,2132	4050	15,9443	15,7436	16,6125
2300	13,5841	13,3523	14,3373	4100	15,9808	15,7895	16,6661
2350	13,6971	13,4560	14,4628	4150	16,0113	15,8348	16,7158
2400	13,8063	13,5562	14,5842	4200	16,0446	15,8793	16,7666
2450	13,9058	13,6533	14,6974	4250	16,0782	15,9232	16,8172
2500	13,9942	13,7473	14,8012	4300	16,1115	15,9664	16,8671
2550	14,0838	13,8385	14,9048	4350	16,1450	16,0089	16,9167
2600	14,1707	13,9269	15,0053	4400	16,1784	16,0509	16,9658
2650	14,2568	14,0128	15,1041	4450	16,2115	16,0922	17,0143
2700	14,3508	14,0963	15,1625	4500	16,2449	16,1330	17,0253
2750	14,4337	14,1775	15,2578				

Pode ser visto pela Tabela 5.20 a comparação entre os valores de gradientes de sobrecarga em cada profundidade usando a densidade dos sedimentos calculada pela equação de Gardner, equação da Amoco e correlação de Bellotti.

Na Tabela 5.20 foi inserida apenas os gradientes de sobrecarga obtidos com o tempo de trânsito para se fazer à comparação entre si. Como a densidade total não depende do tempo de trânsito não foi inserida na referida tabela.

Verifica-se pela Tabela 5.20 que os valores de gradientes de sobrecarga obtido pela formula da Amoco a partir da profundidade de 1600 m ultrapassaram os valores das sobrecargas obtidas por Bourgoynne através do tempo de trânsito.

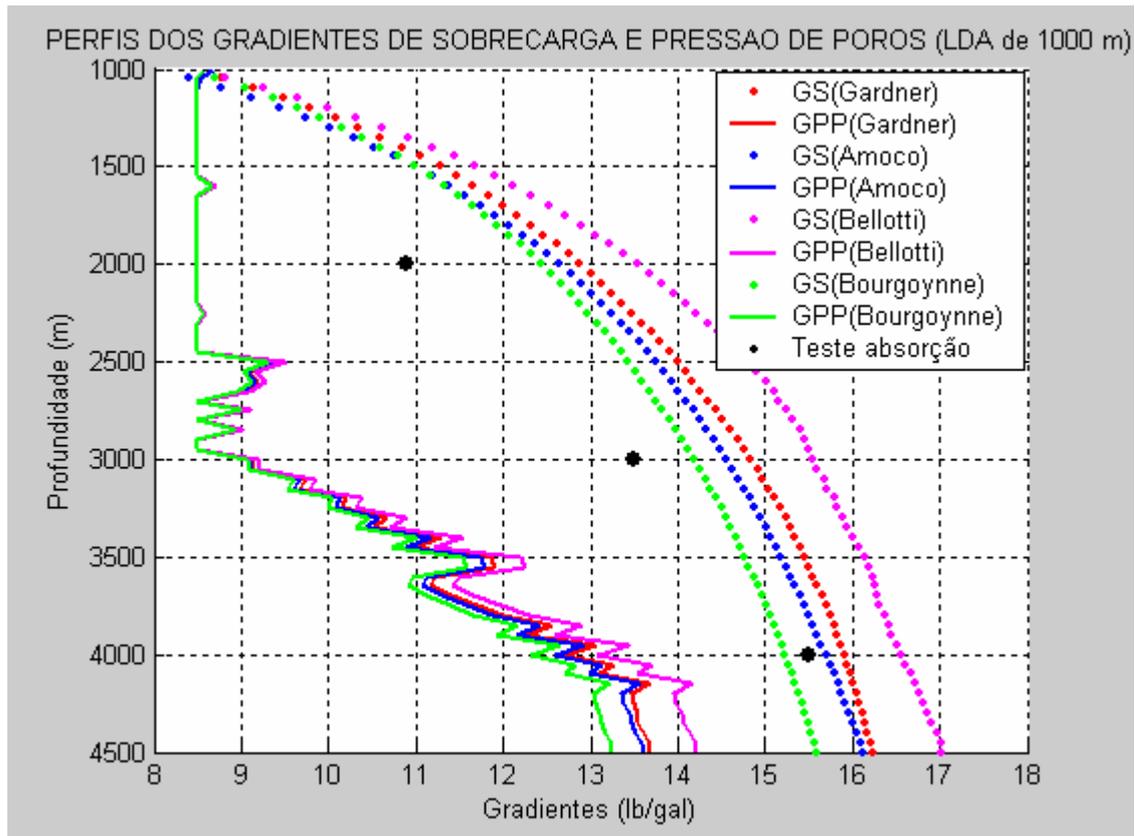


Figura 5.23 – Diferentes gradientes causados pelas densidades dos sedimentos obtidas por Gardner, Amoco, Bellotti e Bourgoynne.

Observa-se na Figura 5.24 que a diferença entre os gradientes de fratura no fundo do poço chega a superar 1,0 lb/gal.

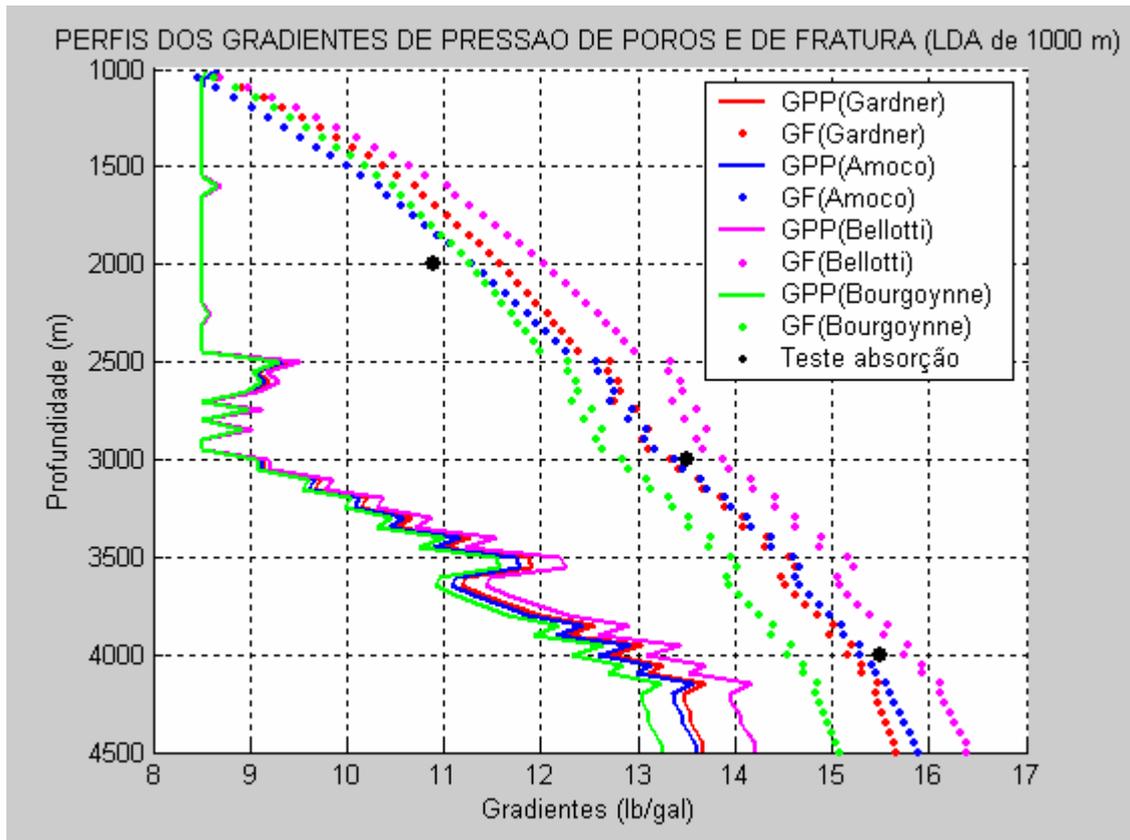


Figura 5.24 – Diferentes densidades dos sedimentos geram diferentes gradientes de pressão de poros e consequentemente diferentes gradientes de fratura.

Os diferentes valores de gradiente de sobrecarga da Tabela 5.20 consequentemente geraram diferentes valores de gradiente de pressão de poros conforme é visto na Figura 5.23 com diferentes valores de gradiente de fratura conforme a Tabela 5.21 e visualizados na Figura 5.24. A densidade total também gerou um gradiente de sobrecarga e um gradiente de pressão de poros diferente do demais.

Tabela 5.21 – Comparação entre os gradientes de fratura obtidos com densidade por Gardner, Amoco e Bellotti.

Prof. (m)	Gradiente de fratura (lb/gal)			Prof. (m)	Gradiente de fratura (lb/gal)		
	Gardner	Amoco	Bellotti		Gardner	Amoco	Bellotti
1000	8,42	8,34	8,42	2800	12,90	12,90	13,48
1050	8,66	8,46	8,70	2850	13,10	13,09	13,70
1100	8,91	8,64	8,98	2900	13,04	13,07	13,61
1150	9,14	8,83	9,24	2950	13,11	13,16	13,66
1200	9,34	9,01	9,47	3000	13,34	13,37	13,88
1250	9,53	9,19	9,69	3050	13,41	13,46	13,93
1300	9,72	9,36	9,90	3100	13,62	13,65	14,17
1350	9,89	9,52	10,10	3150	13,66	13,72	14,18
1400	10,06	9,68	10,29	3200	13,85	13,89	14,40
1450	10,22	9,84	10,47	3250	13,90	13,96	14,42
1500	10,37	9,99	10,64	3300	14,08	14,12	14,63
1550	10,51	10,13	10,81	3350	14,09	14,16	14,61
1600	10,70	10,33	11,02	3400	14,32	14,36	14,88
1650	10,78	10,41	11,11	3450	14,30	14,38	14,86
1700	10,90	10,55	11,26	3500	14,56	14,59	15,16
1750	11,02	10,68	11,40	3550	14,61	14,66	15,22
1800	11,14	10,81	11,53	3600	14,49	14,61	15,06
1850	11,25	10,93	11,66	3650	14,52	14,67	15,07
1900	11,36	11,06	11,78	3700	14,62	14,76	15,16
1950	11,47	11,18	11,91	3750	14,73	14,87	15,26
2000	11,57	11,29	12,03	3800	14,84	14,97	15,39
2050	11,67	11,41	12,14	3850	15,01	15,10	15,58
2100	11,77	11,52	12,25	3900	14,98	15,12	15,53
2150	11,86	11,63	12,36	3950	15,20	15,28	15,77
2200	11,95	11,74	12,46	4000	15,15	15,29	15,74
2250	12,06	11,87	12,59	4050	15,31	15,41	15,92
2300	12,13	11,95	12,67	4100	15,31	15,44	15,93
2350	12,22	12,05	12,77	4150	15,47	15,56	16,12
2400	12,31	12,15	12,87	4200	15,45	15,59	16,11
2450	12,39	12,25	12,96	4250	15,48	15,64	16,16
2500	12,71	12,57	13,33	4300	15,52	15,69	16,22
2550	12,70	12,59	13,31	4350	15,55	15,74	16,26
2600	12,80	12,70	13,43	4400	15,59	15,79	16,32
2650	12,82	12,75	13,46	4450	15,63	15,85	16,38
2700	12,76	12,72	13,35	4500	15,66	15,89	16,39
2750	12,98	12,94	13,60				

5.1.10 Premissa para simulação com os dados de Rocha e Azevedo (2009) variando a LDA

Para se visualizar o efeito da LDA nos gradientes de pressões, faz-se uma simulação com o mesmo programa MatLab visto no item 5.34 fazendo-se variar a LDA desde zero m (poço terrestre)

com incremento de profundidade da LDA de 250 m até atingir um poço numa LDA de 1500 m. Entretanto é importante lembrar que o valor do teste de absorção sofre influencia da sobrecarga. A redução do gradiente de sobrecarga devido o aumento da LDA consequentemente diminuirá o valor do teste de absorção real.

Como premissa nesta simulação assume-se que os valores dos testes de absorção permaneceram constantes. Os valores originais dos testes de absorção pertencem aos dados de Rocha e Azevedo (2009) para um poço com LDA de 1000 m com valores de TT_0 visto na Tabela 5.1.

A única modificação feita nos dados de entrada do programa MatLab é que para poço terrestre o *air gap* da sonda é considerado como sendo 5 m correspondendo à altura da plataforma da sonda em relação ao solo, ou seja, a altura entre a mesa rotativa e o solo.

5.1.10.1 Perfil de geopressão para um poço terrestre

O perfil de geopressões da Figura 5.25 é sem LDA, ou seja, de um poço terrestre onde pode se visualizar o comportamento das curvas de gradiente de fratura de todos os modelos analisados.

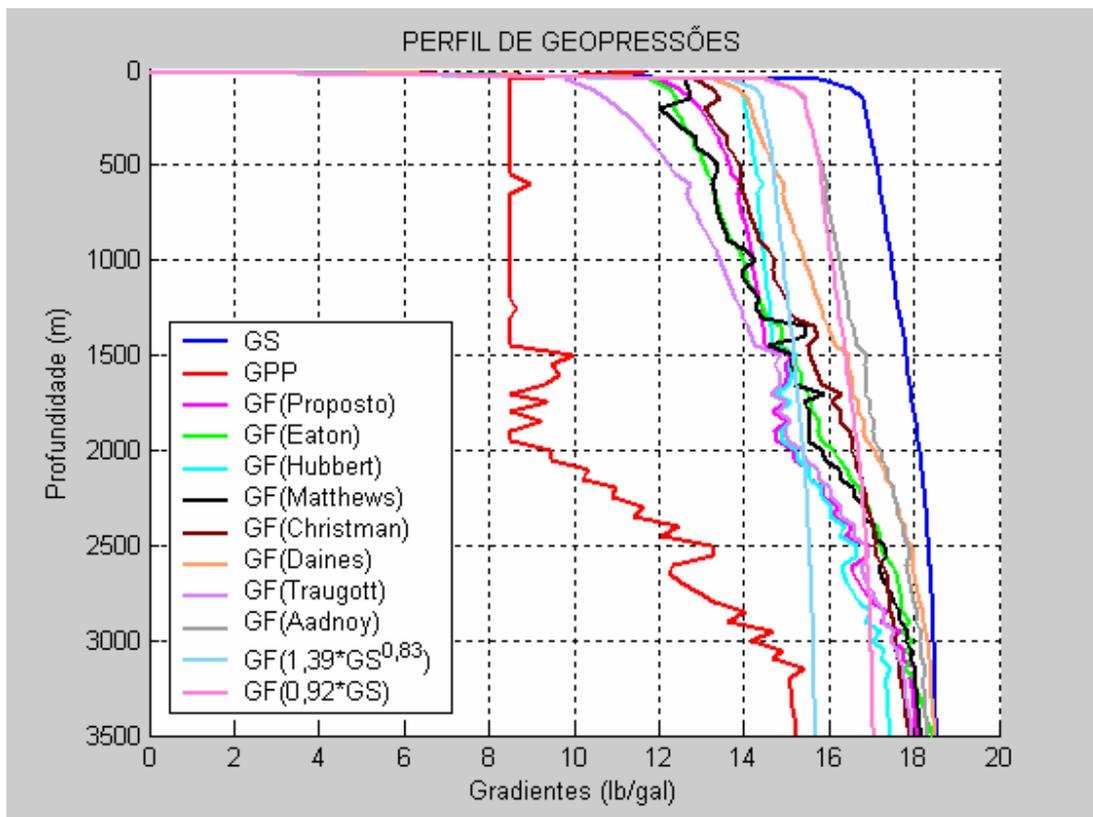


Figura 5.25 – Comportamento dos gradientes de pressões para o caso do poço terrestre.

Verifica-se que sem a influência da lâmina d'água, o gradiente de fratura da formação são maiores valores devido aos maiores valores de sobrecarga.

Verifica-se ainda que quando aumenta os valores do gradiente de sobrecarga, todos os valores dos gradientes de pressão também aumentam proporcionalmente. Com isso, pode-se admitir que a sobrecarga seja o fator que mais influencia nos valores dos demais gradientes de pressão ao longo da profundidade.

Para tomar como referencial um valor de teste de absorção visando avaliar a precisão dos modelos, utilizaram-se os dados de Rocha e Azevedo (2009) como poço de correlação para se obter valores de teste de absorção normalizado pela LDA conforme visto na Tabela 5.22.

Tabela 5.22 – Dados do poço de correlação.

Valor do teste de absorção (lb/gal)	Profundidade do teste de absorção (m)	LDA (m)	Espessura sedimentos (m)
10,9	2000	1000	1000
13,5	3000	1000	2000
15,5	4000	1000	3000

Com os valores da Tabela 5.23 obtém-se a pressão de sedimentos do poço de correlação.

Tabela 5.23 - Pressão exercida pelos sedimentos no poço de correlação.

Teste de absorção		Pressão da água (psi)	Pressão de sedimentos (psi)
(lb/gal)	(psi)		
10,9	3719	1450,2	2268,8
13,5	6909,3	1450,2	5459,1
15,5	10577,2	1450,2	9127

Na Tabela 5.24 é feito a normalização do teste de absorção pela LDA obtendo-se os seguintes valores de teste de absorção normalizados para o poço terrestre: 13,3 lb/gal na profundidade de teste de 1000 m, 16,0 lb/gal na profundidade de teste de 2000 m e 17,8 lb/gal na profundidade de teste de 3000 m.

Tabela 5.24 - Normalização do teste de absorção pela LDA.

Normalizando o valor do teste de absorção para o poço em estudo (Sem LDA)						
Poço de correlação		Poço em estudo		Pressão total (psi)	Profundidade total (m)	Teste de absorção normalizado (lb/gal)
Pressão dos Sedimentos (psi)	Espessura Sedimentos (m)	Pressão da água (psi)	LDA (m)			
2268,8	1000	0	0	2268,8	1000	13,3
5459,1	2000	0	0	5459,1	2000	16,0
9127	3000	0	0	9127	3000	17,8

Isolando-se da Figura 5.25 as curvas dos gradientes de fratura que mais se aproximaram dos valores dos testes de absorção para o poço terrestre têm-se a Figura 5.26 a qual se visualizam os modelos de Eaton, Hubbert, Christman, Traugott e modelo proposto para comparação.

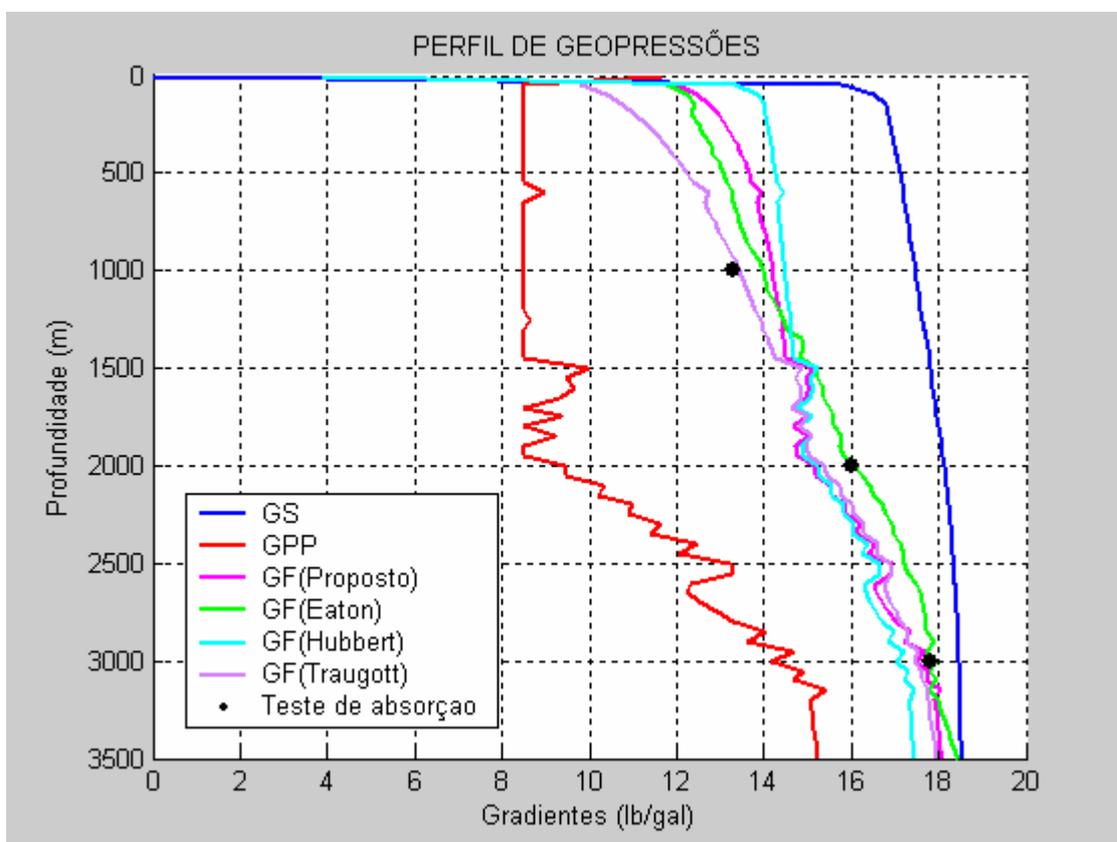


Figura 5.26 - Comportamento dos modelos de Eaton, Hubbert, Traugott e proposto no caso do poço terrestre.

5.1.10.2 Perfil de geopressão para um poço numa LDA de 250 m

Fazendo-se uma simulação para uma lâmina d'água de 250 m, mantendo-se constante os demais parâmetros, pode-se verificar pela Figura 5.27 que a redução da sobrecarga ocasionará consequentemente aproximação dos gradientes de fratura entre si.

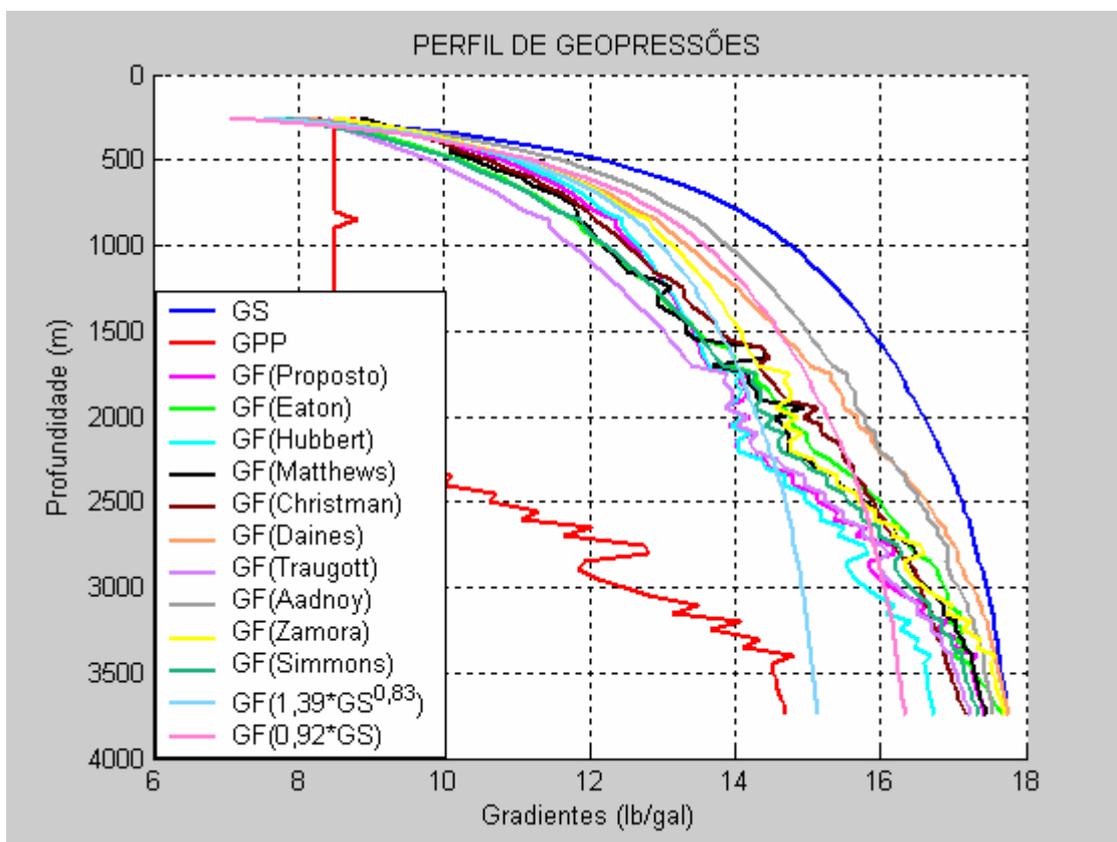


Figura 5.27 - Comportamento dos gradientes de pressões para o caso da LDA de 250 m.

Na Tabela 5.25 é feito a normalização do teste de absorção pela LDA obtendo-se os seguintes valores de teste de absorção normalizados para o poço numa LDA de 250 m: 12,3 lb/gal na profundidade de teste de 1250 m, 15,2 lb/gal na profundidade de teste de 2250 m e 17,1 lb/gal na profundidade de teste de 3250 m.

Isolando-se da Figura 5.27 as curvas dos gradientes de fratura que mais se aproximaram dos valores dos testes de absorção para a LDA de 250 m têm-se a Figura 5.28 a qual se visualizam os modelos de Eaton, Hubbert, Christman, Traugott e modelo proposto para comparação.

Verifica-se na Figura 5.28 que em todo intervalo do poço o modelo proposto comparado aos modelos analisados permaneceu dentro da faixa de variação dos outros modelos.

Tabela 5.25 - Normalização do teste de absorção pela LDA.

Normalizando o valor do teste de absorção para o poço em estudo (LDA 250 m)						
Poço de correlação		Poço em estudo		Pressão total (psi)	Profundidade total (m)	Teste de absorção normalizado (lb/gal)
Pressão dos Sedimentos (psi)	Espessura Sedimentos (m)	Pressão da água (psi)	LDA (m)			
2268,8	1000	362,5	250	2631,3	1250	12,3
5459,1	2000	362,5	250	5821,6	2250	15,2
9127	3000	362,5	250	9489,5	3250	17,1

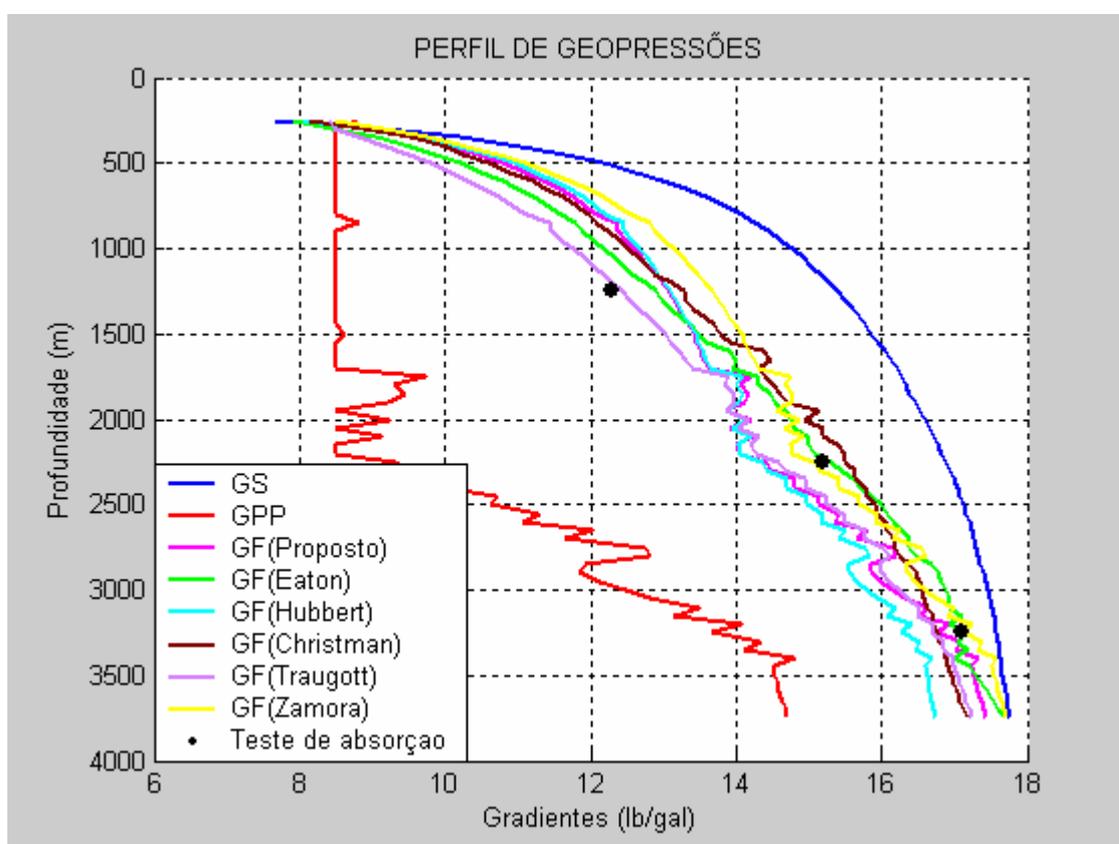


Figura 5.28 – Comparação entre os modelos de Eaton, Hubbert, Christman, Traugott, Zamora e proposto em relação aos valores dos testes de absorção numa LDA de 250 m.

5.1.10.3 Perfil de geopressão para um poço numa LDA de 500 m

Fazendo-se uma simulação para uma lâmina d'água de 500 m, mantendo-se constante os demais parâmetros, pode-se verificar no perfil de geopressões da Figura 5.29 que os gradientes de fratura de todos os modelos analisados mostram uma tendência de maior aproximação entre si.

Verifica-se na Figura 5.29 que as grandes variações ocorridas nos valores de gradiente de pressão de poros influenciam no gradiente de fratura da maioria dos modelos aplicados.

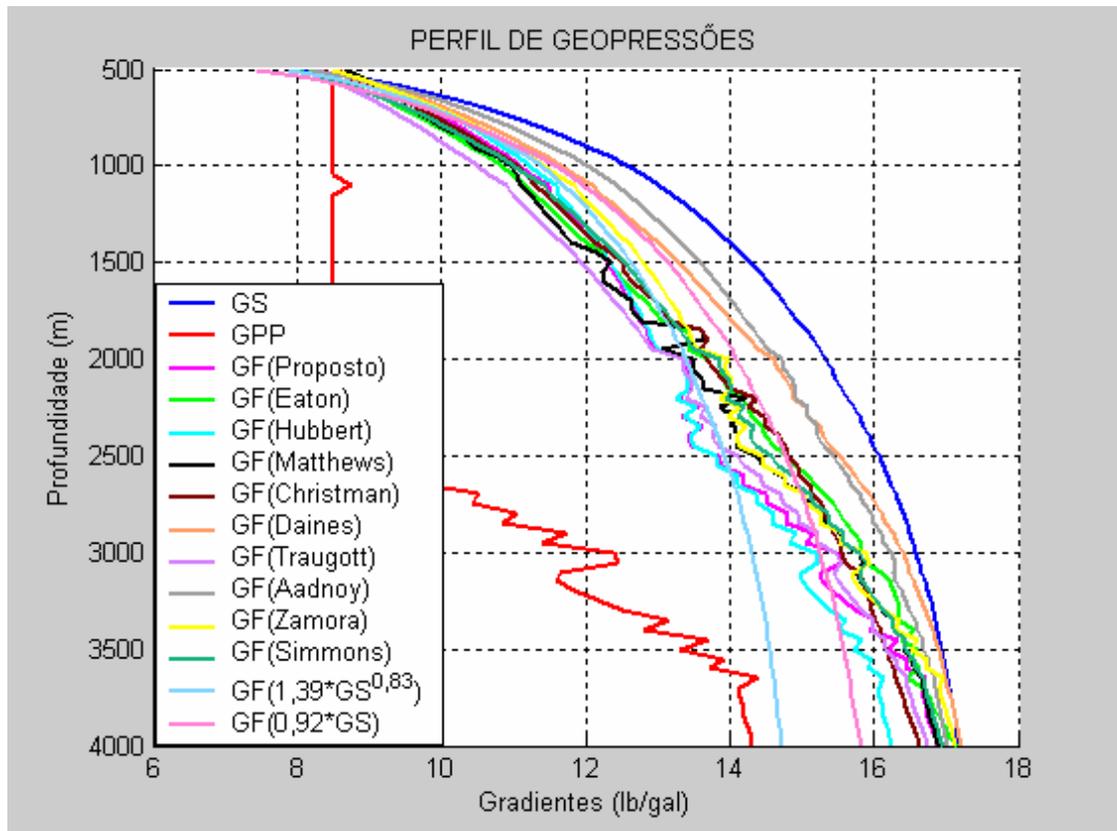


Figura 5.29 – Comportamento dos gradientes de pressão para uma LDA de 500 m.

Na Tabela 5.26 é feito a normalização do teste de absorção pela LDA obtendo-se os seguintes valores de teste de absorção normalizados para o poço numa LDA de 500 m: 11,7 lb/gal na profundidade de teste de 1500 m, 14,5 lb/gal na profundidade de teste de 2500 m e 16,5 lb/gal na profundidade de teste de 3500 m.

Tabela 5.26 - Normalização do teste de absorção pela LDA.

Normalizando o valor do teste de absorção para o poço em estudo (LDA 500 m)						
Poço de correlação		Poço em estudo		Pressão total (psi)	Profundidade total (m)	Teste de absorção normalizado (lb/gal)
Pressão dos Sedimentos (psi)	Espessura Sedimentos (m)	Pressão da água (psi)	LDA (m)			
2268,8	1000	725	500	2993,8	1500	11,7
5459,1	2000	725	500	6184,1	2500	14,5
9127	3000	725	500	9852	3500	16,5

Isolando-se da Figura 5.29 as curvas dos gradientes de fratura que mais se aproximaram dos valores dos testes de absorção para a LDA de 500 m têm-se a Figura 5.30 onde se verifica que os

modelos de Eaton, Hubbert, Christman, Traugott, Zamora e o proposto são os mais próximos dos valores dos testes de absorção.

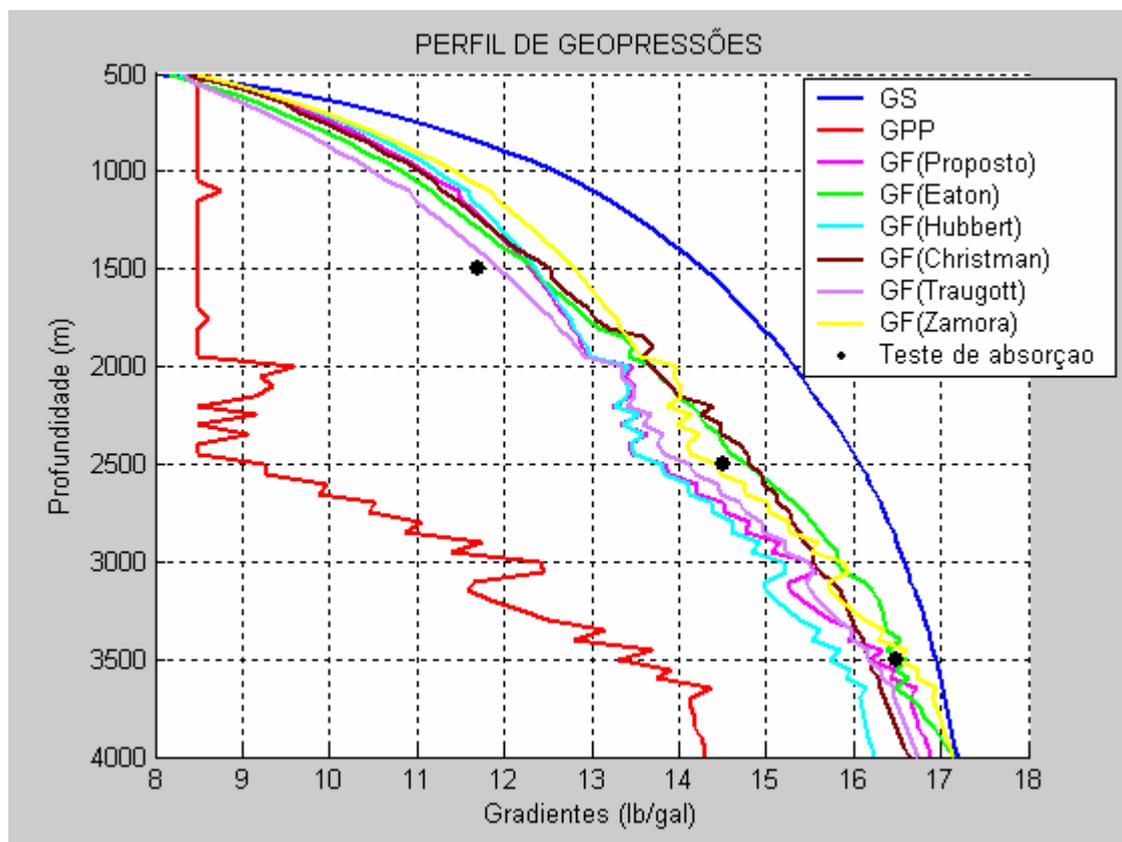


Figura 5.30 – Comparação entre os modelos de Eaton, Hubbert, Christman, Traugott, Zamora e o proposto para LDA de 500m.

5.1.10.4 Perfil de geopressão para um poço numa LDA de 750 m

Fazendo-se uma simulação para uma lâmina d'água de 750 m, mantendo-se constante os demais parâmetros, pode-se verificar na Figura 5.31 que os gradientes de fratura do modelo proposto e do modelo de Eaton têm maior aproximação entre si. Entretanto, os demais modelos mostram uma variação inferior a 1,0 lb/gal entre si.

Na determinação do gradiente de fratura verifica-se que a variação do coeficiente de Poisson muda conforme a litologia perfurada e altos valores de coeficiente de Poisson causam altos valores de gradiente de fratura, assim como, baixos valores de coeficiente de Poisson causam baixos valores de gradiente de fratura.

Na Tabela 5.27 é feito a normalização do teste de absorção pela LDA obtendo-se os seguintes valores de teste de absorção normalizados para o poço numa LDA de 750 m: 11,2 lb/gal na

profundidade de teste de 1750 m, 13,9 lb/gal na profundidade de teste de 2750 m e 15,9 lb/gal na profundidade de teste de 3750 m.

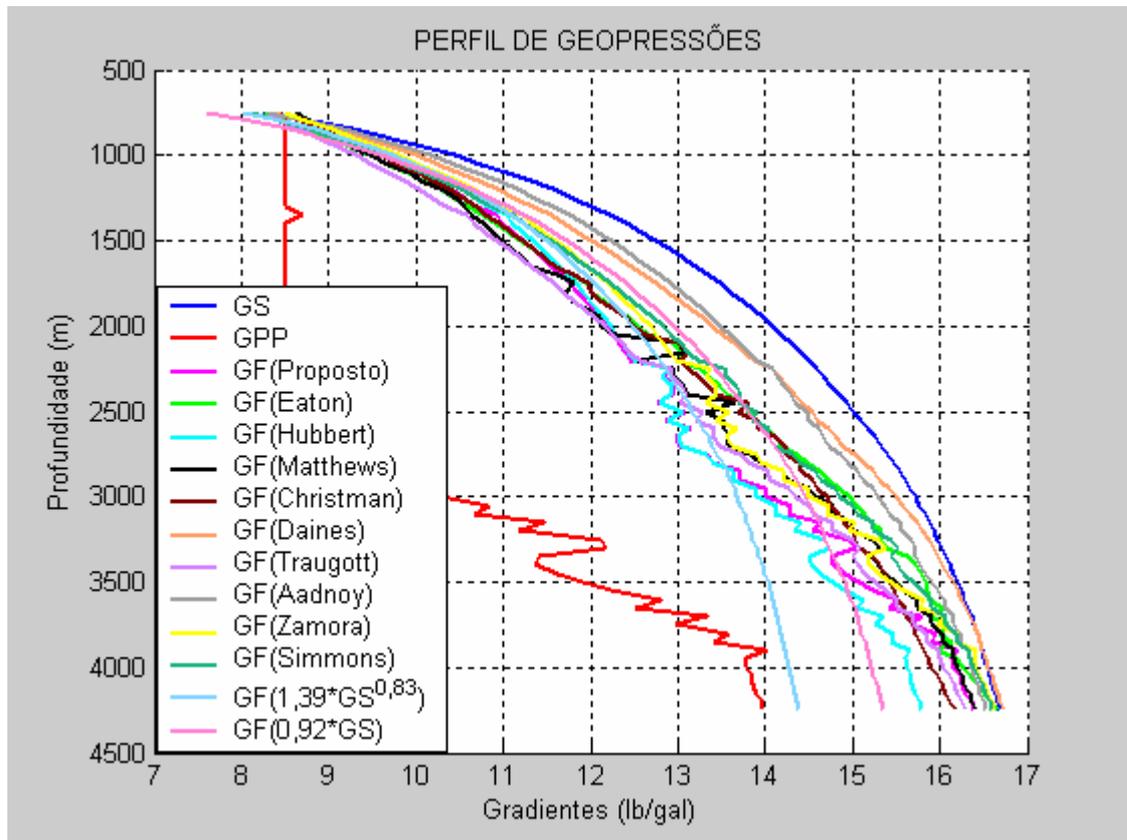


Figura 5.31 – Comportamento das curvas de gradientes de pressão para uma LDA de 750 m.

Tabela 5.27 - Normalização do teste de absorção pela LDA.

Normalizando o valor do teste de absorção para o poço em estudo (LDA 750 m)						
Poço de correlação		Poço em estudo		Pressão total (psi)	Profundidade total (m)	Teste de absorção normalizado (lb/gal)
Pressão dos Sedimentos (psi)	Espessura Sedimentos (m)	Pressão da água (psi)	LDA (m)			
2268,8	1000	1087,6	750	3356,4	1750	11,2
5459,1	2000	1087,6	750	6546,7	2750	13,9
9127	3000	1087,6	750	10214,6	3750	15,9

Isolando-se da Figura 5.31 as curvas dos gradientes de fratura que mais se aproximaram dos valores dos testes de absorção para a LDA de 750 m têm-se a Figura 5.32 onde se verifica que os modelos de Eaton, Hubbert, Christman, Traugott, Zamora e o proposto continuam sendo os mais próximos dos valores dos testes de absorção.

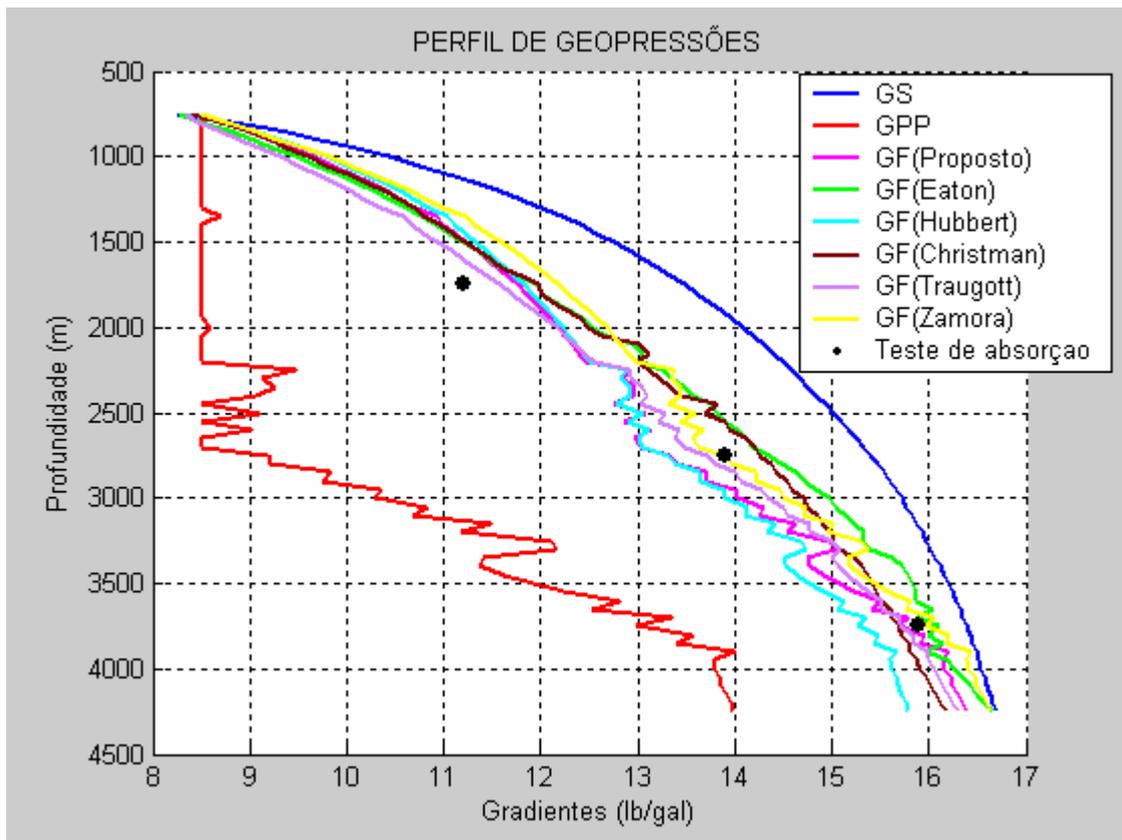


Figura 5.32 - Comparação entre os modelos de Eaton, Hubbert, Christman, Traugott, Zamora e o proposto para uma LDA de 750 m.

5.1.10.5 Perfil de geopressão para um poço numa LDA de 1250 m

Fazendo-se uma simulação para uma lâmina d'água de 1250 m, mantendo-se constante os demais parâmetros, podem-se verificar na Figura 5.33 maior aproximação entre os gradientes de fratura.

Verifica-se na profundidade de 4250 m que o valor do gradiente de fratura obtido com o modelo de Daines é igual ao gradiente de sobrecarga. Isto ocorre porque o valor do coeficiente de Poisson é igual a 0,5 conforme a dedução seguinte usando a equação de Eaton para determinação do gradiente de fratura.

$$GF = \frac{0,5}{1 - 0,5} \cdot (GS - GPP) + GPP$$

$$GF = 1 \cdot (GS - GPP) + GPP$$

$$GF = GS$$

Uma outra situação que pode ocorrer igualdade entre o gradiente de fratura e o gradiente de sobrecarga é quando o gradiente de pressão de poros atinge valor igual ao gradiente de sobrecarga na mesma profundidade conforme pode se verificar na dedução da equação de Eaton fazendo-se $GPP = GS$ tem-se:

$$GF = \frac{\nu}{1-\nu} \cdot (GS - GS) + GS$$

$$GF = \frac{\nu}{1-\nu} \cdot (0) + GS$$

$$GF = GS$$

Na Tabela 5.28 é feito a normalização do teste de absorção pela LDA obtendo-se os seguintes valores de teste de absorção normalizados para o poço numa LDA de 1250 m: 10,6 lb/gal na profundidade de teste de 2250 m, 13,1 lb/gal na profundidade de teste de 3250 m e 15,1 lb/gal na profundidade de teste de 4250 m.

Tabela 5.28 - Normalização do teste de absorção pela LDA.

Normalizando o valor do teste de absorção para o poço em estudo (LDA 1250 m)						
Poço de correlação		Poço em estudo		Pressão total (psi)	Profundidade total (m)	Teste de absorção normalizado (lb/gal)
Pressão dos Sedimentos (psi)	Espessura Sedimentos (m)	Pressão da água (psi)	LDA (m)			
2268,8	1000	1812,6	1250	4081,4	2250	10,6
5459,1	2000	1812,6	1250	7271,7	3250	13,1
9127	3000	1812,6	1250	10939,6	4250	15,1

Isolando-se da Figura 5.33 as curvas dos gradientes de fratura que mais se aproximaram dos valores dos testes de absorção para a LDA de 1250 m têm-se a Figura 5.34 onde se verifica que os modelos de Eaton, Hubbert, Christman, Traugott, Zamora e o proposto são os mais próximos dos valores dos testes de absorção.

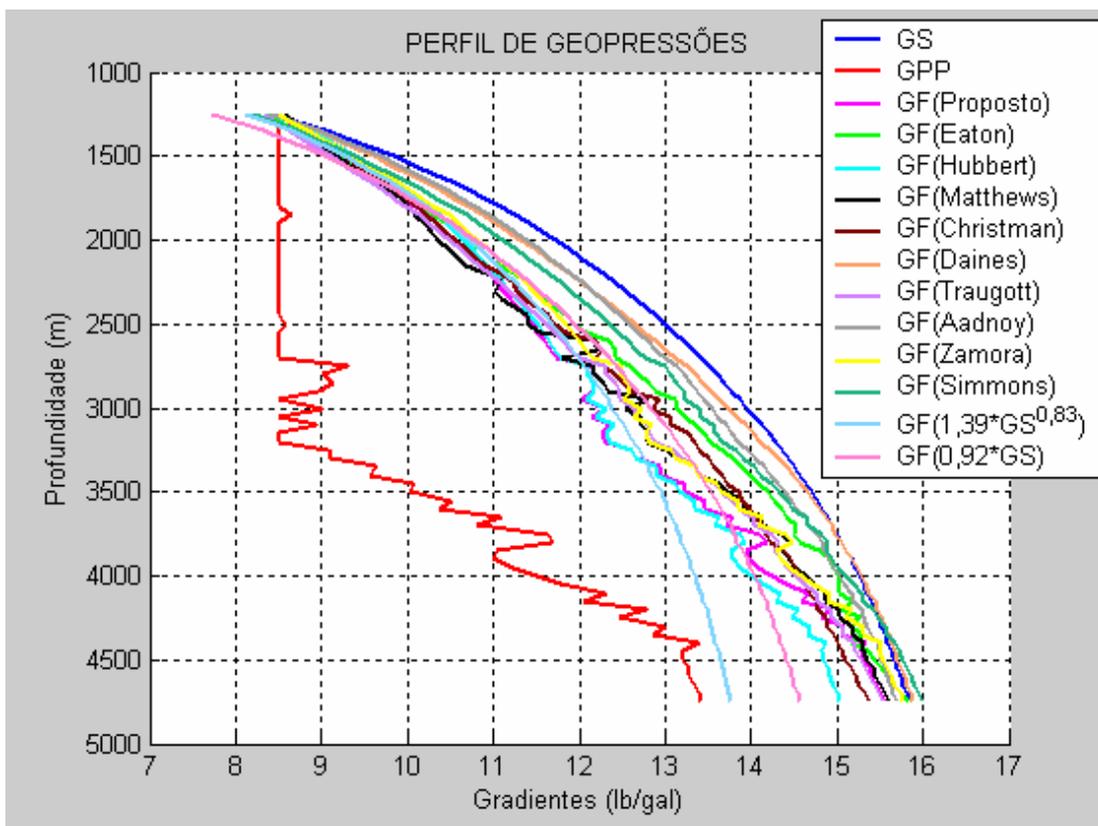


Figura 5.33 – Comportamento das curvas de gradientes de pressão para uma LDA de 1250 m.

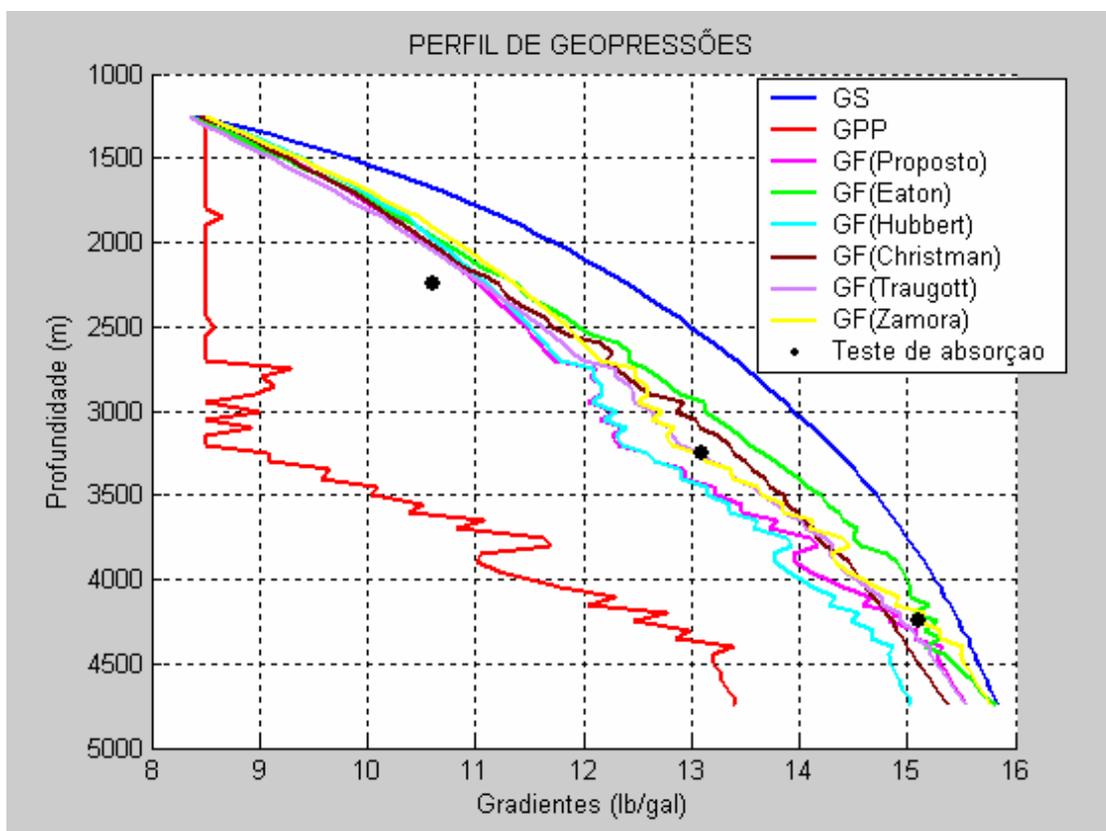


Figura 5.34 - Comparação entre os modelos de Eaton, Hubbert, Christman, Traugott, Zamora e o proposto para LDA de 1250 m.

5.1.10.6 Perfil de geopressão para um poço numa LDA de 1500 m

Fazendo-se uma simulação para uma lâmina d'água de 1500 m, mantendo-se constante os demais parâmetros, pode-se verificar na Figura 5.35 que o modelo proposto continua dentro da mesma taxa de variação dos valores de gradiente de fratura dos demais modelos.

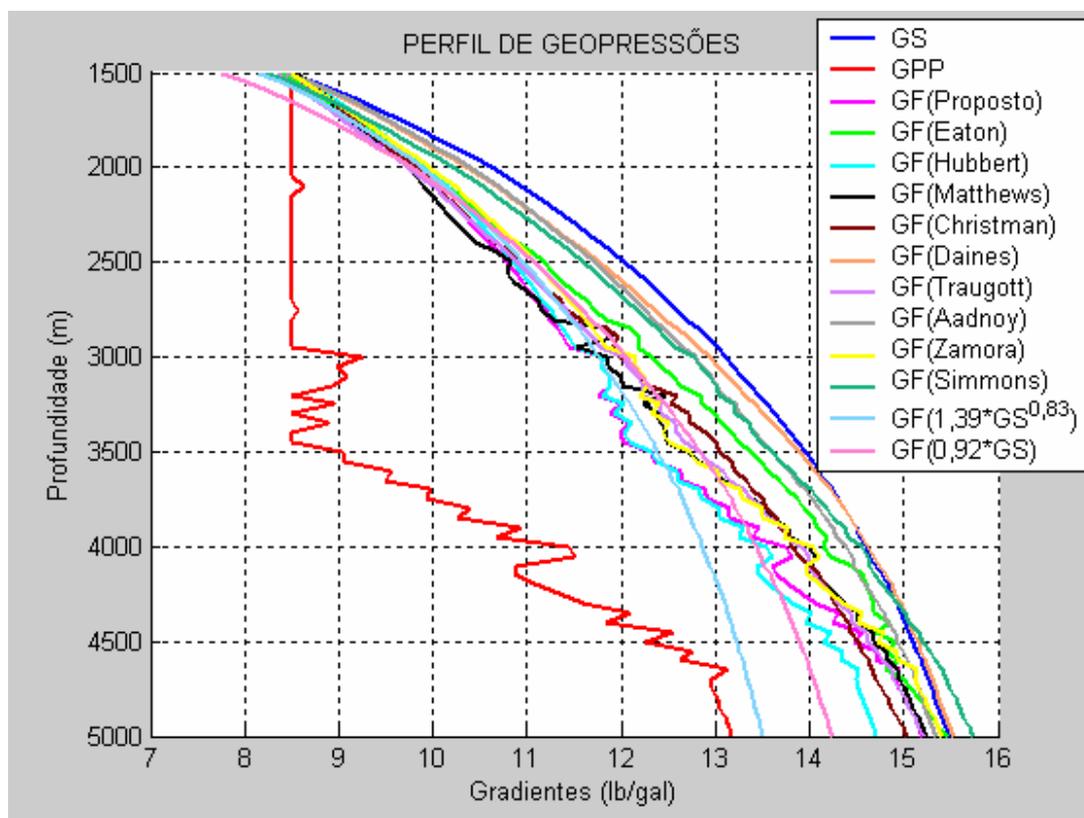


Figura 5.35 – Comportamento das curvas de gradientes de pressão para uma LDA de 1500 m.

Na Tabela 5.29 é feito a normalização do teste de absorção pela LDA obtendo-se os seguintes valores de teste de absorção normalizados para o poço numa LDA de 1500 m: 10,4 lb/gal na profundidade de teste de 2500 m, 12,8 lb/gal na profundidade de teste de 3500 m e 14,7 lb/gal na profundidade de teste de 4500 m.

Tabela 5.29 - Normalização do teste de absorção pela LDA.

Normalizando o valor do teste de absorção para o poço em estudo (LDA 1500 m)						
Poço de correlação		Poço em estudo		Pressão total (psi)	Profundidade total (m)	Teste de absorção normalizado (lb/gal)
Pressão dos Sedimentos (psi)	Espessura Sedimentos (m)	Pressão da água (psi)	LDA (m)			
2268,8	1000	2175,15	1500	4443,95	2500	10,4
5459,1	2000	2175,15	1500	7634,25	3500	12,8
9127	3000	2175,15	1500	11302,15	4500	14,7

Isolando-se da Figura 5.35 os gradientes de fratura que mais se aproximaram entre si, tem-se a Figura 5.36, onde se comparam os gradientes de fratura dos modelos de Eaton, Hubbert, Christman, Traugott, Zamora e o proposto.

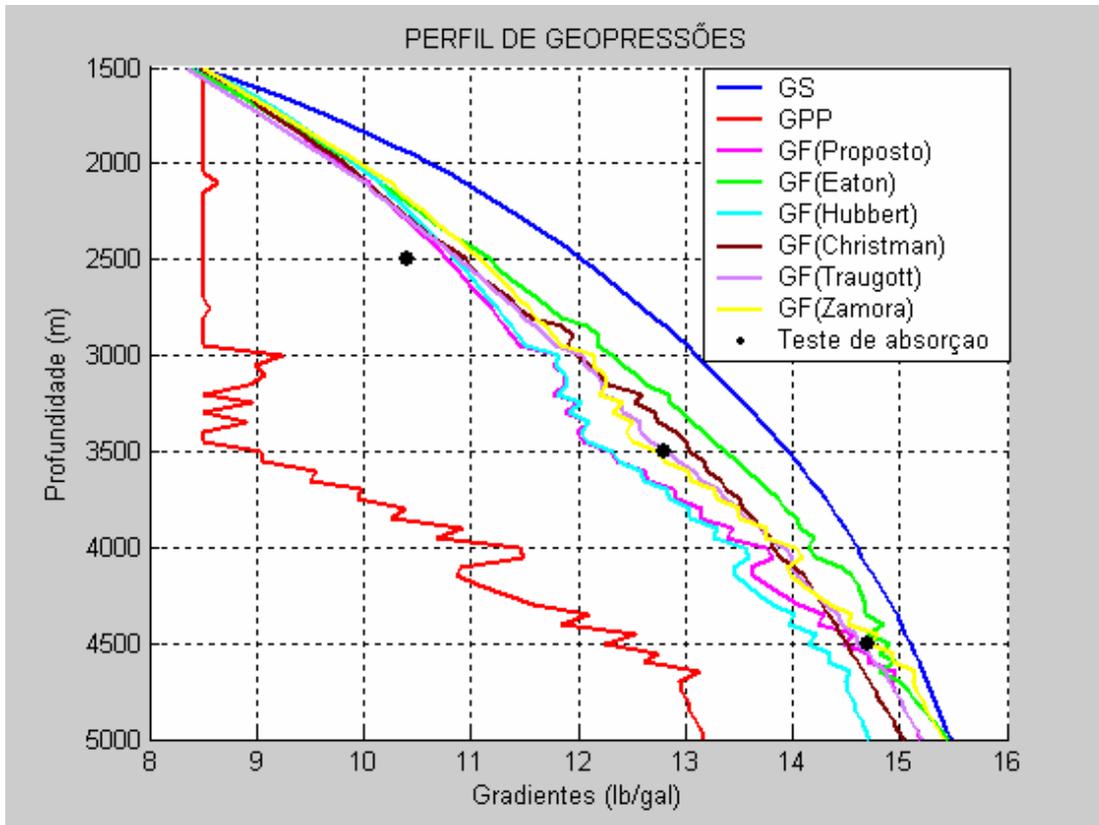


Figura 5.36 – Comparação entre os modelos de Eaton, Hubbert, Christman, Traugott, Zamora e o proposto para LDA de 1500 m.

Na Figura 5.36 se verifica que os modelos de Eaton, Hubbert, Christman, Traugott, Zamora e o proposto são os mais próximos dos valores dos testes de absorção.

5.1.10.7 Perfil de geopressão para um poço numa LDA de 2000 m

Aumentando a LDA para 2000 m conforme é visto na Figura 5.37 verifica-se que o modelo proposto permanece dentro do intervalo de variação de valores de gradiente de fratura.

Verifica-se que com o aumento da LDA ocorre a redução de todos os gradientes de pressão e a redução da estreita janela operacional.

Observa-se que o modelo de Hubbert e o proposto são mais influenciados pelo comportamento do gradiente de pressão de poros.

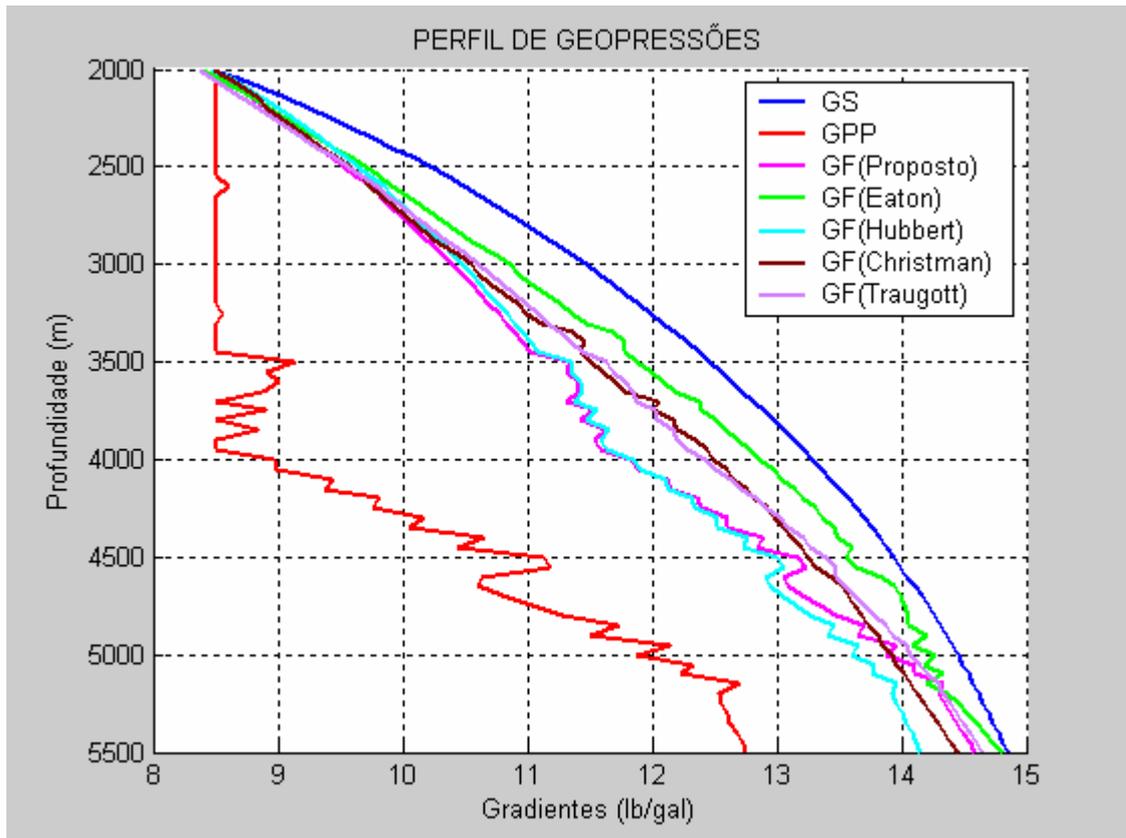


Figura 5.37 – Comportamento dos gradientes de pressões para LDA de 2000 m.

5.1.10.8 Perfil de geopressão para um poço numa LDA de 3000 m, de 4000 m e de 5000 m.

Fazendo-se uma simulação aumentando-se a LDA até 5000 m de LDA é possível visualizar o comportamento das curvas de gradientes de pressão. Para 3000 m de LDA conforme visto na Figura 5.38, para 4000 m de LDA conforme visto na Figura 5.39 e para 5000 m de LDA conforme se observa na Figura 5.40, verifica-se que o modelo proposto encontra-se sempre dentro do intervalo de variação dos valores de gradiente de fratura dos modelos analisados.

Verifica-se nas Figura 5.38, Figura 5.39 e Figura 5.40 que os gradientes de fratura obtidos pelos modelos analisados mostram uma tendência de aproximação do gradiente de sobrecarga.

Observa-se na Figura 5.40 que a curva do gradiente de fratura obtida pelo modelo de Traugott interceptou a curva do gradiente de sobrecarga no fundo do poço, mostrando que para maiores LDA o modelo perderá sua precisão.

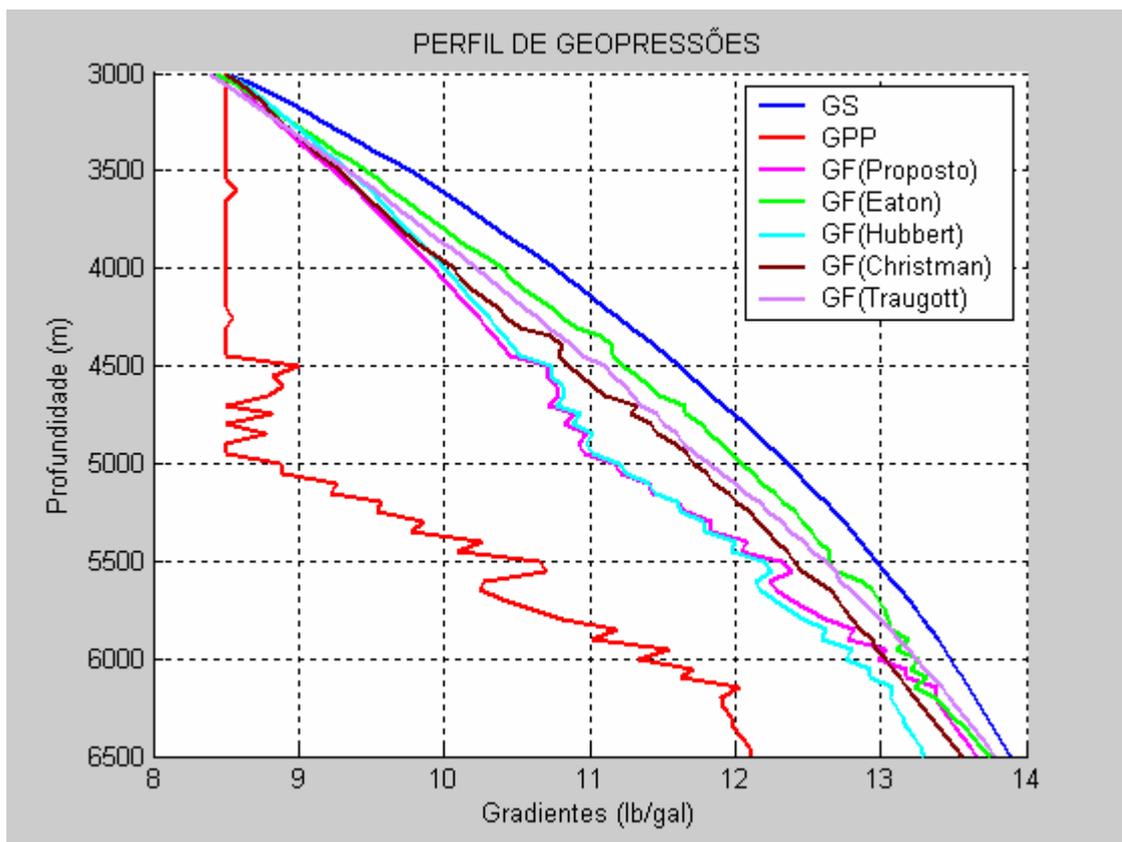


Figura 5.38 – Comportamento dos gradientes de pressões para LDA de 3000 m.

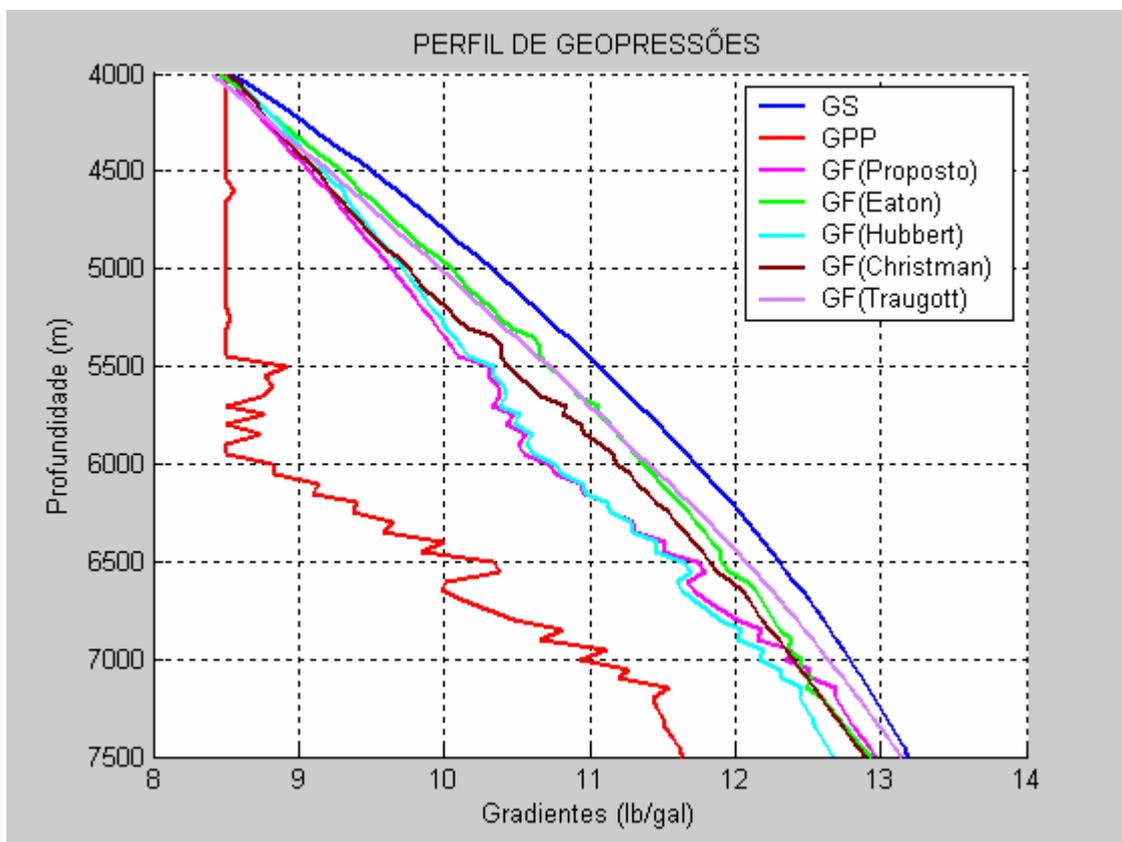


Figura 5.39 – Comportamento dos gradientes de pressões para LDA de 4000 m.

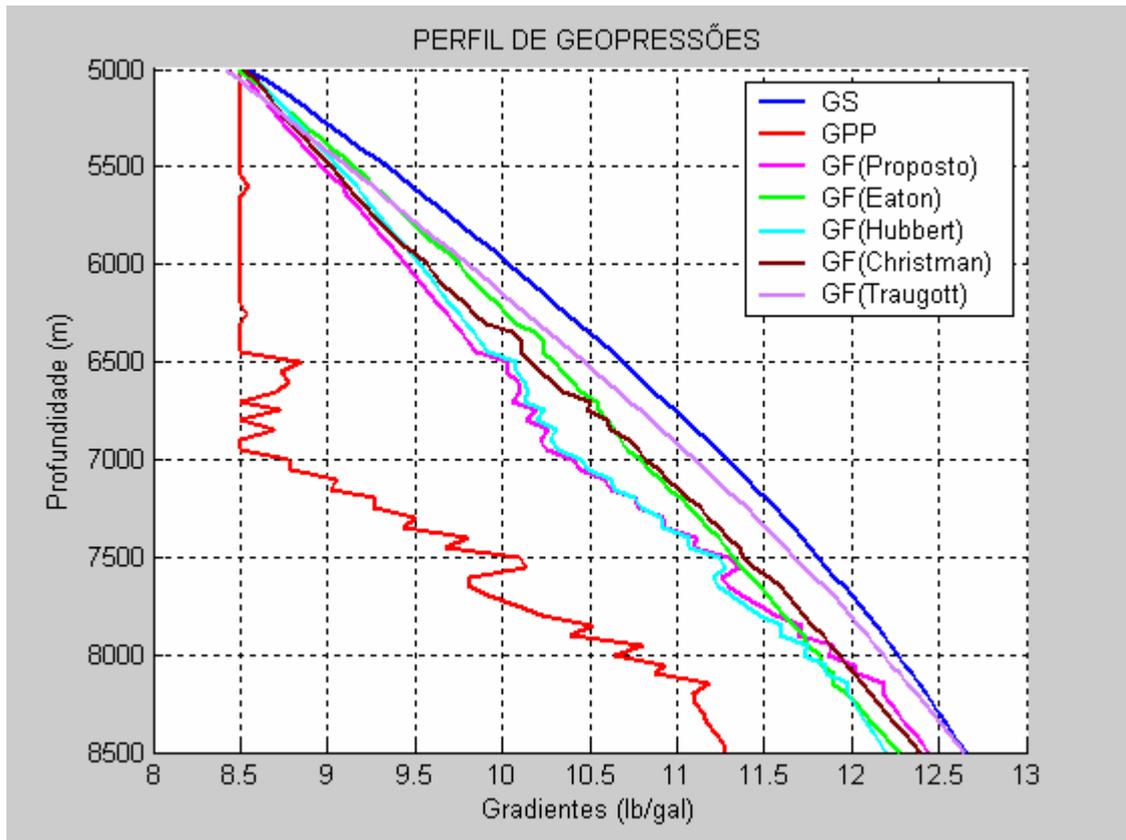


Figura 5.40 – Comportamento dos gradientes de pressões para LDA de 5000 m.

Verifica-se que o aumento da LDA causa redução no gradiente de fratura conforme é visto na Tabela 5.30 com os valores de fundo de poço e na Figura 5.41.

Tabela 5.30 – Redução do gradiente de fratura com o aumento da LDA.

Gradiente de Fratura (lb/gal)	LDA (m)										
	0	250	500	750	1000	1250	1500	2000	3000	4000	5000
Fundo do poço	17,71	17,02	16,51	16,06	15,66	15,31	14,98	14,42	13,55	12,92	12,42

Os dados da Tabela 5.30 mostra o resultado da simulação feita fazendo variar a LDA e mantendo constante a espessura de sedimentos a qual é igual a 3500 m. Para este caso particular, com os dados de Rocha e Azevedo (2009) se verifica que a taxa de redução do gradiente de fratura é de 1,5 psi/m.

Na análise feita nos itens 5.3.6.1 a 5.3.6.2 se verificou que a variação da lâmina d’água causa influência direta nos valores dos gradientes de sobrecarga, pressão de poros e fratura gerando perfis de geopressões distintos. E que quanto mais aumenta a LDA menor é o gradiente de fratura.

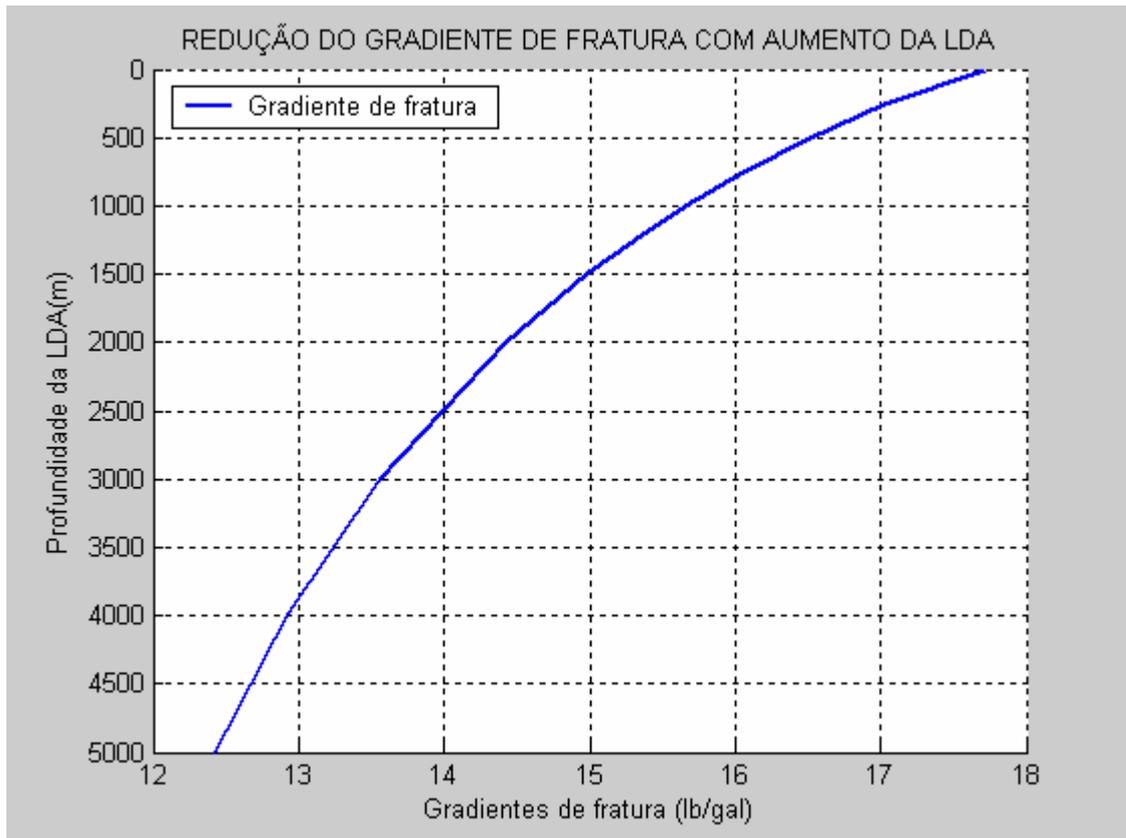


Figura 5.41 – Redução do gradiente de fratura no fundo do poço com o aumento da LDA.

5.1.11 Comportamento do gradiente de sobrecarga com o aumento da LDA

Verifica-se que todos os gradientes dependem do gradiente de sobrecarga e que a profundidade da LDA influencia bastante nos valores de gradiente de pressão de poros e gradiente de fratura. Então, para a verificação deste fato faz-se uma comparação entre os valores de gradientes de sobrecarga calculados desde o poço terrestre (sem LDA) com incremento de profundidade da LDA de 250 m até atingir um poço numa LDA de 1500 m.

Pode-se observar o comportamento das curvas para as diferentes LDA na Figura 5.42 e a Tabela 5.31 mostram os valores correspondentes dos gradientes de sobrecarga para as profundidades de LDA correspondentes a cada cenário de poço.

Tabela 5.31 – Valores de gradiente de sobrecarga para um incremento de 250 m de LDA.

Prof. (m)	Gradiente de sobrecarga (lb/gal)						
	Poço terrestre	LDA 250 m	LDA 500 m	LDA 750 m	LDA 1000 m	LDA 1250 m	LDA 1500 m
0	0	-	-	-	-	-	-
50	15.76	-	-	-	-	-	-
100	16.51	-	-	-	-	-	-
150	16.78	-	-	-	-	-	-

200	16,82	-	-	-	-	-	-
250	16,87	7,675	-	-	-	-	-
300	16,93	9,135	-	-	-	-	-
350	16,99	10,21	-	-	-	-	-
400	17,04	11,04	-	-	-	-	-
450	17,09	11,66	-	-	-	-	-
500	17,14	12,17	8,10	-	-	-	-
550	17,18	12,60	8,90	-	-	-	-
600	17,20	12,98	9,57	-	-	-	-
650	17,23	13,31	10,14	-	-	-	-
700	17,26	13,59	10,61	-	-	-	-
750	17,29	13,85	11,02	8,26	-	-	-
800	17,33	14,07	11,40	8,81	-	-	-
850	17,36	14,26	11,74	9,29	-	-	-
900	17,39	14,44	12,04	9,72	-	-	-
950	17,43	14,61	12,32	10,09	-	-	-
1000	17,46	14,76	12,57	10,43	8,34	-	-
1050	17,50	14,90	12,81	10,75	8,76	-	-
1100	17,53	15,03	13,01	11,04	9,14	-	-
1150	17,56	15,16	13,20	11,31	9,48	-	-
1200	17,60	15,28	13,39	11,56	9,79	-	-
1250	17,63	15,39	13,56	11,79	10,07	8,39	-
1300	17,66	15,49	13,72	12,01	10,34	8,73	-
1350	17,71	15,59	13,87	12,21	10,60	9,04	-
1400	17,76	15,69	14,01	12,40	10,83	9,33	-
1450	17,79	15,78	14,15	12,58	11,06	9,58	-
1500	17,81	15,86	14,28	12,74	11,27	9,83	8,42
1550	17,83	15,95	14,40	12,90	11,47	10,06	8,70
1600	17,86	16,04	14,52	13,06	11,65	10,29	8,97
1650	17,89	16,13	14,63	13,20	11,83	10,50	9,22
1700	17,93	16,20	14,74	13,34	12,00	10,70	9,44
1750	17,96	16,26	14,84	13,48	12,16	10,89	9,66
1800	18,00	16,33	14,94	13,61	12,32	11,08	9,86
1850	18,03	16,39	15,05	13,73	12,46	11,25	10,06
1900	18,07	16,45	15,15	13,85	12,60	11,41	10,25
1950	18,10	16,53	15,24	13,96	12,74	11,57	10,43
2000	18,13	16,59	15,32	14,07	12,88	11,72	10,61
2050	18,16	16,65	15,40	14,18	13,00	11,87	10,78
2100	18,19	16,71	15,47	14,29	13,13	12,01	10,93
2150	18,21	16,77	15,55	14,40	13,24	12,14	11,09
2200	18,24	16,83	15,64	14,50	13,36	12,28	11,24
2250	18,26	16,89	15,71	14,58	13,47	12,41	11,38
2300	18,28	16,94	15,79	14,67	13,58	12,53	11,52
2350	18,30	16,99	15,86	14,75	13,69	12,65	11,65
2400	18,31	17,04	15,93	14,83	13,80	12,77	11,78
2450	18,33	17,08	16,00	14,93	13,90	12,88	11,91
2500	18,34	17,12	16,07	15,01	13,99	12,99	12,03
2550	18,35	17,16	16,13	15,09	14,08	13,10	12,15

2600	18,36	17,20	16,19	15,17	14,17	13,21	12,26
2650	18,38	17,23	16,25	15,25	14,25	13,32	12,38
2700	18,40	17,27	16,30	15,32	14,35	13,41	12,49
2750	18,42	17,30	16,36	15,40	14,43	13,50	12,59
2800	18,43	17,32	16,40	15,47	14,52	13,59	12,70
2850	18,44	17,36	16,45	15,53	14,60	13,68	12,81
2900	18,46	17,39	16,50	15,60	14,68	13,77	12,91
2950	18,46	17,43	16,54	15,65	14,76	13,86	13,01
3000	18,47	17,46	16,58	15,71	14,83	13,95	13,10
3050	18,48	17,48	16,61	15,77	14,91	14,03	13,19
3100	18,48	17,51	16,66	15,82	14,98	14,12	13,28
3150	18,48	17,53	16,70	15,87	15,04	14,20	13,36
3200	18,49	17,55	16,74	15,93	15,11	14,28	13,45
3250	18,50	17,58	16,78	15,97	15,17	14,36	13,54
3300	18,50	17,59	16,82	16,01	15,23	14,43	13,63
3350	18,51	17,61	16,85	16,06	15,29	14,50	13,71
3400	18,52	17,63	16,88	16,11	15,34	14,57	13,79
3450	18,53	17,65	16,91	16,16	15,40	14,64	13,87
3500	18,54	17,66	16,94	16,20	15,45	14,71	13,95

Obs.: Medidas de profundidade tomadas em relação à mesa rotativa.

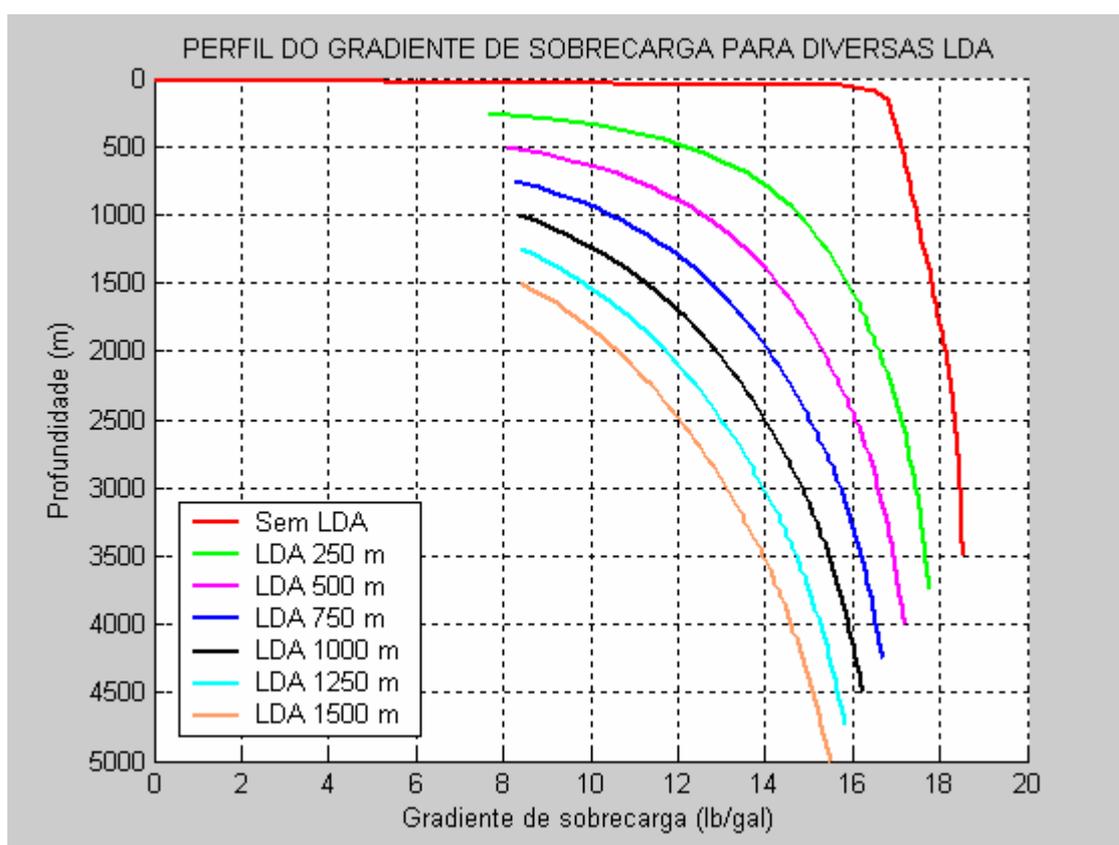


Figura 5.42 – Comportamento do gradiente de sobrecarga em função do aumento da LDA.

Observa-se na Figura 5.42 que o gradiente de sobrecarga diminui com o aumento da profundidade da lâmina d'água. Os valores são vistos na Tabela 5.31 onde, por exemplo, na

profundidade de 3500 m tem-se uma diferença no gradiente de sobrecarga de 4,59 lb/gal quando se referindo ao valor do gradiente de sobrecarga do poço terrestre com o do poço numa LDA de 1500 m.

A redução na sobrecarga devido ao aumento da LDA ocasiona diretamente uma redução no gradiente de fratura.

Pode-se admitir que quanto maior a lâmina d'água para uma mesma profundidade, menor é o gradiente da sobrecarga, medida em relação à mesa rotativa.

5.1.12 Comportamento do coeficiente de Poisson com o aumento da LDA

Na Figura 5.43 inseriu-se todo o intervalo correspondente ao acréscimo de profundidade da LDA num mesmo perfil e pode-se verificar que a curva do coeficiente de Poisson obtida por Eaton é a mesma para qualquer LDA.

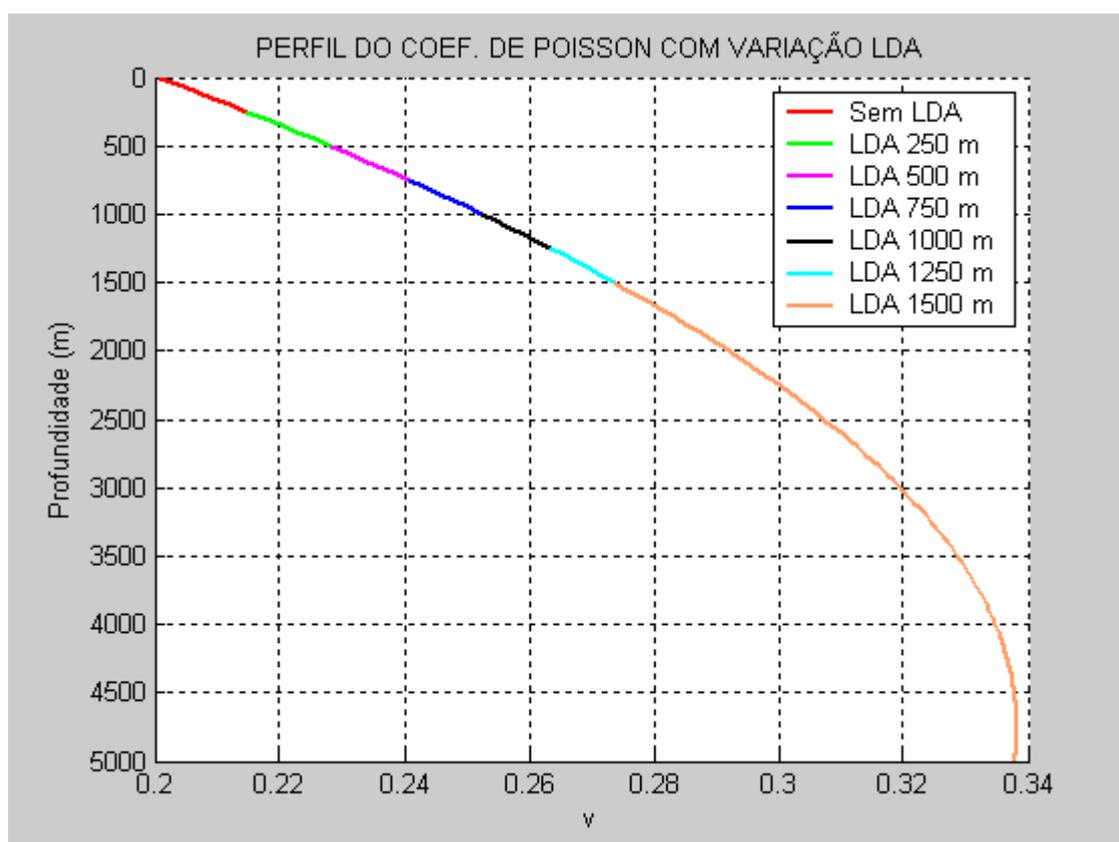


Figura 5.43 – Comportamento do coeficiente de Poisson por Eaton com variação da LDA.

Outra relação existente pode ser verificada quando se coloca lado a lado o perfil do coeficiente de Poisson que é adimensional e o perfil da densidade dos sedimentos. Verifica-se a existência de uma relação inversamente proporcional entre si conforme mostra a Figura 5.44.

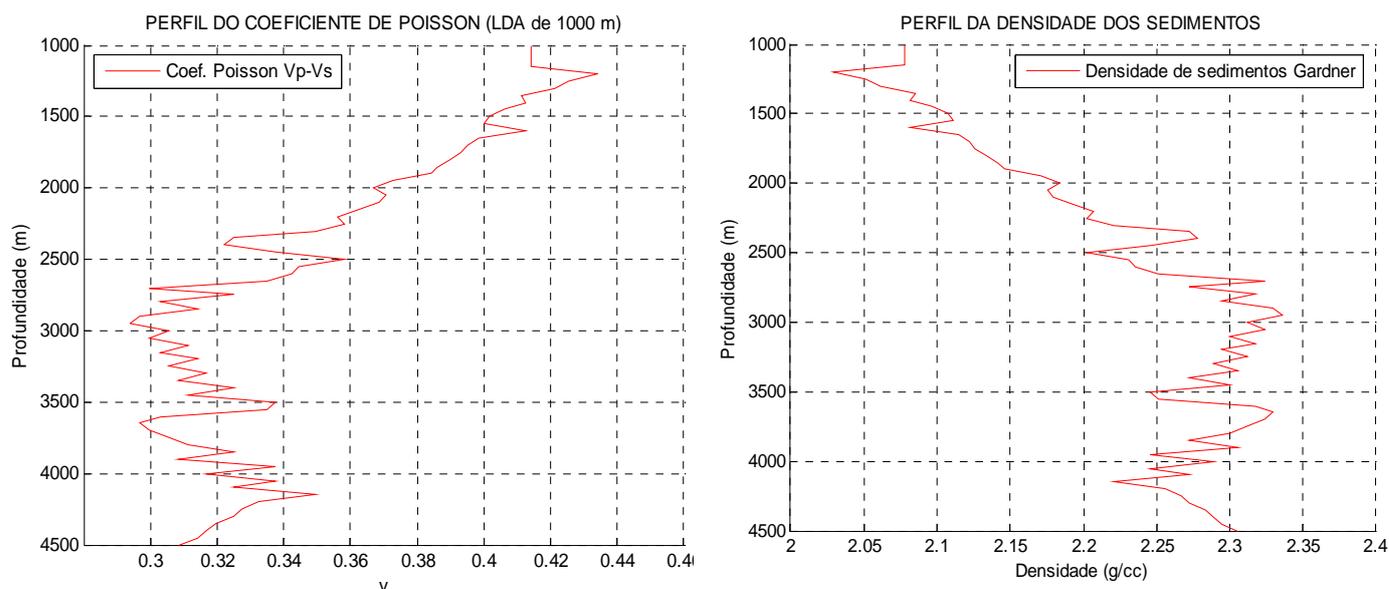


Figura 5.44 - Relação inversa entre coeficiente de Poisson e a densidade dos sedimentos.

Essa relação mostra que quanto maior for a razão entre a deformação transversal em relação a axial, menor é a densidade dos sedimentos. Isto é, quanto maior o coeficiente de Poisson, menor a densidade dos sedimentos.

A relação de Castagna *et al* (1993) para arenito e folhelho apresenta uma tendência de redução no coeficiente de Poisson com a profundidade na zona normal, resultando em valor que varia de 0,4141 no fundo do mar e 0,2939 na profundidade de 2950 m que é o início da zona de transição. E na zona anormal ocorre a inversão na tendência para crescimento que varia de 0,2039 no fundo do mar, até 0,3085 no fundo do poço apresentando algumas oscilações no intervalo. Enquanto que com a equação de Eaton mostra tendência de crescimento em todo intervalo sem variações.

5.1.13 Comportamento do coeficiente de tensão da matriz da rocha em relação ao aumento da profundidade da LDA

A tensão mínima de compressão da matriz da rocha é um termo adicional à pressão de poros que define a janela operacional permitindo maior ou menor aproximação do teste de absorção.

Na Figura 5.45 fez-se uma simulação variando a profundidade da lâmina d'água e verificou-se que a curva do coeficiente K em função da profundidade tem o mesmo comportamento para qualquer profundidade da LDA.

Neste caso particular, isto decorreu porque foi usada a Equação de Eaton para estimativa do coeficiente de Poisson em função da profundidade da LDA com valor de K obtido em função do coeficiente de Poisson de Eaton.

Entretanto, para o caso de uma LDA constante, por exemplo, de 1000 m, obtém-se um valor de K distinto conforme o modelo utilizado.

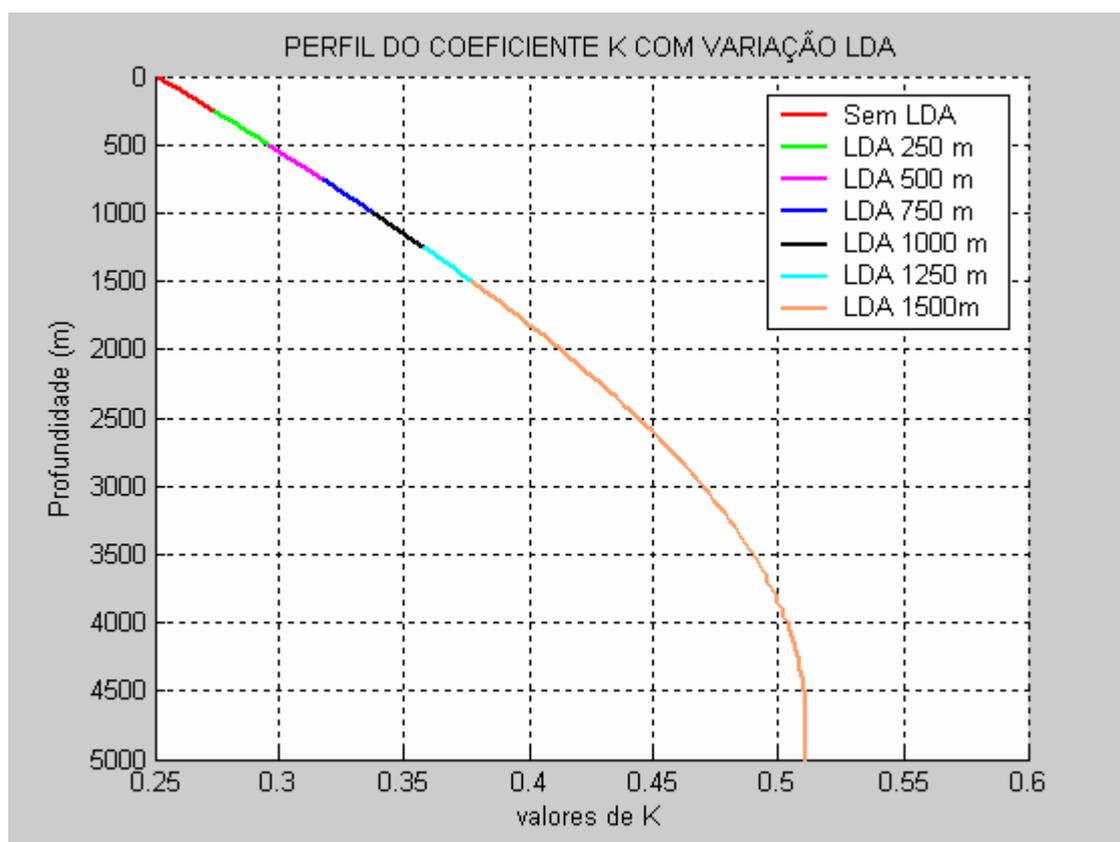


Figura 5.45 - Comportamento do coeficiente K em função da variação da LDA.

Verifica-se na Figura 5.46 que existe uma significativa diferença entre os valores de K calculados com seis métodos diferentes. Porém, como o espaço de variação está compreendido entre 0 e 1 a diferença em valores quantitativos é relativamente pequena conforme se pode observar na Tabela 5.32.

Fazendo-se a comparação entre os modelos baseados no efeito da compactação, verifica-se que a diferença entre eles é a forma de como é calculado o valor de K . Cada modelo tem sua maneira diferente para obtenção do valor de K .

Tabela 5.32 – Valores de K obtido pelos diferentes modelos.

Prof. (m)	Valores de K obtido em cada modelo					
	Tensão mínima	Aadnoy	Traugott	Christman	Eaton	Matthews e Kelly
1000	0,6386	0,8071	0,5061	0,5946	0,3378	0,0100
1050	0,6430	0,8077	0,5175	0,5946	0,3419	0,0163
1100	0,6473	0,8083	0,5283	0,5946	0,3459	0,0226
1150	0,6513	0,8089	0,5388	0,5946	0,3499	0,0289
1200	0,6552	0,8096	0,5488	0,5484	0,3539	0,0351
1250	0,6589	0,8102	0,5584	0,5693	0,3579	0,0414
1300	0,6625	0,8109	0,5678	0,5786	0,3618	0,0477
1350	0,6659	0,8116	0,5768	0,6012	0,3656	0,0540
1400	0,6692	0,8123	0,5856	0,5979	0,3695	0,0603
1450	0,6724	0,8130	0,5941	0,6113	0,3733	0,0666
1500	0,6755	0,8137	0,6023	0,6217	0,3771	0,0729
1550	0,6785	0,8144	0,6104	0,6252	0,3808	0,0791
1600	0,6814	0,8151	0,6182	0,5979	0,3845	0,0854
1650	0,6842	0,8158	0,6258	0,6287	0,3882	0,0917
1700	0,6869	0,8165	0,6333	0,6359	0,3918	0,0980
1750	0,6895	0,8172	0,6406	0,6396	0,3954	0,1043
1800	0,6921	0,8180	0,6477	0,6469	0,3989	0,1106
1850	0,6946	0,8187	0,6546	0,6545	0,4024	0,1169
1900	0,6970	0,8194	0,6614	0,6583	0,4059	0,1231
1950	0,6994	0,8201	0,6681	0,6820	0,4093	0,1294
2000	0,7017	0,8209	0,6746	0,6943	0,4126	0,1357
2050	0,7039	0,8216	0,6810	0,6860	0,4160	0,1420
2100	0,7061	0,8223	0,6873	0,6902	0,4192	0,1483
2150	0,7083	0,8230	0,6935	0,7028	0,4225	0,1546
2200	0,7104	0,8237	0,6996	0,7158	0,4257	0,1609
2250	0,7124	0,8244	0,7055	0,7114	0,4288	0,1671
2300	0,7144	0,8251	0,7114	0,7293	0,4319	0,1734
2350	0,7164	0,8258	0,7172	0,7775	0,4349	0,1797
2400	0,7183	0,8265	0,7228	0,7826	0,4379	0,1860
2450	0,7201	0,8272	0,7284	0,7527	0,4408	0,1923
2500	0,7220	0,8279	0,7339	0,7114	0,4437	0,1986
2550	0,7238	0,8286	0,7393	0,7385	0,4465	0,2049
2600	0,7256	0,8292	0,7447	0,7432	0,4493	0,2111
2650	0,7273	0,8299	0,7499	0,7575	0,4521	0,2174
2700	0,7290	0,8306	0,7551	0,8260	0,4547	0,2237
2750	0,7307	0,8312	0,7602	0,7775	0,4573	0,2300
2800	0,7323	0,8318	0,7653	0,8204	0,4599	0,2363
2850	0,7339	0,8324	0,7702	0,7984	0,4624	0,2426
2900	0,7355	0,8330	0,7752	0,8318	0,4649	0,2489
2950	0,7371	0,8336	0,7800	0,8376	0,4673	0,2551
3000	0,7386	0,8342	0,7848	0,8148	0,4696	0,2614
3050	0,7401	0,8348	0,7895	0,8260	0,4719	0,2677
3100	0,7416	0,8354	0,7942	0,8038	0,4741	0,2740

3150	0,7430	0,8359	0,7988	0,8204	0,4762	0,2803
3200	0,7445	0,8364	0,8034	0,7984	0,4783	0,2866
3250	0,7459	0,8370	0,8079	0,8148	0,4804	0,2929
3300	0,7473	0,8375	0,8124	0,7931	0,4823	0,2991
3350	0,7486	0,8380	0,8168	0,8092	0,4842	0,3054
3400	0,7500	0,8385	0,8211	0,7775	0,4861	0,3117
3450	0,7513	0,8389	0,8255	0,8038	0,4879	0,3180
3500	0,7526	0,8394	0,8297	0,7527	0,4896	0,3243
3550	0,7539	0,8398	0,8340	0,7575	0,4913	0,3306
3600	0,7552	0,8402	0,8382	0,8204	0,4929	0,3369
3650	0,7564	0,8406	0,8423	0,8318	0,4944	0,3431
3700	0,7577	0,8410	0,8464	0,8260	0,4959	0,3494
3750	0,7589	0,8414	0,8505	0,8148	0,4973	0,3557
3800	0,7601	0,8417	0,8545	0,8038	0,4986	0,3620
3850	0,7613	0,8421	0,8585	0,7775	0,4999	0,3683
3900	0,7625	0,8424	0,8624	0,8092	0,5011	0,3746
3950	0,7636	0,8427	0,8663	0,7527	0,5022	0,3809
4000	0,7648	0,8430	0,8702	0,7931	0,5033	0,3871
4050	0,7659	0,8432	0,8741	0,7527	0,5043	0,3934
4100	0,7670	0,8435	0,8779	0,7775	0,5052	0,3997
4150	0,7681	0,8437	0,8816	0,7293	0,5061	0,4060
4200	0,7692	0,8439	0,8854	0,7624	0,5069	0,4123
4250	0,7703	0,8441	0,8891	0,7724	0,5076	0,4186
4300	0,7713	0,8443	0,8928	0,7775	0,5083	0,4249
4350	0,7724	0,8445	0,8964	0,7878	0,5089	0,4311
4400	0,7734	0,8446	0,9000	0,7931	0,5094	0,4374
4450	0,7745	0,8447	0,9036	0,7984	0,5098	0,4437
4500	0,7755	0,8448	0,9072	0,8092	0,5102	0,4500

O valor de K encontrado pelo modelo de Eaton é função do coeficiente de Poisson que varia com a profundidade.

O K determinado pelo modelo de Christman depende exclusivamente da densidade de sedimentos obtida a partir do tempo de trânsito do perfil sônico com a utilização da equação de Gardner. Como a densidade dos sedimentos varia conforme as ondas compressoriais, a densidade sofre essa influência mostrada pela variação da curva em função da profundidade, conforme se observa na Figura 5.46. Mesmo assim mostra uma tendência na zona normal similar ao comportamento do K de Traugott e na zona anormal mostra uma tendência similar ao K da tensão mínima.

O valor de K obtido pelo método da tensão mínima é feito fazendo-se o ajuste do K pontual com valor do teste de absorção na mesma profundidade com aproximação pelo método dos mínimos quadrados.

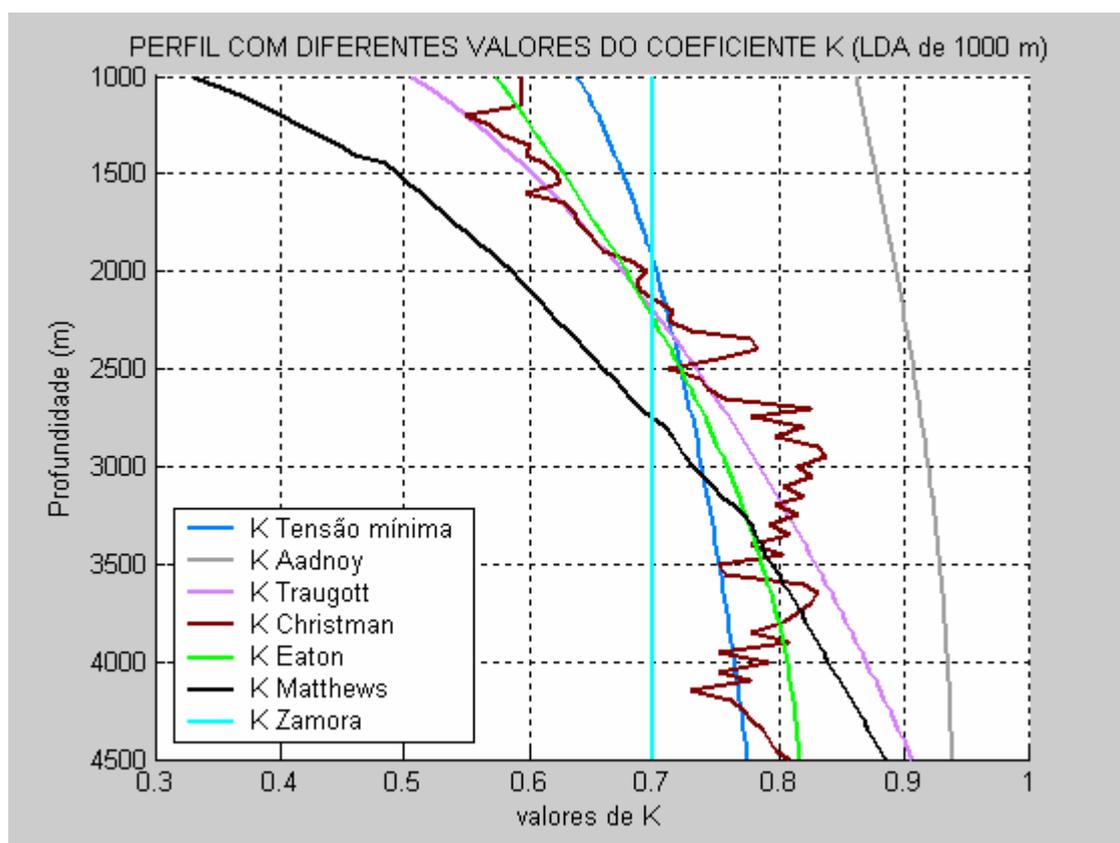


Figura 5.46 – Comportamento das curvas com valores de K de cada modelo.

O valor do K de Zamora utiliza um código que relaciona a plasticidade das formações e pela idade geológica para cada área individualizada.

O valor de K usado no modelo de Matthews e Kelly é obtido pelas curvas desenvolvidas para a área da Costa do sul do Texas e Costa do Golfo de Luisiana.

Isolando-se da Figura 5.46, os valores de K que mais se aproximam entre si dentre todos modelos analisados são dos modelos de Christman, Traugott, Zamora e Tensão Mínima conforme se vê na Figura 5.47.

O K obtido pelo método de Traugott é função de relação empírica entre a variação da espessura dos sedimentos abaixo do fundo do mar e a espessura da LDA. Usando a equação de Traugott pode-se estimar um perfil de porosidade ao longo da profundidade para a LDA de 1000 m conforme se pode ver na Figura 5.48.

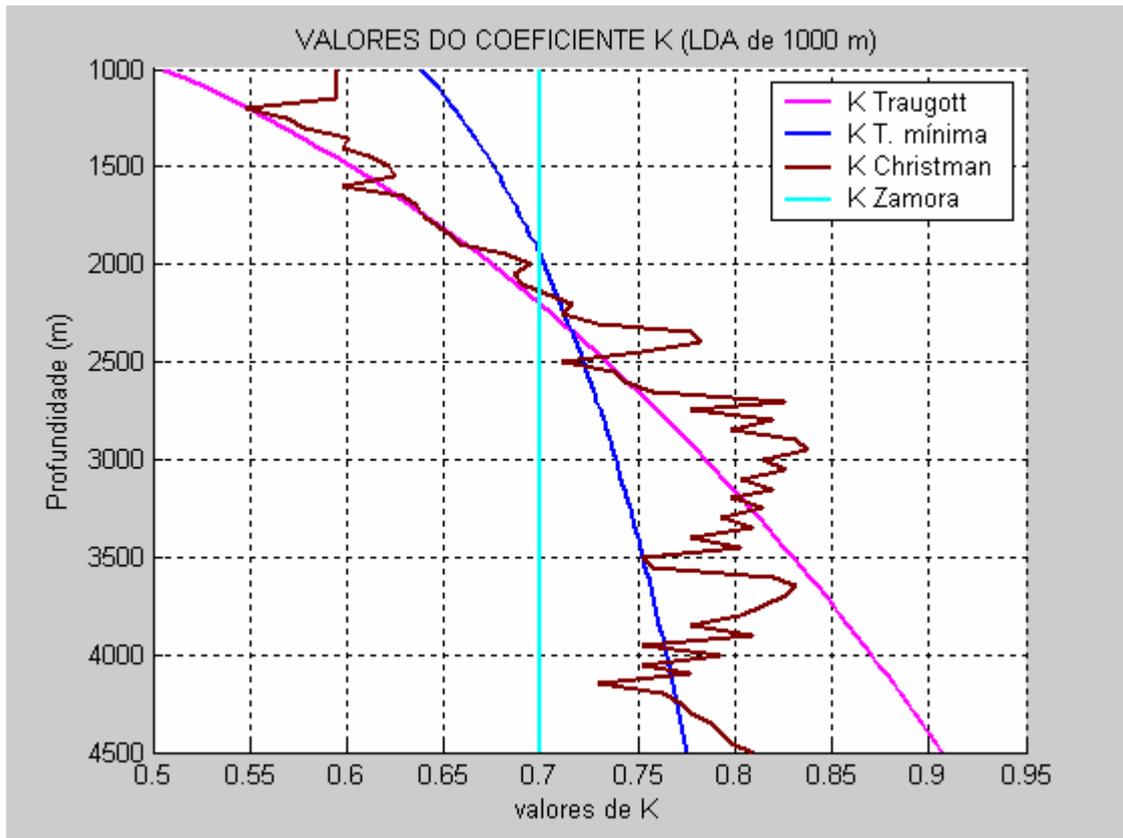


Figura 5.47 – Comportamento dos valores de K que mostram maior aproximação.

Com os valores de porosidade que geraram o perfil da Figura 5.48 e os valores de TT_0 's da Tabela 5.1 aplicando-se a equação de Traugott para porosidade média pode-se ainda estimar o tempo de trânsito da matriz da rocha e o tempo de trânsito no fluido conforme a comparação entre os tempos de trânsitos vistas na Figura 5.49.

Comparando-se os perfis de tempos de trânsito da matriz com o tempo de trânsito no fluido, visto na Figura 5.49 verifica-se que até a profundidade de 2000 m o tempo de trânsito no fluido supera o tempo de trânsito da matriz e a tendência de redução no tempo de trânsito no fluido é causado pelo efeito de compactação. Quanto menor o espaço poroso contendo fluido, resulta em menor tempo de trânsito. Isto baseado no princípio que diz: quanto maior for a profundidade, maior é o grau de compactação, maior a velocidade das ondas e menor é o tempo de trânsito.

Verifica-se ainda que no perfil de tempo de trânsito da matriz até a profundidade de 3000 m os valores permanecem próximos de 60 $\mu\text{seg}/\text{ft}$ e abaixo dessa profundidade verifica-se uma tendência de crescimento devido o aumento da compactação e compressibilidade da rocha pelo espaço poroso da zona anormalmente pressurizada.

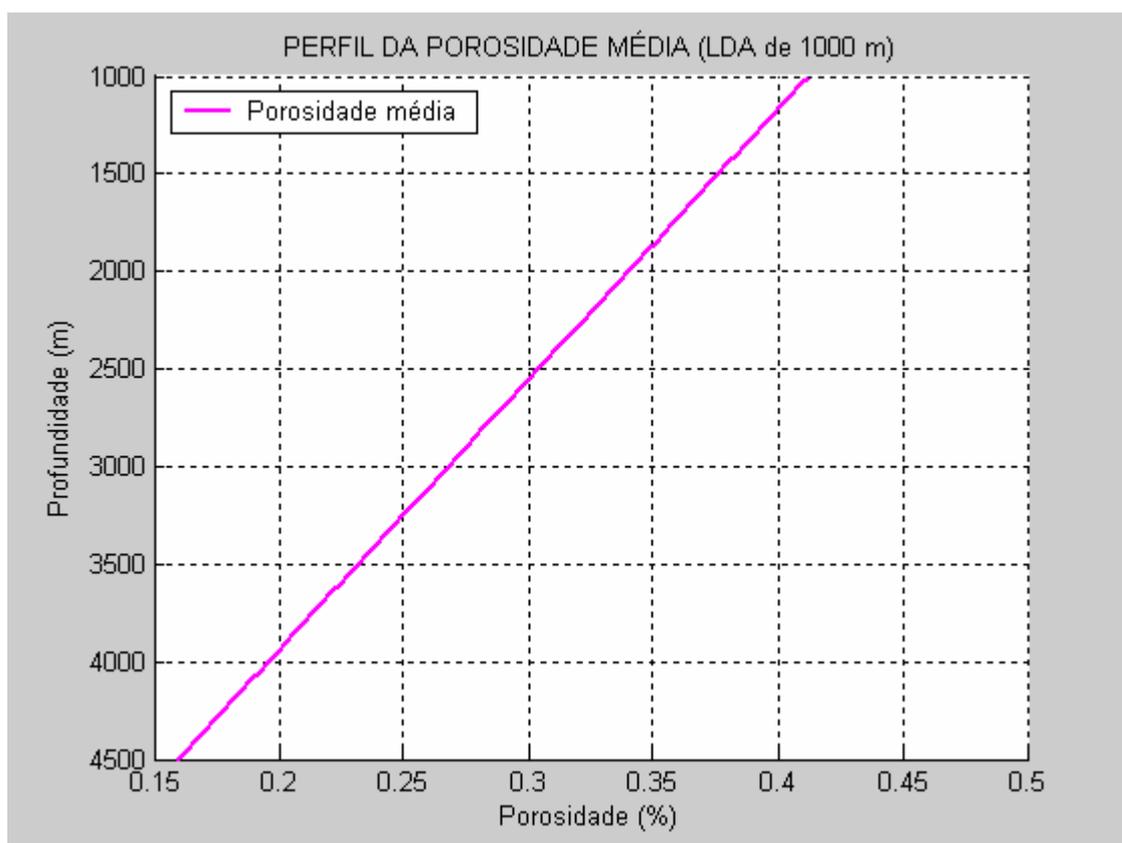


Figura 5.48 – Perfil de porosidade média através da equação de Traugott para LDA de 1000 m.

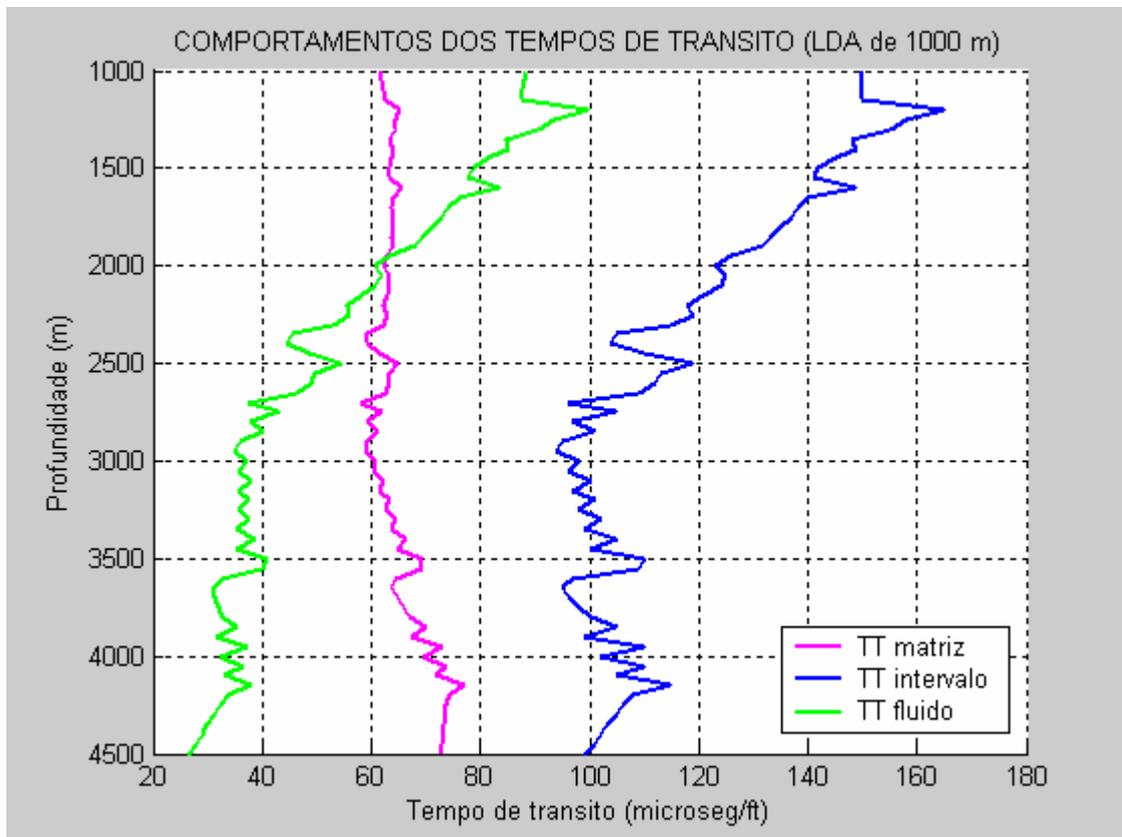


Figura 5.49 – Comportamento dos tempos de trânsito das ondas ao longo do poço.

5.1.14 Comparação entre os modelos analisados e o proposto em relação a margem de segurança do riser.

Quando a LDA é profunda ou ultraprofunda e a perfuração é feita com uma unidade flutuante de posicionamento dinâmico, se faz necessário à utilização da margem de segurança para o riser para o caso que se necessite fazer a desconecção do riser e que não haja influxo nesse instante.

Verifica-se pela Figura 5.50 que a profundidade de 4150 m é um ponto crítico, porque a margem de segurança do riser quase chega a inviabilizar a profundidade máxima perfurável da fase, quando a densidade do fluido de perfuração se aproxima por uma diferença de 0,14 lb/gal do gradiente de fratura obtido com o modelo da tensão mínima. Na profundidade de 4500 m, esse adicional de pressão alcança 1,48 lb/gal acima do gradiente de pressão de poros. Vale salientar que a janela operacional com essa margem de segurança é para condições estáticas. Para condições dinâmicas haverá mais redução na janela operacional em função das perdas de cargas atuantes no sistema de circulação.

O valor de 1,48 lb/gal é à margem de segurança do riser, a qual é obtida usando a Equação 5.1.

$$\rho_{MR} = \frac{(GPP \cdot D - \rho_w \cdot D_w)}{D_s} - GPP \quad (5.1)$$

Onde ρ_{MR} é a densidade da margem do riser (lb/gal), D é a profundidade vertical (m), ρ_w é a densidade da água do mar (lb/gal), D_w é a profundidade da lâmina d'água (m) e D_s é a espessura de sedimentos (m).

É um valor constante que é adicionado ao gradiente de pressão de poros para esse cenário conforme é visto na Figura 5.50 a qual estima o gradiente de fratura pelos modelos de Eaton, Hubbert, Tensão Mínima, Christman, Traugott, Zamora e o proposto em relação ao gradiente da MSR para o caso da LDA de 1000 m.

Utilizando o modelo de Eaton visto na Figura 5.50, observa-se que na profundidade de 4150 m, o peso da lama da margem de segurança do riser se aproxima do gradiente de fratura por uma pequena diferença de 0,38 lb/gal conforme é visto na Tabela 5.33. Logo, para estar a favor da segurança, necessita-se considerar que a MSR inviabilizou o avanço da profundidade máxima perfurável exigindo uma nova coluna de revestimento. Mas, em se utilizando o modelo proposto

verifica-se que ainda precisa de 0,56 lb/gal para o peso da lama da margem do *riser* atingir o gradiente de fratura. Isto significa que não é necessário descer uma nova coluna de revestimento.

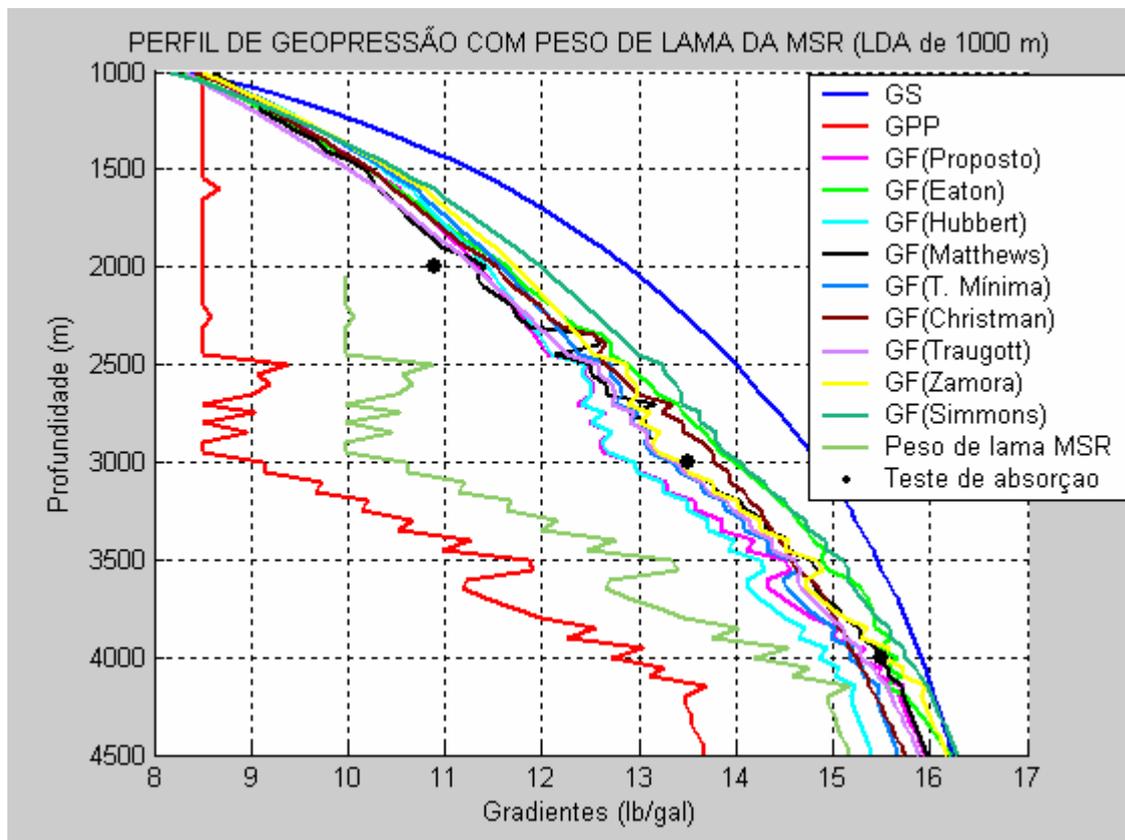


Figura 5.50 - Comparação entre os modelos de Eaton, Hubbert, Matthews, Tensão Mínima, Christman, Traugott, Zamora, Simmons e o proposto em relação ao gradiente da MSR.

O modelo de Hubbert observado na Figura 5.50 verifica-se também que o peso da lama da margem do *riser* se aproxima por uma pequena diferença de 0,07 lb/gal conforme observado na Tabela 5.33 na profundidade de 4150 m inviabilizando a profundidade máxima perfurável se considerado a favor da segurança exigindo nova coluna de revestimento.

Observando pelo modelo de Christman visto na Figura 5.50 verifica-se que na profundidade de 4150 m o peso da lama da margem do *riser* se aproxima por uma pequena diferença de 0,21 lb/gal conforme é visto na Tabela 5.33 podendo considerar que quase inviabilizou o avanço da profundidade máxima perfurável. Com isso, o modelo proposto apresenta-se melhor do que o modelo de Christman.

O modelo de Traugott observado na Figura 5.50 mostra uma janela operacional de 0,40 lb/gal observado na Tabela 5.33, não requerendo cuidados com a margem do *riser* em se analisando o dimensionamento do peso do fluido de perfuração em condições estáticas. Porque em condições

dinâmicas consideram-se as perdas de cargas que é mais um adicional de pressão que aumenta a pressão dentro do poço de encontro à formação.

O modelo de Zamora observado na Figura 5.50 mostra que a janela operacional é de 0,77 lb/gal, maior do que a do modelo proposto na profundidade de 4150 m que é de 0,57 lb/gal..

O modelo de Matthews observado na Figura 5.50 apresentou uma janela operacional de 0,78 lb/gal em relação ao peso da lama da margem do *riser* na profundidade de 4150 m comparando com o modelo proposto, que é de 0,45 lb/gal.

No modelo de Daines observado na Figura 5.51 verifica-se que o peso da lama da margem do *riser* apresentou a maior margem dos modelos analisados que foi de 0,87 lb/gal conforme é visto na Tabela 5.33 na profundidade de 4150 m.

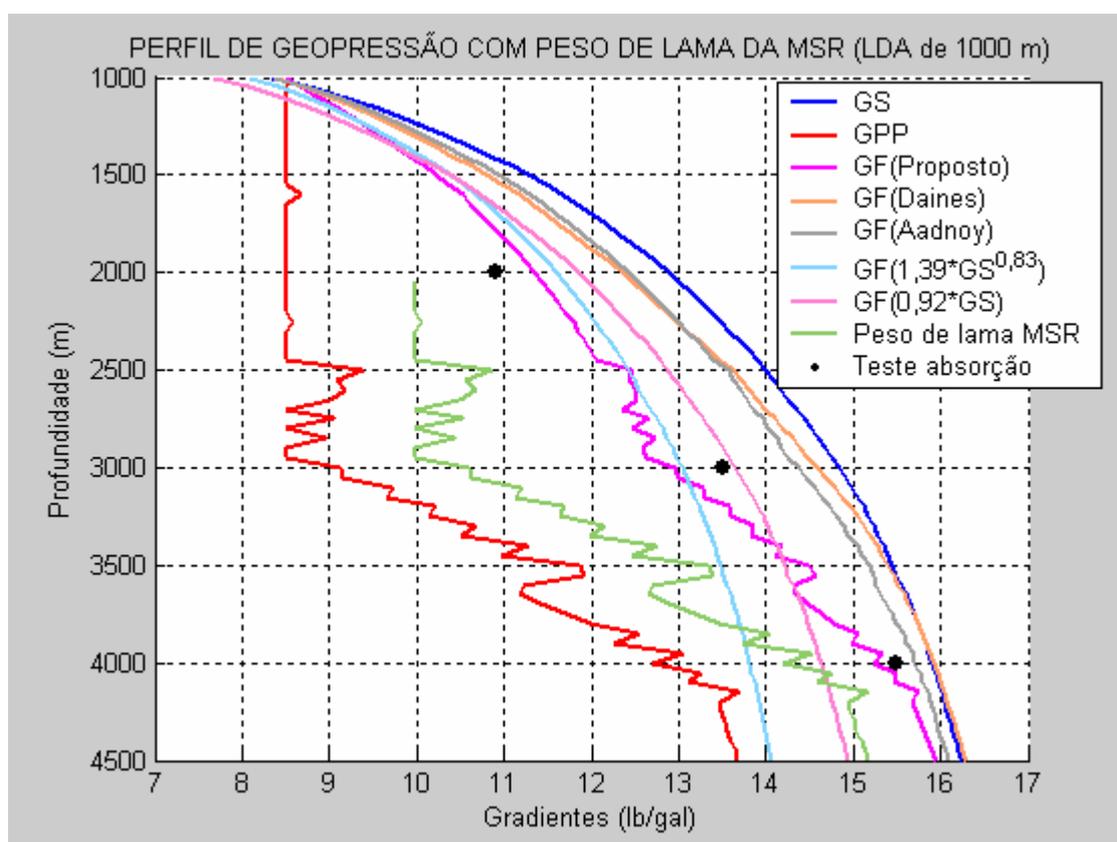


Figura 5.51 - Comparação entre os modelos de Daines, Aadnoy, proposto e as correlações específicas em relação ao peso da lama da MSR.

O modelo de Aadnoy observado na Figura 5.51 apresenta uma janela operacional de 0,70 lb/gal conforme se verifica na Tabela 5.33. Mostra um perfil mais estável do que o modelo proposto e os outros modelos analisados.

As correlações específicas observadas na Figura 5.51 não devem ser utilizadas se considerar a MSR porque são modelos em que o peso da lama da margem do *riser* supera o gradiente de fratura. A correlação 1,39GS^{0,83} é superada pelo peso da lama da margem do *riser* a partir da profundidade de 3950 m até o fundo do poço e o da correlação 0,92GS a partir da profundidade de 4050 m até o fundo do poço.

A Tabela 5.33 mostra o diferencial de pressão em lb/gal que falta para ocorrer o estreitamento da janela operacional utilizando-se a margem de segurança do *riser* na profundidade de 4150 m com a LDA de 1000 m para os diversos modelos analisados com dimensionamento em condições estática.

Tabela 5.33 – Estreitamento da janela operacional com a MSR na profundidade de 4150 m.

Modelos indiretos analisados										
Diferença entre o peso da lama da MSR e o gradiente de fratura na profundidade de 4150 m										
Prop	Eaton	Tensão Mínima	Hubbert e Willis	Matthews e Kelly	Christman	Daines	Traugott	Aadnoy	Zamora	Simmons
0,56	0,38	0,30	0,07	0,53	0,21	0,87	0,40	0,70	0,77	0,81

Verifica-se pelos valores vistos na Tabela 5.33 que os modelos de Eaton, tensão mínima, Hubbert e Christman tiveram as menores margens acima do gradiente da MSR na profundidade de 4150 m que é o ponto considerado mais crítico em todo intervalo do poço.

Observa-se na Tabela 5.33 que os modelos que apresentaram maior margem na janela operacional, portanto mais segurança na profundidade de 4150 m, são os modelos de Aadnoy, Daines, Matthews e Kelly, Zamora e o proposto, são os melhores, nesta ordem.

Sabendo-se que quando o peso da lama é maior que o gradiente de fratura requer uma nova coluna de revestimento. Apesar do valor do teste de absorção ser maior que os gradientes de fratura calculados nesta profundidade, porém não se deve tomar uma decisão com riscos porque não se considerou a densidade equivalente de circulação. Porém, no item 5.1.15 é feito o cálculo considerando-se a densidade equivalente de circulação.

5.1.15 Determinação da densidade equivalente de circulação utilizando unidades de campo.

Para obter a densidade equivalente de circulação considerou-se no cálculo o índice de fluxo para o interior dos tubos $n_p = 0,74$ e o índice de fluxo para o espaço anular $n_a = 0,65$. O valor do índice de consistência para o interior dos tubos $K_p = 0,42$ e o índice de consistência para o espaço anular $K_a = 0,74$.

As equações para determinação das velocidades médias de fluxo, taxa de cisalhamento a parede, viscosidade equivalente, número de Reynolds, fator de fricção e perda de carga (ΔP) encontram-se no Anexo VII e obtidas de Machado (2002).

Parâmetros de escoamento:

-Vazão de bombeio - 400 gal/min.

-Massa específica – 15,16 lb/gal.

Composição da coluna de perfuração:

-Broca tricônica com 3 jatos de 15/32"

-Diâmetro da broca - 8 1/2 "

-Tubos de perfuração de 5":
(DI = 4,276" e D.E. = 5").

-Tubos de perfuração pesados de 5":
(DI = 3" e D.E. = 5").

-Comandos de 6 1/4 "
(DI = 2,8125" e D.E. = 6,25").

-Revestimento intermediário:
(DI = 10,05" e D.E. = 10,75").

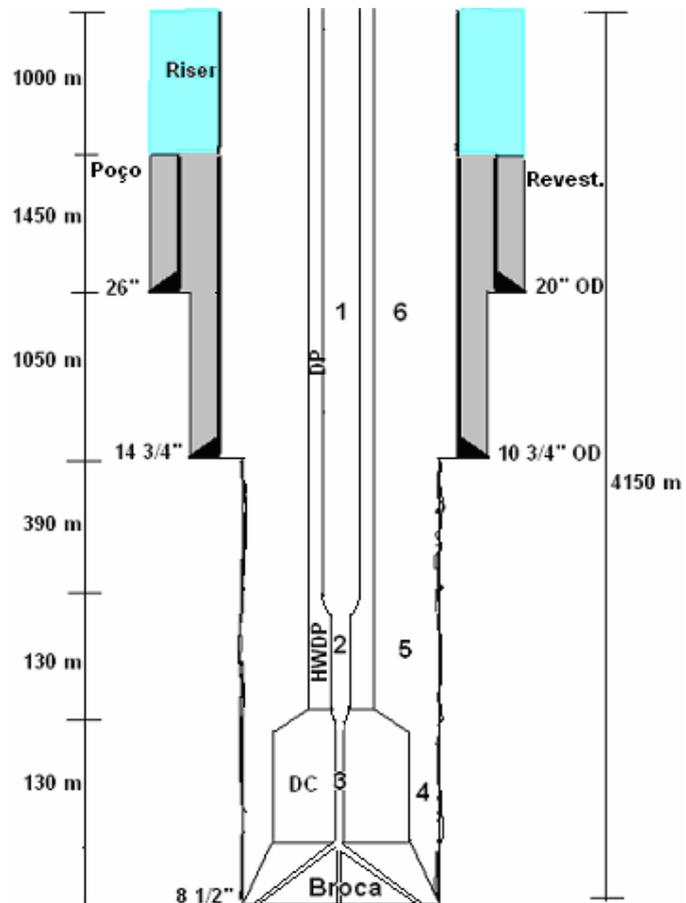
Equipamentos de superfície:

-Tubo bengala (45'x4" D.I.)

-Mangueira do swivel (55'x3" D.I.)

-Cabeça de injeção (5'x21/2" D.I.)

-Haste quadrada (40'x31/2" D.I.)



Perfil esquemático do poço até a prof. de 4150 m
(Sem escala)

Tabela 5.34 – Valores calculados para velocidade média de fluxo.

Velocidade média de fluxo (ft/seg)			
Seção	Interior da coluna	Seção	Espaço anular
1	8,9	4	4,9
2	18,1	5	3,4
3	20,6	6	2,1

Tabela 5.35 - Valores calculados para taxa de cisalhamento a parede.

Taxa de cisalhamento à parede (seg^{-1})			
Seção	Interior da coluna	Seção	Espaço anular
1	199,8	4	313,6
2	579,2	5	139,8
3	703,1	6	59,8

Tabela 5.36 - Valores calculados para viscosidade equivalente.

Viscosidade equivalente (cp)			
Seção	Interior da coluna	Seção	Espaço anular
1	54	4	53
2	41	5	70
3	39	6	94

Tabela 5.37 - Valores calculados para número de Reynolds.

Número de Reynolds			
Seção	Interior da coluna	Seção	Espaço anular
1	10545	4	3112
2	19816	5	2543
3	22228	6	1688

Tabela 5.38 - Valores calculados para fator de fricção.

Fator de fricção			
Seção	Interior da coluna	Seção	Espaço anular
1	0,0063	4	0,0064
2	0,0053	5	0,0069
3	0,0051	6	0,014218

Tabela 5.39 - Valores calculados para perda de carga.

Perda de carga (psi)			
Seção	Interior da coluna	Seção	Espaço anular
1	875	4	17,1
2	145	5	5,7
3	192,8	6	93

A pressão de bombeio é de 2209,6 psi. Como a densidade equivalente de circulação ou densidade dinâmica do sistema superou a densidade estática em apenas 0,16 lb/gal, então se conclui

que utilizando o modelo de Hubbert ocorre o fechamento da janela operacional na profundidade de 4150 m necessitando descer mais uma coluna de revestimento.

Tabela 5.40 – Perda de carga no sistema de circulação até a profundidade de 4150 m.

Equipamentos superfície	ΔP nas seções (psi)			ΔP total no sistema (psi)	Densidade equivalente circulação (lb/gal)
	Interior da coluna	Broca	Espaço anular		
51	1212,8	830	115,8	2209,6	15,32

5.1.16 Dimensionamento das sapatas dos revestimentos

Na Figura 5.52 observa-se o perfil de geopressão obtido com o gradiente de fratura de Christman utilizando a margem do *riser* onde mostra uma grande redução da margem disponível da janela operacional.

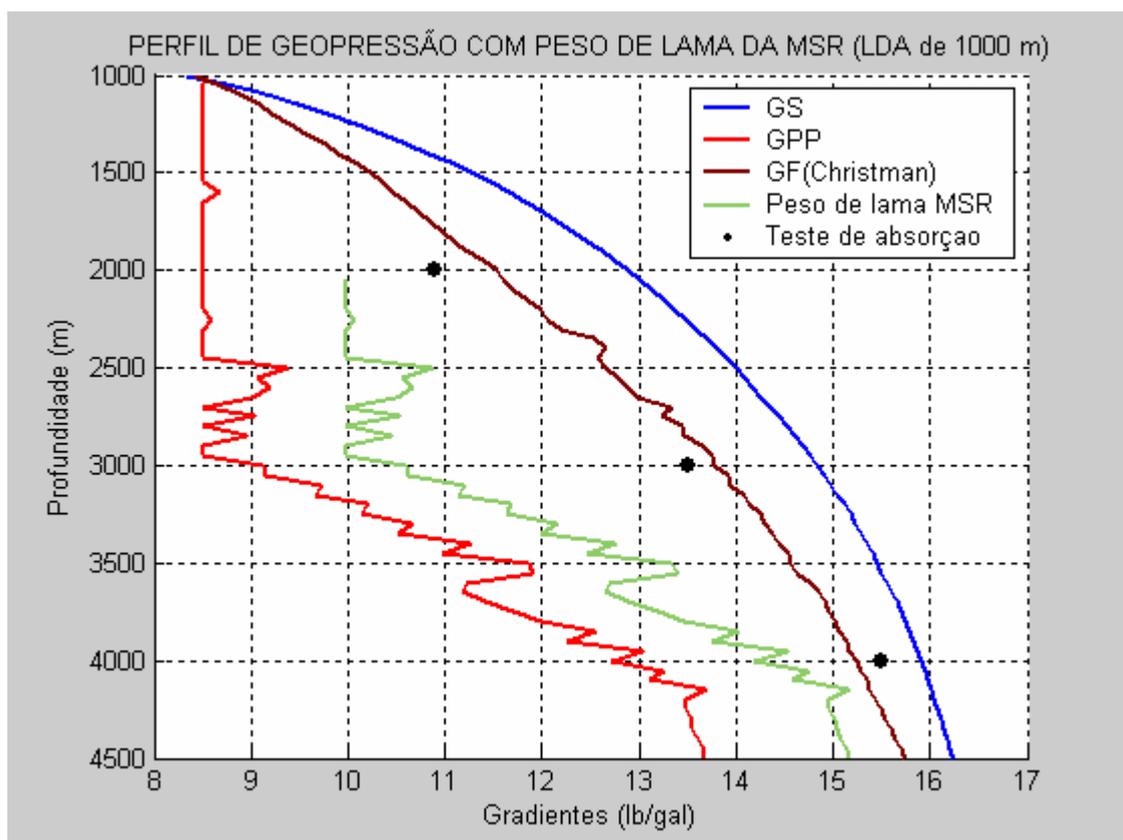


Figura 5.52 – Dimensionamento das sapatas dos revestimentos com a margem do *riser*.

Pode-se observar o posicionamento das sapatas num perfil com a margem do *riser* e com a margem de manobra de 0,5 lb/gal para se verificar através da janela operacional o limite da

profundidade máxima perfurável de cada fase obtida com relação ao gradiente de fratura. Porém, a margem a ser utilizada é a maior das duas.

Verifica-se no perfil de geopressão da Figura 5.53 que a diferença entre o gradiente de fratura pelo modelo de Christman e o gradiente de lama com uma margem de manobra de 0,5 lb/gal resultou numa ampla janela operacional, não requisitando cuidados com problemas de influxos ou fraturamento da formação durante a perfuração.

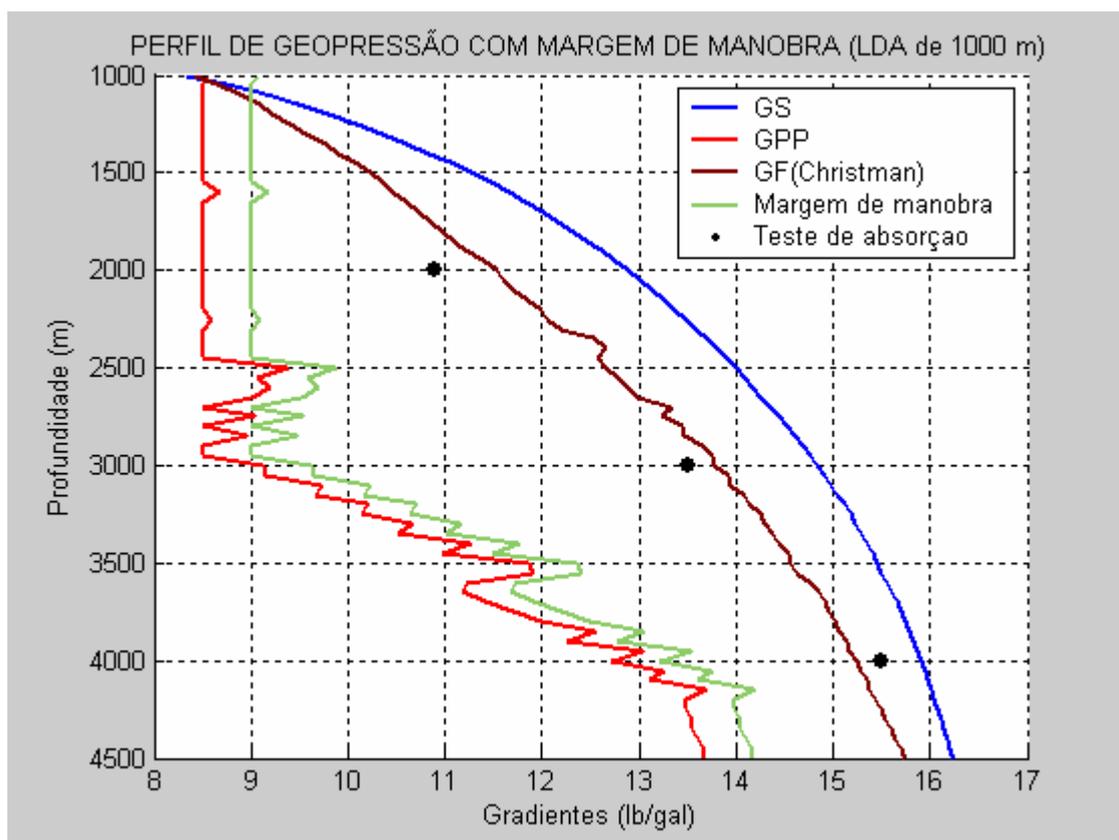


Figura 5.53 – Janela operacional ampla utilizando-se uma margem de manobra de 0,5 lb/gal.

Observa-se na Figura 5.53 que com apenas a margem de manobra de 0,5 lb/gal pode-se reduzir o número de assentamento das sapatas do revestimento. Fazendo-se o dimensionamento da fase de baixo para cima é necessário apenas três colunas de revestimentos para revestir o poço. Escolheu-se essa maneira para determinar a profundidade da fase porque conduz a menor número de colunas de revestimento e, portanto mais economia.

Na profundidade final da fase encontra-se o peso do fluido de perfuração necessário para se atingir à referida profundidade dentro da segurança, denominada profundidade máxima perfurável. Nesse ponto a pressão da formação é compatível com o peso do fluido de perfuração, definindo o comprimento para cada coluna de revestimento (Ferreira, 2004). Como premissa nesse

dimensionamento, não se considera para efeito de assentamento de sapata a litologia da formação, porque não se dispõe desse dado e a tolerância ao *kick*. Consideram-se somente os gradientes de pressões de poros e de fratura em cada profundidade.

Ao lado de cada perfil de geopressões observa-se o perfil esquemático do poço revestido em cada fase. Porém, o desenho esquemático mostra a profundidade da fase conforme o perfil de geopressões.

Analizando o posicionamento das sapatas dos revestimentos pela Figura 5.54 utilizando o modelo de Christman verifica-se que a profundidade máxima perfurável da 1ª fase vai até 1650 m. A profundidade máxima da 2ª fase vai até 3500 m e a profundidade máxima na 3ª fase vai até o fundo do poço.

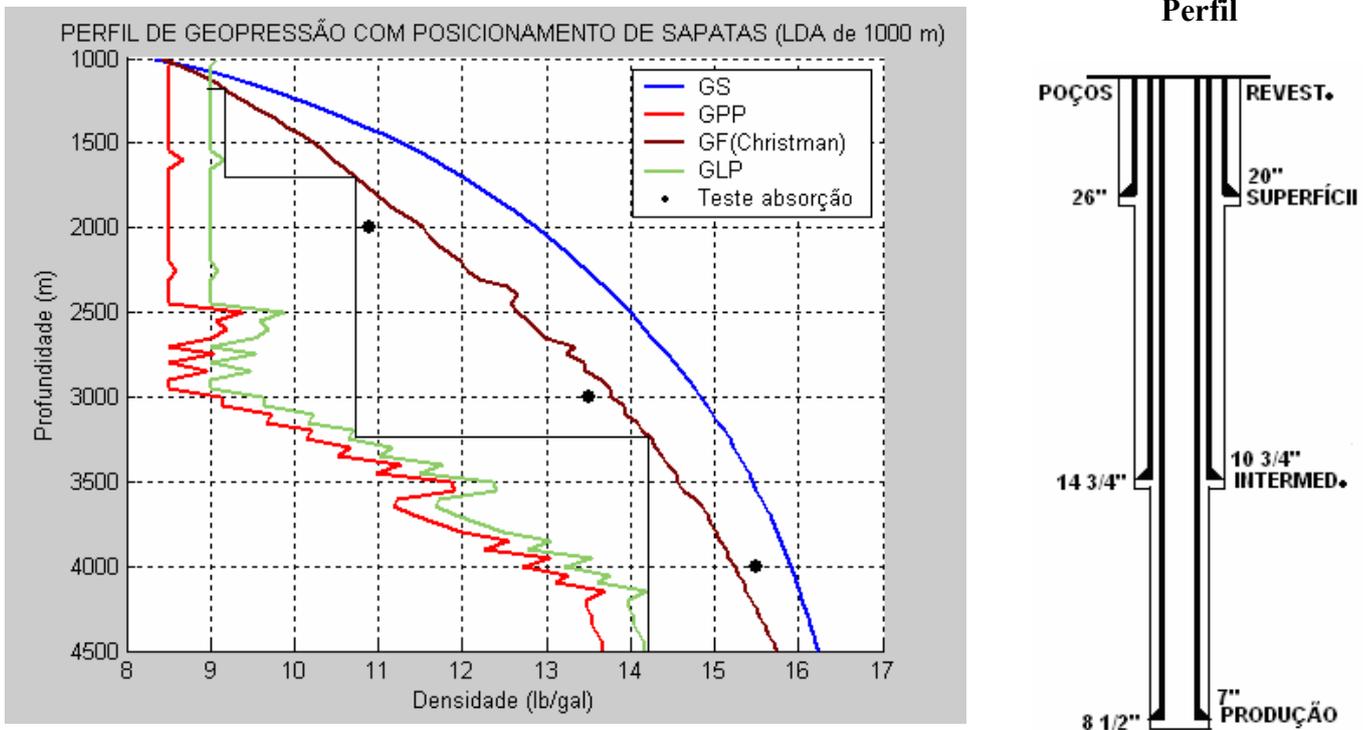


Figura 5.54 – Posicionamento da sapata com o modelo de Christman utilizando margem de manobra de 0,5 lb/gal obtém-se três colunas de revestimento.

Na Figura 5.55 utilizando o modelo proposto verifica-se que a 1ª fase é muito pequena pode-se considerar como fase única que inicia do fundo do mar até a profundidade de 2450 m. A 2ª fase de 2450 m até 3450 m e a 3ª fase de 3450 m até o fundo do poço. O valor calculado pelo modelo na 1ª profundidade de teste superou o valor do teste em 0,30 lb/gal, mas na 2ª e 3ª profundidade de teste em 0,55 lb/gal e 0,27 lb/gal a favor da segurança, respectivamente.

Observa-se que o gradiente de fratura do modelo é sensível às alterações bruscas ocorridas no gradiente de pressão de poros, porém mantêm-se muito próximos aos valores de teste de absorção. Mantém uma ampla janela operacional na zona de transição de 3,31 lb/gal na 2ª profundidade de teste e na 3ª profundidade de teste de 2,01 lb/gal, ambas considerando a margem de manobra de 0,5 lb/gal.

Na Figura 5.56 utilizando o modelo de Eaton observa-se na 2ª e 3ª profundidades de teste, que o gradiente de fratura calculado foi de 0,62 lb/gal e 0,32 lb/gal a favor da segurança, respectivamente. A curva do gradiente de fratura mostrou-se bastante sensível às alterações ocorridas no gradiente da pressão de poros. A 1ª fase vai do fundo do mar até a profundidade de 1500 m. A 2ª fase de 1500 m até 3100 m e a 3ª fase de 3100 m até o fundo do poço.

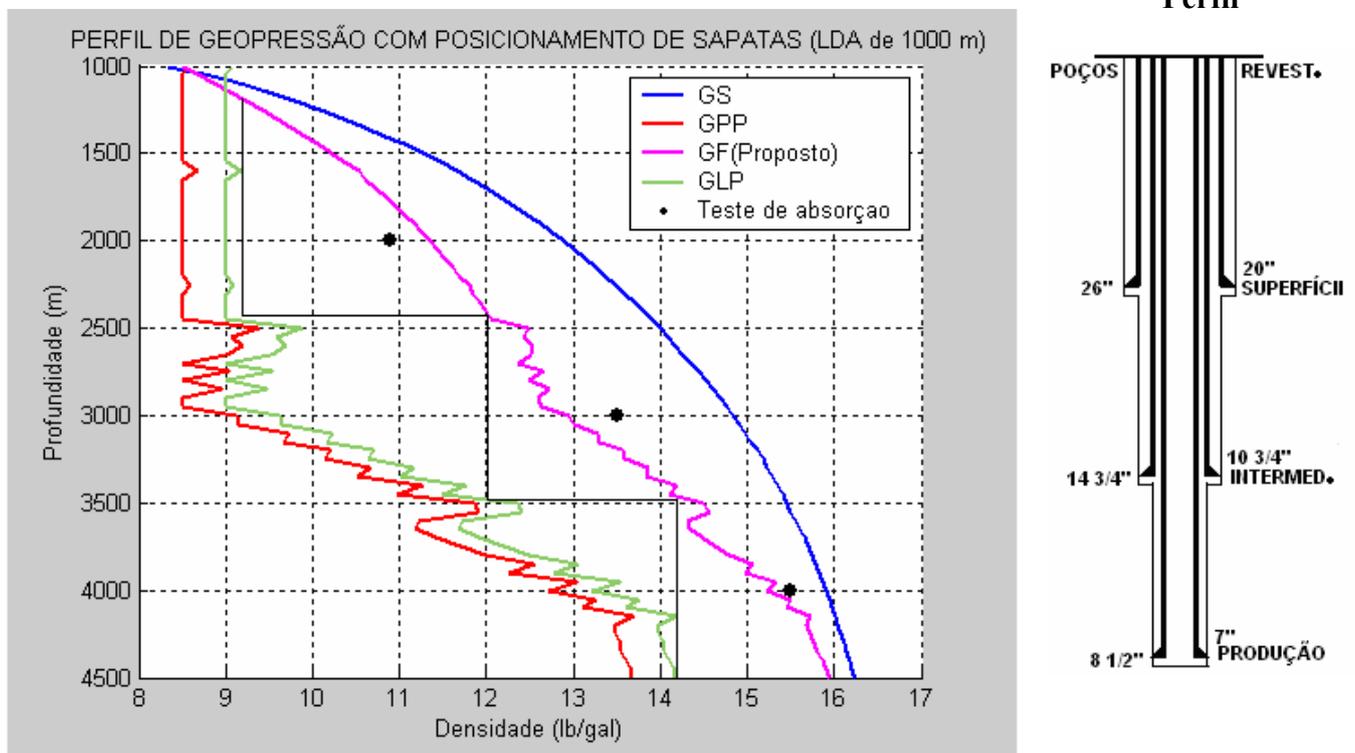


Figura 5.55 - Posicionamento da sapata com o modelo proposto utilizando margem de manobra de 0,5 lb/gal obtém-se três colunas de revestimento.

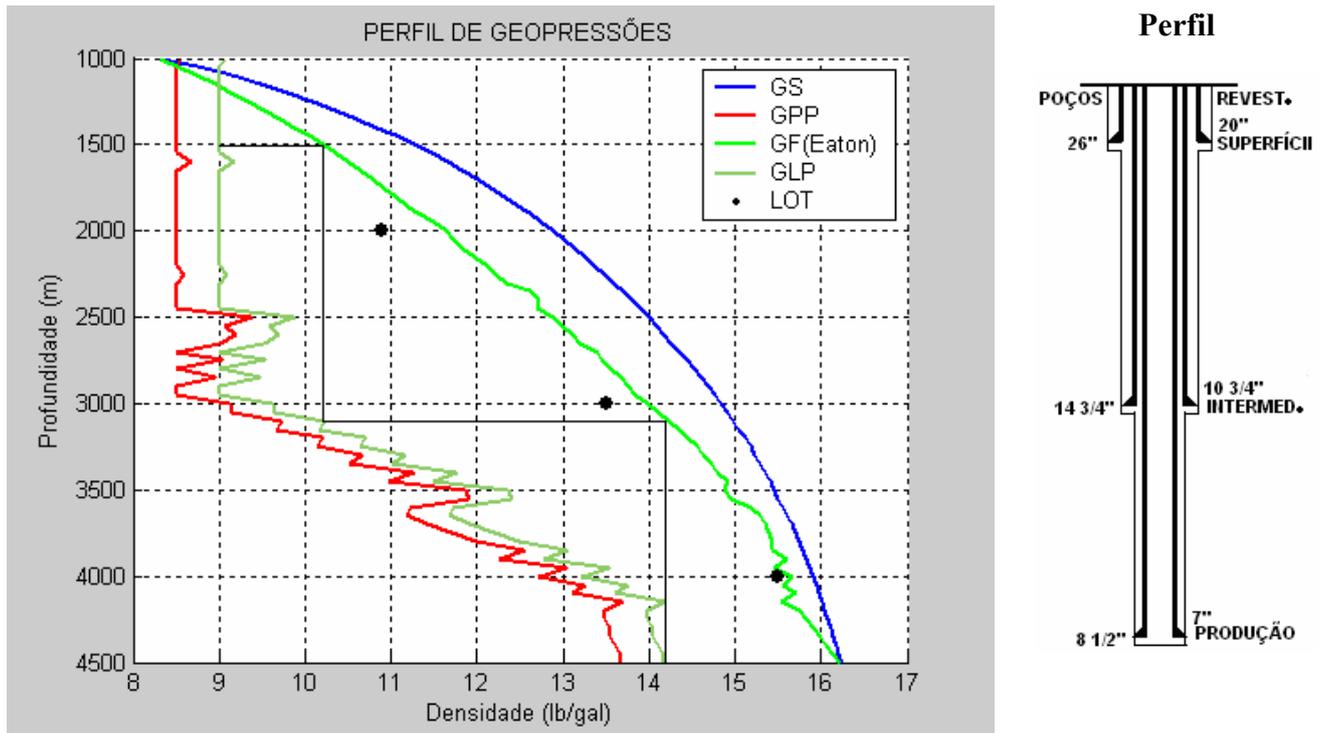


Figura 5.56 - Posicionamento da sapata com o modelo de Eaton utilizando margem de manobra de 0,5 lb/gal obtém-se três colunas de revestimento.

Na Figura 5.57 utilizando o modelo de Hubbert e Willis verifica-se que a 1ª fase inicia-se no fundo do mar até a profundidade de 1350 m. A 2ª fase de 1350 m até 2500 m. A 3ª fase de 2500 m até 3150 m. e a 4ª fase de 3150 m até o final do poço. Verifica-se que o perfil é sensível a pressão de poros, mas mantém afastamento na 1ª, 2ª e 3ª profundidade de 0,52 lb/gal, 0,56 lb/gal e 0,65 lb/gal, respectivamente. Na 1ª profundidade supera o valor do teste e nas 2ª e 3ª é a favor da segurança.

Na Figura 5.58 utilizando o modelo de Matthews e Kelly observa-se que o gradiente de fratura calculado ficou muito a favor da segurança na 1ª e 2ª profundidade de teste. Na profundidade de 2000 m a diferença a favor é de 0,94 lb/gal e na profundidade de 3000 m é de 1,72 lb/gal. Porém na 3ª profundidade de teste mostrou boa precisão, mas sua trajetória abaixo dos 4000 m tende ao gradiente de sobrecarga. No final do poço a diferença entre os gradientes de sobrecarga e fratura calculado é de 0,05 lb/gal.

A 1ª fase vai do fundo do mar até a profundidade de 1400 m. A 2ª fase de 1400 m até 2300 m. A 3ª fase de 2300 m até 3200 m. A 4ª fase de 3200 m até 3700 m. A 5ª fase de 3700 m até o fundo do poço.

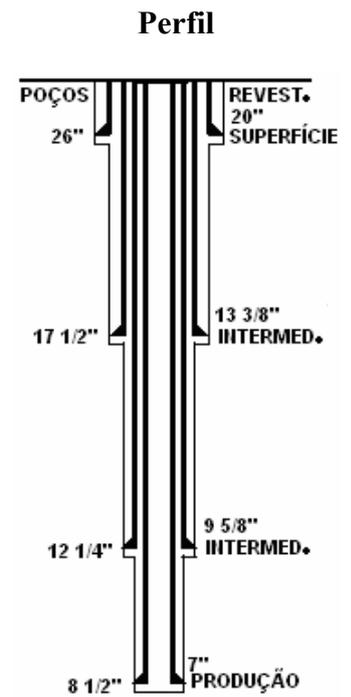
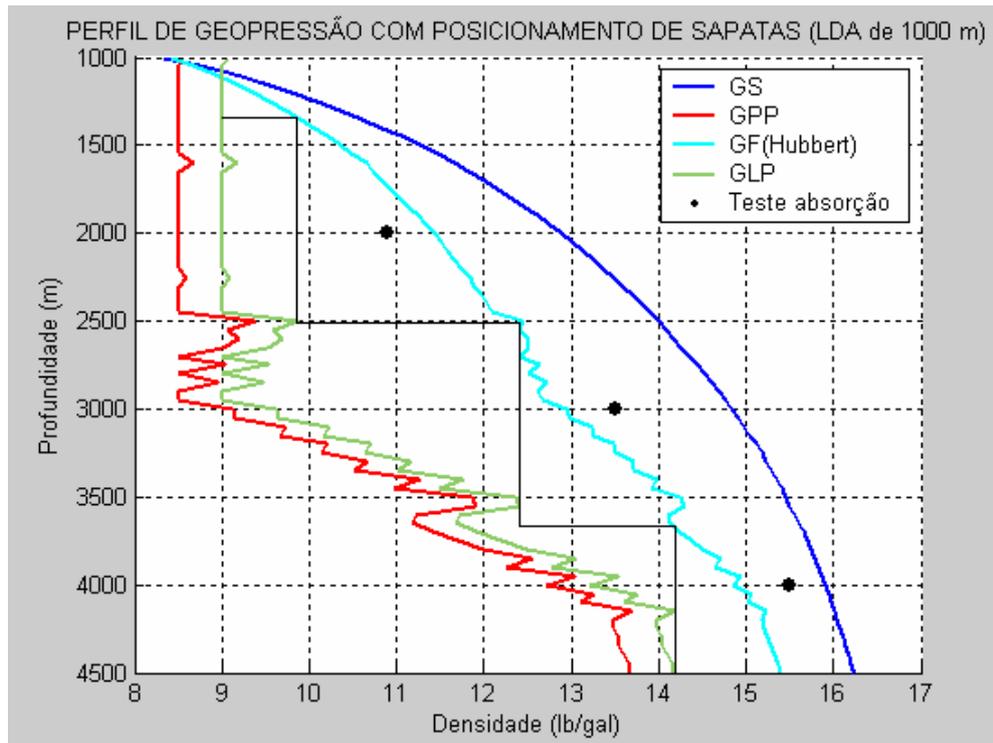


Figura 5.57 - Posicionamento da sapata com o modelo de Hubbert utilizando margem de manobra de 0,5 lb/gal obtém-se quatro colunas de revestimento.

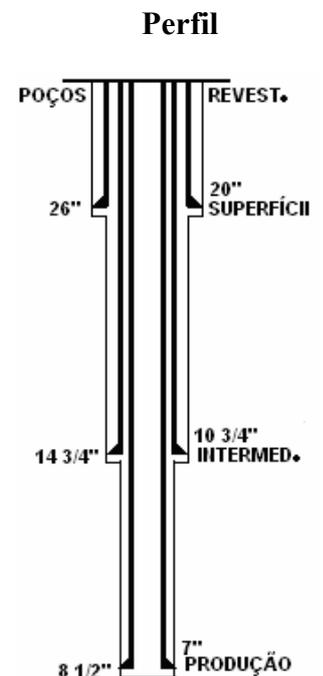
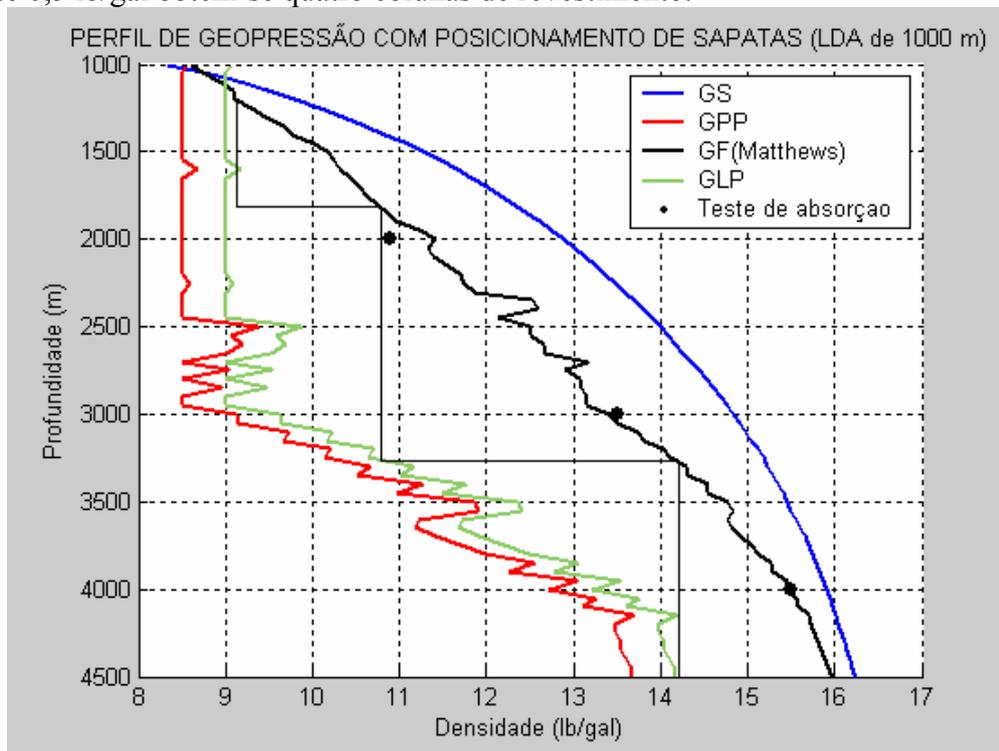


Figura 5.58 - Posicionamento da sapata com o modelo de Matthews e Kelly utilizando margem de manobra de 0,5 lb/gal obtém-se cinco colunas de revestimento.

Na Figura 5.59 utilizando o perfil obtido do modelo da tensão mínima em qual o gradiente de fratura é calculado com o K calibrado pontualmente nas três profundidades dos testes de absorção e ajustado pelos mínimos quadrados. Verifica-se que na 1ª profundidade superou o valor do teste em

0,67 lb/gal e nas 2ª e 3ª profundidade de teste em 0,15 lb/gal e 0,34 lb/gal a favor da segurança, respectivamente.

A 1ª fase pode ser única começando do fundo do mar até a profundidade de 2000 m. A 2ª fase da profundidade de 2000 m até 3350 m e a 3ª fase da profundidade de 3350 m até o fundo do poço.

Na Figura 5.60 utilizando o modelo de Daines verifica-se que a 1ª profundidade de teste tem o valor superado em 0,28 lb/gal pelo gradiente de fratura calculado, uma pequena diferença. Mas, a 2ª profundidade ficou 0,54 lb/gal a favor da segurança. E a 3ª profundidade com 0,53 lb/gal a favor da segurança. A 1ª fase vai do fundo do mar até a profundidade de 1250 m. A 2ª fase de 1250 m até 2450 m. A 3ª fase de 2450 m até 3450 m. A 4ª fase de 3450 m até o fundo do poço.

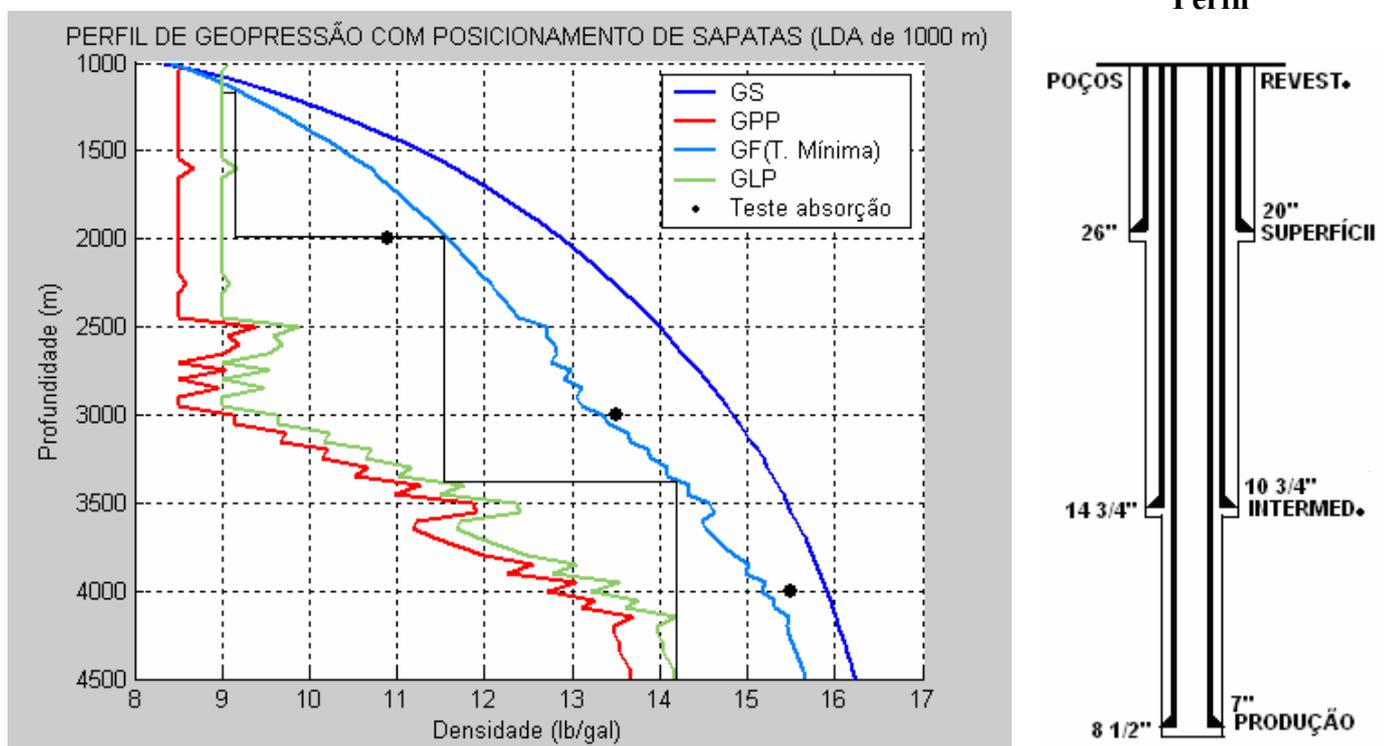


Figura 5.59 - Posicionamento da sapata com o modelo da Tensão Mínima utilizando margem de manobra de 0,5 lb/gal obtém-se três colunas de revestimento.

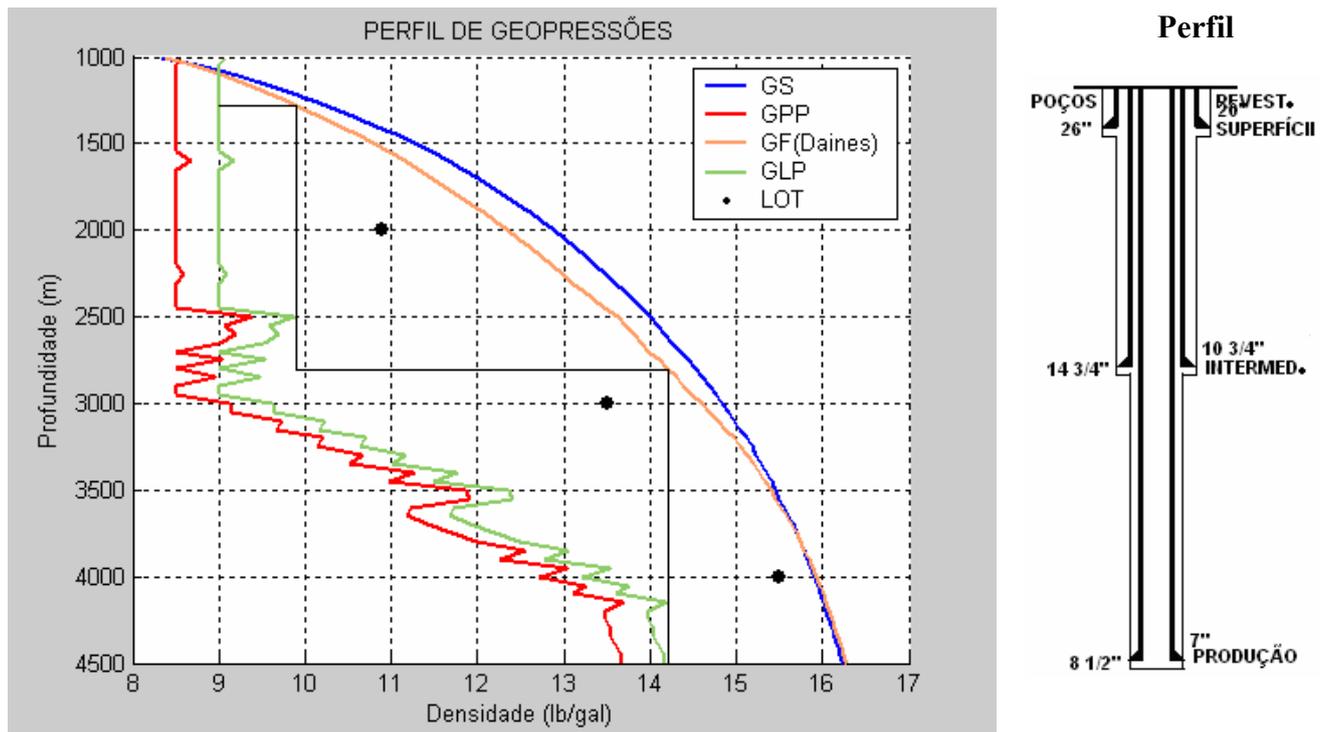


Figura 5.60 - Posicionamento da sapata com o modelo de Daines utilizando margem de manobra de 0,5 lb/gal obtém-se três colunas de revestimento.

Na Figura 5.61 utilizando o modelo de Traugott verifica-se que a 1ª fase vai do fundo do mar até a profundidade de 2100 m. A 2ª fase vai da profundidade de 2100 m até 3400 m. E a 3ª fase da profundidade de 3400 m até o fundo do poço. Esse modelo possui um perfil de gradiente de fratura muito estável, mostrando mais precisão na 2ª e 3ª profundidade de teste e a favor da segurança. Na 1ª superou o teste de absorção em apenas 0,28 lb/gal.

Observando a Figura 5.62 utilizando o modelo de Aadnoy verifica-se que esse modelo determinou um menor número de colunas de revestimentos. Portanto, mais economia de tempo na fase operacional de instalação dos tubos e menos custos com revestimentos. Entretanto, seu gradiente de fratura calculado superou os valores dos testes de absorção nas profundidades de 2000 m em 1,19 lb/gal e 3000 m em 0,39 lb/gal. Na Figura 5.62 verifica-se que a 1ª fase vai do fundo do mar até 1250 m. A 2ª fase da profundidade de 1250 m até 2950 m. A 3ª fase da profundidade de 2950 m até o fundo do poço.

Na Figura 5.63 utilizando o modelo de Zamora verifica-se que a 1ª coluna de revestimento é muito curta, logo se pode considerar uma coluna única do fundo do mar até a profundidade de 1750 m. A 2ª fase da profundidade de 1750 m até 3350 m. A 3ª fase da profundidade de 3350 m até o fundo do poço.

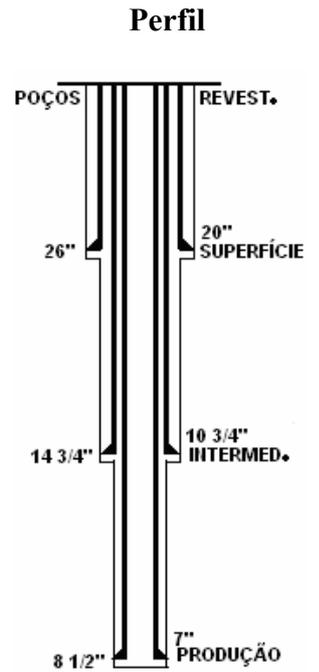
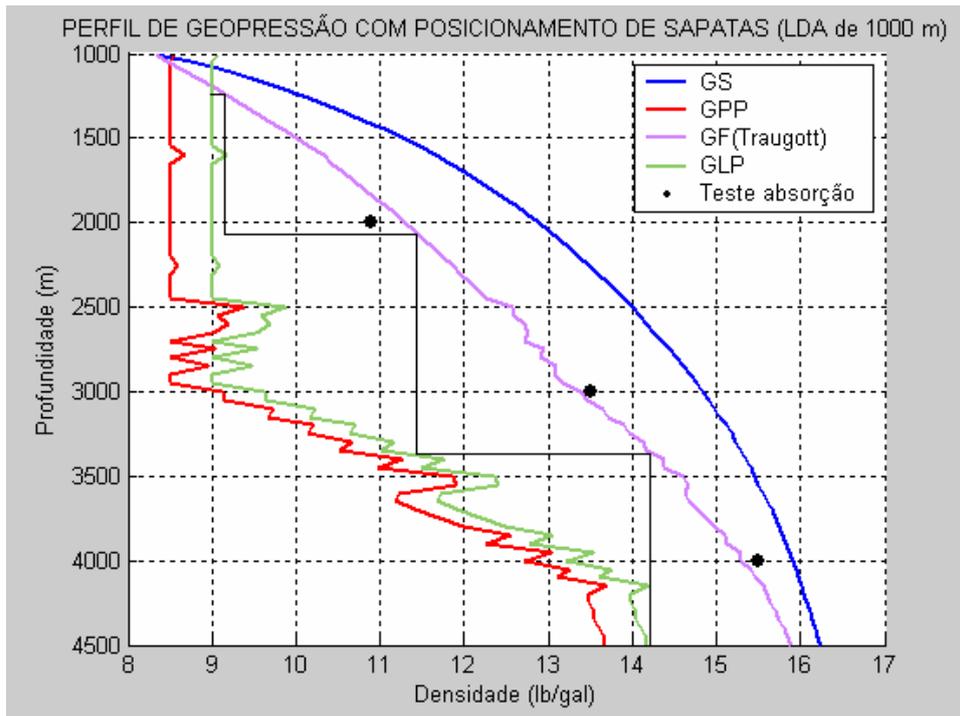


Figura 5.61 - Posicionamento da sapata com o modelo de Traugott utilizando margem de manobra de 0,5 lb/gal obtém-se três colunas de revestimento.

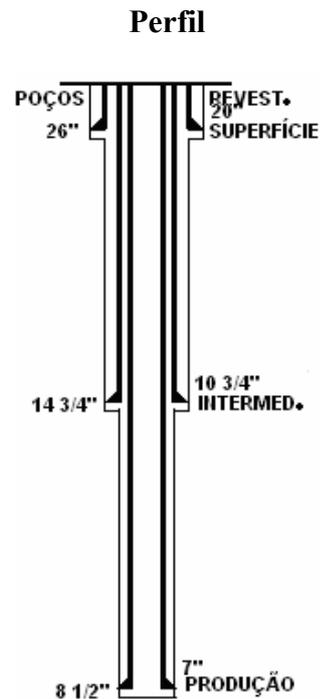
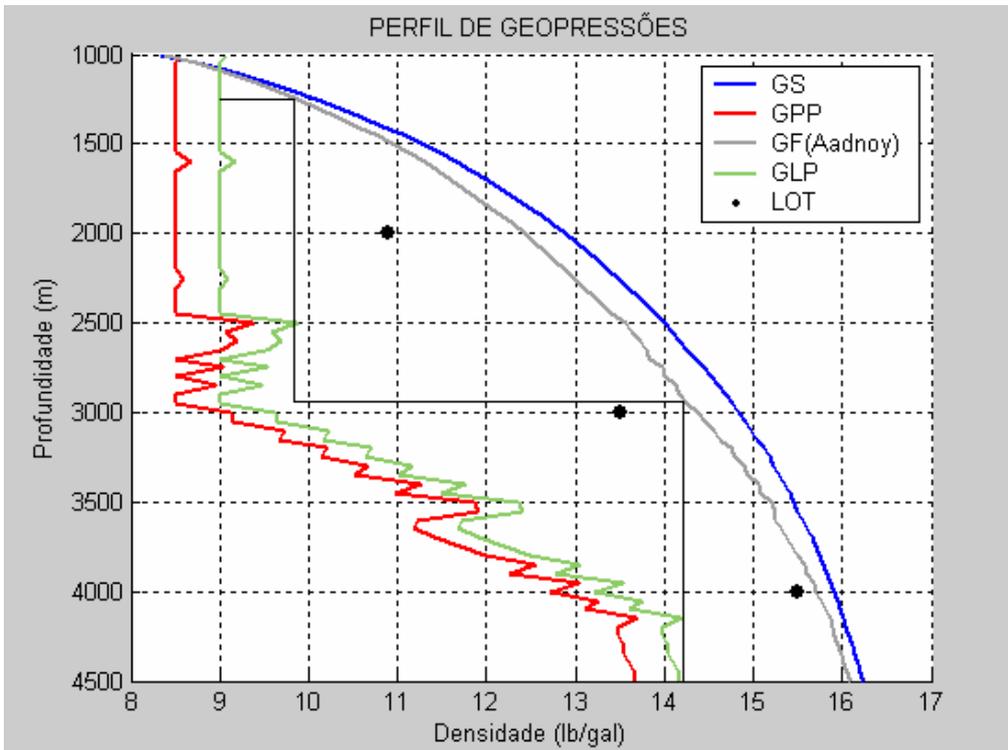


Figura 5.62 - Posicionamento da sapata com o modelo de Aadnoy com margem de manobra de 0,5 lb/gal obtém-se três colunas de revestimento.

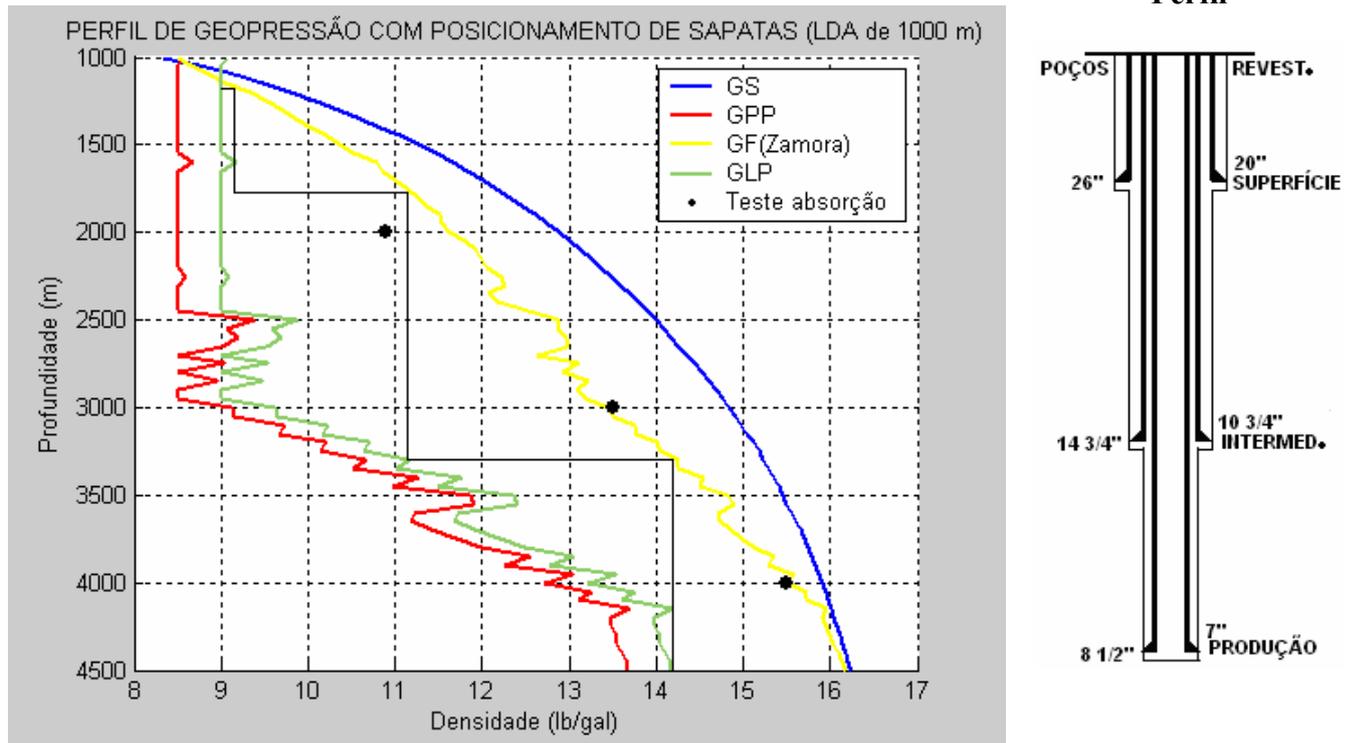


Figura 5.63 - Posicionamento da sapata com o modelo de Zamora utilizando margem de manobra de 0,5 lb/gal obtém-se três colunas de revestimento.

Apesar do gradiente de fratura calculado na 1ª profundidade do teste ter superado o valor do teste de absorção em 0,71 lb/gal. Ponto possível de perda de circulação durante a perfuração, mas, o modelo de Zamora demonstrou grande precisão nas profundidades de 3000 m e 4000 m.

Na Figura 5.64 observa-se o posicionamento de sapatas a partir do gradiente de fratura de Simmons e Rau (1988) com três colunas de revestimentos. A 1ª fase do fundo do mar até a profundidade de 1350 m, a 2ª fase da profundidade de 1350 m a profundidade de 3100 m, a 3ª fase de 3100 m até o fundo do poço.

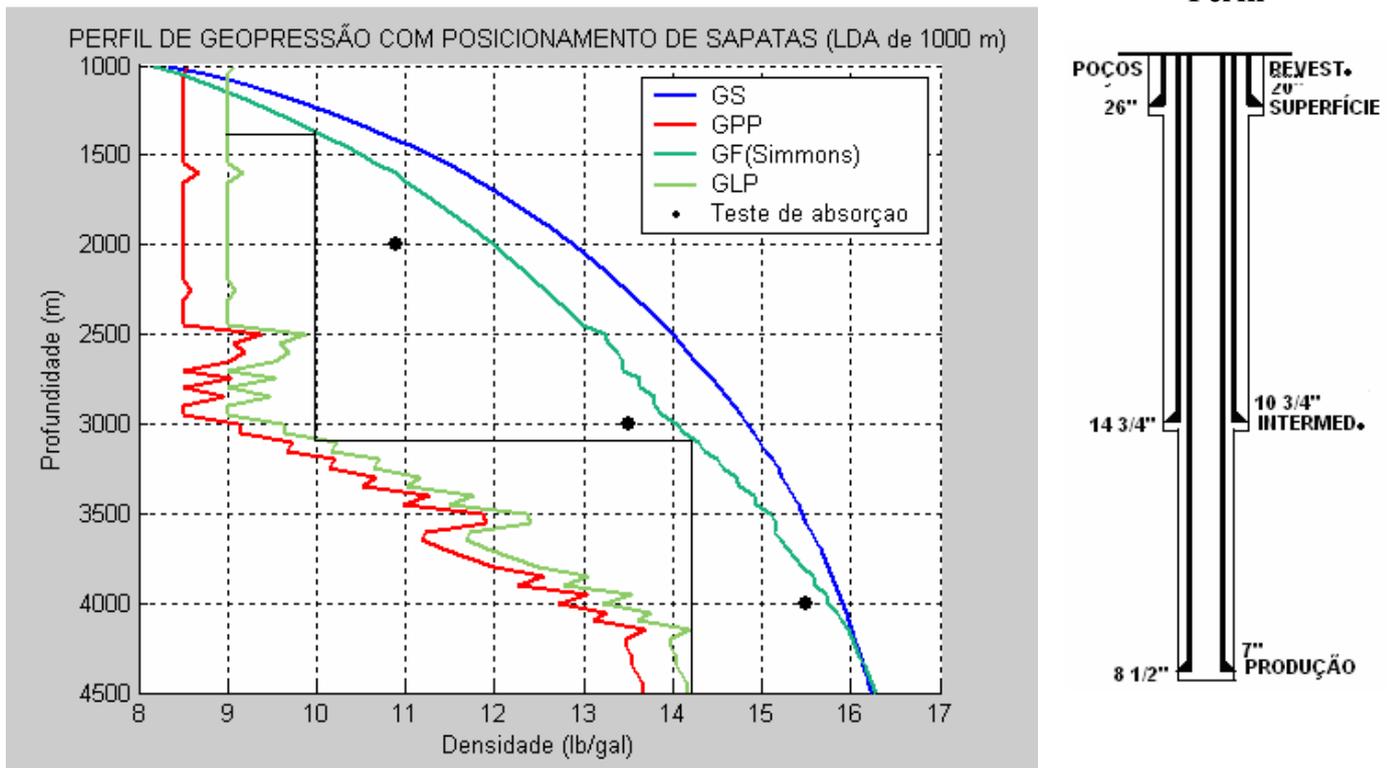


Figura 5.64 - Posicionamento da sapata com o modelo de Simmons utilizando margem de manobra de 0,5 lb/gal obtém-se três colunas de revestimento.

Observou-se que com a aplicação de cada modelo para um mesmo cenário, obtêve-se distintos pontos para o assentamento das sapatas dos revestimentos. Mesmo considerando os mesmos valores de gradiente de pressão de poros e de sobrecarga para todos os modelos com exceção de Traugott, Zamora e proposto, que possuem gradiente de sobrecarga diferente dos outros.

Na Tabela 5.41 é feita uma comparação entre os modelos que proporcionaram menores custos relativos conforme os comprimentos das colunas de revestimentos podem ser observadas. Verifica-se pelos comprimentos de coluna de cada fase para comparação entre os modelos visando selecionar os modelos mais econômicos.

Verifica-se na Tabela 5.41 que o modelo proposto apresentou o mesmo número de colunas de revestimento que os modelos de Eaton, Christman, T. Mínima, Daines, Traugott, Aadnoy e Zamora. Diferente dos modelos de Hubbert e o de Matthews que tiveram quatro fases.

O mais econômico dos modelos apresentados foi o de Daines porque necessitou de menor comprimento de revestimento na 1ª fase e 2ª fase do poço e igualando aos demais na 3ª fase. Portanto, menor custo com revestimento do poço.

O 2º modelo que apresentou o resultado mais econômico foi o modelo de Aadnoy que igualou na 1ª fase com o de Daines, mas, na 2ª fase gastou a mais 200 m de revestimento de diâmetro de 10 $\frac{3}{4}$ ".

Tabela 5.41 – Comprimentos de colunas de revestimentos dos modelos analisados para cada fase do poço.

Modelos	Revestimentos									
	1ª Fase		2ª Fase		3ª Fase		4ª Fase		5ª Fase	
	Ø (in)	Comp. (m)	Ø (in)	Comp. (m)	Ø (in)	Comp. (m)	Ø (in)	Comp. (m)	Ø (in)	Comp. (m)
Hubbert e Willis	20"	350	13 $\frac{3}{8}$ "	1500	9 5/8"	2150	7"	3500	-	-
Eaton	20"	500	10 $\frac{3}{4}$ "	2100	7"	3500	-	-	-	-
Matthews e Kelly		700		2500		3500	-	-	-	-
Christman		650		2500		3500	-	-	-	-
Tensão Mínima		1000		2350		3500	-	-	-	-
Daines		250		1750		3500	-	-	-	-
Traugott		1100		2400		3500	-	-	-	-
Aadnoy		250		1950		3500	-	-	-	-
Zamora		750		2350		3500	-	-	-	-
Simmons e Rau		350		2100		3500	-	-	-	-
Proposto		1450		2450		3500	-	-	-	-

O modelo proposto mostrou que se pode atingir a profundidade máxima perfurável da 1ª fase dentro da segurança até 1450 m abaixo do fundo do mar. Como este é o revestimento de superfície e será cimentado o anular em toda sua extensão. Então, pode-se descer um liner intermediário de 10 $\frac{3}{4}$ " apoiado no revestimento de superfície e o revestimento de produção de 7" indo até a superfície. Desta forma se terá menor custo com revestimento.

As Tabela 5.42, Tabela 5.43, Tabela 5.44 e Tabela 5.45 mostram uma visão geral da precisão em relação aos testes de absorção dos modelos nas diversas LDA's.

Tabela 5.42 – Erro percentual relativo com a aplicação dos modelos em diferentes LDA.

LDA (m)	Prof. Teste (m)	LOT (lb/gal)	Modelos											
			Eaton		Hubbert		Matthews		Christman		Daines		Traugott	
			GF	ERP	GF	ERP	GF	ERP	GF	ERP	GF	ERP	GF	ERP
			lb/gal	%	lb/gal	%	lb/gal	%	lb/gal	%	lb/gal	%	lb/gal	%
0	1000	13,3	14,00	5,32	14,47	8,87	14,24	7,11	14,72	10,73	15,43	16,03	13,42	0,91
	2000	16,0	16,10	0,66	15,24	4,72	15,83	1,05	16,52	3,31	17,07	6,71	15,36	3,94
	3000	17,8	17,94	0,81	17,04	4,26	17,79	0,01	17,58	1,20	18,29	2,79	17,45	1,91
250	1250	12,3	12,91	4,97	13,09	6,47	13,10	6,57	13,28	8,02	14,02	13,99	12,42	1,03
	2250	15,2	15,30	0,70	14,37	5,43	15,00	1,27	15,49	1,92	16,13	6,17	14,58	4,03
	3250	17,1	17,15	0,33	16,27	4,81	17,01	0,50	16,77	1,92	17,47	2,21	16,68	2,41
500	1500	11,7	12,34	5,54	12,35	5,60	12,35	5,56	12,51	6,97	13,28	13,56	11,93	2,03
	2500	14,5	14,79	2,02	13,79	4,83	14,36	0,93	14,80	2,13	15,53	7,15	14,11	2,68
	3500	16,5	16,59	0,57	15,73	4,66	16,41	0,51	16,19	1,86	16,89	2,41	16,15	2,07
750	1750	11,2	11,94	6,62	11,82	5,56	11,80	5,44	11,96	6,79	12,75	13,86	11,57	3,36
	2750	13,9	14,36	3,31	13,32	4,10	13,83	0,44	14,24	2,51	15,03	8,14	13,71	1,33
	3750	15,9	16,10	1,26	15,25	4,03	15,89	0,03	15,68	1,33	16,38	3,06	15,69	1,27
1000	2000	10,9	11,63	6,70	11,42	4,78	11,40	4,61	11,54	5,9	12,34	13,26	11,29	3,64
	3000	13,5	13,98	3,61	12,93	4,17	13,39	0,74	13,78	2,08	14,60	8,15	13,37	0,89
	4000	15,5	15,65	1,02	14,84	4,23	15,44	0,38	15,24	1,62	15,93	2,78	15,29	1,33
1250	2250	10,6	11,38	7,39	11,10	4,79	11,08	4,59	11,21	5,81	12,02	13,42	11,07	4,45
	3250	13,1	13,66	4,28	12,60	3,79	13,02	0,54	13,38	2,17	14,22	8,58	13,09	0,06
	4250	15,1	15,26	1,07	14,47	4,11	15,03	0,40	14,85	1,59	15,52	2,79	14,93	1,08
1500	2500	10,4	11,17	7,49	10,85	4,39	10,83	4,18	10,95	5,33	11,75	13,05	10,88	4,69
	3500	12,8	13,36	4,44	12,31	3,77	12,71	0,69	13,04	1,91	13,89	8,52	12,84	0,32
	4500	14,7	14,90	1,37	14,15	3,72	14,68	0,11	14,51	1,27	15,15	3,06	14,61	0,56

Tabela 5.43 - Erro percentual relativo com a aplicação dos modelos em diferentes LDA.

LDA (m)	Prof. Teste (m)	LOT (lb/gal)	Modelos											
			Proposto		T. mínima		Aadnoy		Zamora		Simmons e Rau*		C.E.0,92GS	
			GF	ERP	GF	ERP	GF	ERP	GF	ERP	GF	ERP	GF	ERP
			lb/gal	%	lb/gal	%	lb/gal	%	lb/gal	%	lb/gal	%	lb/gal	%
0	1000	13,3	14,19	6,74	14,22	6,97	16,23	22,07	10,44	8,99			16,07	20,84
	2000	16,0	15,16	5,20	15,54	2,82	17,22	7,62	11,42	3,57			16,68	4,29
	3000	17,8	17,46	1,85	17,35	2,52	18,13	1,86	12,17	7,20			16,99	4,50
250	1250	12,3	13,05	6,15	13,04	6,04	14,50	17,91	13,66	11,07	12,89	4,80	14,16	15,15
	2250	15,2	14,42	5,08	14,71	3,16	16,14	6,23	15,09	0,70	14,92	1,81	15,54	2,24
	3250	17,1	16,77	1,87	16,58	3,00	17,28	1,10	17,13	0,17	16,83	1,55	16,17	5,40
500	1500	11,7	12,29	5,11	12,40	6,04	13,58	16,09	12,80	9,41	12,52	7,05	13,14	12,32
	2500	14,5	13,83	4,59	14,17	2,22	15,44	6,53	14,43	0,45	14,59	0,67	14,78	1,97
	3500	16,5	16,18	1,89	16,04	2,76	16,68	1,14	16,51	0,08	16,42	0,43	15,58	5,51
750	1750	11,2	11,75	4,95	11,93	6,58	12,92	15,36	12,18	8,81	12,22	9,18	12,40	10,77
	2750	13,9	13,34	3,96	13,72	1,24	14,86	6,96	13,89	0,03	14,30	2,94	14,16	1,92
	3750	15,9	15,67	1,41	15,57	2,06	16,16	1,66	15,97	0,49	16,06	1,06	15,08	5,14
1000	2000	10,9	11,34	4,11	11,57	6,19	12,41	13,94	11,72	7,57	11,98	9,93	11,85	8,73
	3000	13,5	12,94	4,11	13,34	1,13	14,38	6,53	13,44	0,41	14,05	4,08	13,65	1,12
	4000	15,5	15,22	1,76	15,15	2,2	15,70	1,32	15,51	0,07	15,74	1,59	14,63	5,56
1250	2250	10,6	11,03	4,07	11,28	6,48	12,02	13,46	11,36	7,24	11,77	11,07	11,41	7,73
	3250	13,1	12,60	3,79	13,02	0,60	13,96	6,62	13,06	0,27	13,82	5,50	13,21	0,86
	4250	15,1	14,83	1,77	14,79	2,05	15,29	1,29	15,09	0,00	15,45	2,36	14,24	5,67
1500	2500	10,4	10,77	3,64	11,05	6,27	11,71	12,60	11,08	6,54	11,59	11,49	11,07	6,46
	3500	12,8	12,30	3,82	12,73	0,47	13,60	6,31	12,73	0,48	13,61	6,33	12,83	0,29
	4500	14,7	14,47	1,49	14,46	1,61	14,92	1,55	14,73	0,22	15,19	3,36	13,89	5,48

Obs.:* O modelo de Simmons não é utilizado para poço terrestre porque converte a LDA em profundidade equivalente de sedimentos.

Tabela 5.44 – Erro absoluto com a aplicação dos diferentes modelos em diferentes LDA.

LDA (m)	Prof. Teste (m)	LOT (lb/gal)	Modelos											
			Eaton		Hubbert		Matthews		Christman		Daines		Traugott	
			GF	Erro	GF	Erro	GF	Erro	GF	Erro	GF	Erro	GF	Erro
			lb/gal	lb/gal	lb/gal	lb/gal	lb/gal	lb/gal	lb/gal	lb/gal	lb/gal	lb/gal	lb/gal	lb/gal
0	1000	13,3	14,00	-0,70	14,47	-1,17	14,24	-0,94	14,72	-1,42	15,43	-2,13	13,42	-0,12
	2000	16,0	16,10	-0,10	15,24	0,75	15,83	0,16	16,52	-0,52	17,07	-1,07	15,36	0,63
	3000	17,8	17,94	-0,14	17,04	0,75	17,79	0,00	17,58	0,21	18,29	-0,49	17,45	0,34
250	1250	12,3	12,91	-0,61	13,09	-0,79	13,10	-0,80	13,28	-0,98	14,02	-1,72	12,42	-0,12
	2250	15,2	15,30	-0,10	14,37	0,82	15,00	0,19	15,49	-0,29	16,13	-0,93	14,58	0,61
	3250	17,1	17,15	-0,05	16,27	0,82	17,01	0,08	16,77	0,32	17,47	-0,37	16,68	0,41
500	1500	11,7	12,34	-0,64	12,35	-0,65	12,35	-0,65	12,51	-0,81	13,28	-1,58	11,93	-0,23
	2500	14,5	14,79	-0,29	13,79	0,70	14,36	0,13	14,80	-0,30	15,53	-1,03	14,11	0,38
	3500	16,5	16,59	-0,09	15,73	0,76	16,41	0,08	16,19	0,30	16,89	-0,39	16,15	0,34
750	1750	11,2	11,94	-0,74	11,82	-0,62	11,80	-0,60	11,96	-0,76	12,75	-1,55	11,57	-0,37
	2750	13,9	14,36	-0,46	13,32	0,57	13,83	0,06	14,24	-0,34	15,03	-1,13	13,71	0,18
	3750	15,9	16,10	-0,20	15,25	0,64	15,89	0,00	15,68	0,21	16,38	-0,48	15,69	0,20
1000	2000	10,9	11,63	-0,73	11,42	-0,52	11,40	-0,50	11,54	-0,64	12,34	-1,44	11,29	-0,39
	3000	13,5	13,98	-0,49	12,93	0,57	13,39	0,10	13,78	-0,28	14,60	-1,10	13,37	0,13
	4000	15,5	15,65	-0,16	14,84	0,66	15,44	0,05	15,24	0,26	15,93	-0,43	15,29	0,21
1250	2250	10,6	11,38	-0,78	11,10	-0,50	11,08	-0,48	11,21	-0,61	12,02	-1,42	11,07	-0,47
	3250	13,1	13,66	-0,56	12,60	0,49	13,02	0,07	13,38	-0,28	14,22	-1,12	13,09	0,00
	4250	15,1	15,26	-0,16	14,47	0,62	15,03	0,06	14,85	0,24	15,52	-0,42	14,93	0,16
1500	2500	10,4	11,17	-0,77	10,85	-0,45	10,83	-0,43	10,95	-0,55	11,75	-1,35	10,88	-0,48
	3500	12,8	13,36	-0,56	12,31	0,48	12,71	0,08	13,04	-0,24	13,89	-1,09	12,84	-0,04
	4500	14,7	14,90	-0,20	14,15	0,54	14,68	0,01	14,51	0,18	15,15	-0,45	14,61	0,08

Obs.: Valor do Erro absoluto precedido do sinal negativo significa que o valor do gradiente de fratura calculado superou o valor do teste de absorção.

Tabela 5.45 - Erro absoluto com a aplicação dos diferentes modelos em diferentes LDA.

LDA (m)	Prof. Teste (m)	LOT (lb/gal)	Modelos											
			Proposto		T. mínima		Aadnoy		Zamora		Simmons e Rau		C.E.0,92GS	
			GF	Erro	GF	Erro	GF	Erro	GF	Erro	GF	Erro	GF	Erro
			lb/gal	lb/gal	lb/gal	lb/gal	lb/gal	lb/gal	lb/gal	lb/gal	lb/gal	lb/gal	lb/gal	lb/gal
0	1000	13,3	14,19	-0,89	14,22	-0,92	16,23	-2,93	14,44	-0,45			16,07	-2,77
	2000	16,0	15,16	0,83	15,54	0,45	17,22	-1,22	15,42	4,07			16,68	-0,68
	3000	17,8	17,46	0,33	17,35	0,44	18,13	-0,33	17,17	4,32			16,99	0,80
250	1250	12,3	13,05	-0,75	13,04	-0,74	14,50	-2,20	13,66	-1,36	12,89	-0,59	14,16	-1,86
	2250	15,2	14,42	0,77	14,71	0,48	16,14	-0,94	15,09	0,10	14,92	0,27	15,54	-0,34
	3250	17,1	16,77	0,32	16,58	0,51	17,28	-0,18	17,13	-0,03	16,83	0,26	16,17	0,92
500	1500	11,7	12,29	-0,59	12,40	-0,70	13,58	-1,88	12,80	-1,10	12,52	-0,82	13,14	-1,44
	2500	14,5	13,83	0,66	14,17	0,32	15,44	-0,94	14,43	0,06	14,59	-0,09	14,78	-0,28
	3500	16,5	16,18	0,31	16,04	0,45	16,68	-0,18	16,51	-0,01	16,42	0,07	15,58	0,91
750	1750	11,2	11,75	-0,55	11,93	-0,73	12,92	-1,72	12,18	-0,98	12,22	-1,02	12,40	-1,20
	2750	13,9	13,34	0,55	13,72	0,17	14,86	-0,96	13,89	0,00	14,30	-0,40	14,16	-0,26
	3750	15,9	15,67	0,22	15,57	0,32	16,16	-0,26	15,97	-0,07	16,06	-0,16	15,08	0,81
1000	2000	10,9	11,34	-0,44	11,57	-0,67	12,41	-1,51	11,72	-0,82	11,98	-1,08	11,85	-0,95
	3000	13,5	12,94	0,55	13,34	0,16	14,38	-0,88	13,44	0,05	14,05	-0,55	13,65	-0,15
	4000	15,5	15,22	0,27	15,15	0,35	15,70	-0,20	15,51	-0,01	15,74	-0,24	14,63	0,87
1250	2250	10,6	11,03	-0,43	11,28	-0,68	12,02	-1,42	11,36	-0,76	11,77	-1,17	11,41	-0,81
	3250	13,1	12,60	0,49	13,02	0,07	13,96	-0,86	13,06	0,03	13,82	-0,72	13,21	-0,11
	4250	15,1	14,83	0,26	14,79	0,30	15,29	-0,19	15,09	0,00	15,45	-0,35	14,24	0,85
1500	2500	10,4	10,77	-0,37	11,05	-0,65	11,71	-1,31	11,08	-0,68	11,59	-1,19	11,07	-0,67
	3500	12,8	12,30	0,49	12,73	0,06	13,60	-0,80	12,73	0,06	13,61	-0,81	12,83	-0,03
	4500	14,7	14,47	0,22	14,46	0,23	14,92	-0,22	14,73	-0,03	15,19	-0,49	13,89	0,80

5.1.17 Avaliação dos resultados

Os resultados comparativos entre os diversos modelos e o proposto são apresentados na Tabela 5.46 de acordo com sua maior aproximação com os valores de teste de absorção em suas devidas profundidades conforme a variação da LDA. A avaliação dos resultados foi feita através do erro relativo percentual (ERP) o qual é expresso pela relação entre o desvio médio absoluto e o valor de referência em porcentagem.

Tabela 5.46 – Menor erro relativo percentual verificado entre os modelos para cada profundidade de teste e em cada LDA.

LDA (m)	Teste de absorção	Modelos indiretos										
		Prop	E	T. M.	H e W	M e K	Ch	D	T	Z	Aa	S e R
0	LOT1											
	LOT2											
	LOT3											
250	LOT1											
	LOT2											
	LOT3											
500	LOT1											
	LOT2											
	LOT3											
750	LOT1											
	LOT2											
	LOT3											
1000	LOT1											
	LOT2											
	LOT3											
1250	LOT1											
	LOT2											
	LOT3											
1500	LOT1											
	LOT2											
	LOT3											

Nomenclatura: Prop-Modelo Proposto; E-Eaton; T. M.-Tensão mínima; H e W-Hubbert e Willis; M e K-Matthews e Kelly ; Ch-Christman; D-Daines; T-Traugott; Z-Zamora; Aa-Aadnoy; S e R-Simmons e Rau.

Na Tabela 5.47 é feita a comparação dos resultados obtidos pelos diferentes modelos com o proposto para a LDA de 1000 m tomando como base a maior aproximação com o teste de absorção e que o valor do gradiente de fratura seja inferior ao valor do teste na devida profundidade conforme se observa na Tabela 5.47 e Tabela 5.48. Essa condição mostra os modelos mais favoráveis à segurança operacional durante a perfuração do poço.

Tabela 5.47 – Comparação de maior precisão entre os modelos e a favor da segurança LDA 1000 m.

LOT	Modelos indiretos										
	Prop	Eaton	Tensão Mínima	Hubbert e Willis	Matthews e Kelly	Christman	Daines	Traugott	Simmons	Zamora	Aadnoy
LOT1											
LOT2											
LOT3											

Legenda **Menor ERP** (Melhor precisão)

Verificou-se na Tabela 5.47 que na primeira profundidade de teste, todos os modelos superaram o valor do teste de absorção, não ficando a favor da segurança.

Observa-se na Tabela 5.48 uma comparação onde é feita uma seleção entre a precisão dos modelos mais precisos fazendo-se uma classificação mais detalhada atribuindo faixas de maior aproximação na profundidade do teste sem considerar a condição de estar a favor da segurança:

Tabela 5.48 – Classificação pela maior aproximação sem considerar a condição de estar a favor da segurança (LDA 1000m).

Prof. Teste (m)	Modelos indiretos para estimar gradiente de fratura										
	Eaton	Hubbert e Willis	Matthews e Kelly	Christman	Daines	Traugott	Zamora	Tensão Mínima	Aadnoy	Simmons	Prop.
2000	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente	Boa	Boa	Excelente	Excelente	Boa	Boa	Boa
3000	Boa	Excelente	Excelente	Boa	Boa	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente	Excelente
4000	Excelente	Excelente	Excelente	Boa	Boa	Excelente	Excelente	Boa	Excelente	Excelente	Boa

■ Excelente aproximação – entre 0,00 a 0,24 lb/gal.
■ Boa aproximação - entre 0,25 a 0,49 lb/gal.
■ Aproximação regular - entre 0,50 a 1,00 lb/gal.
■ Fraca aproximação – maior que 1,0 lb/gal.

Na Tabela 5.49 observa-se uma comparação entre os modelos considerando-se a condição de estar a favor da segurança operacional e os casos onde poderá haver perda de circulação pelo peso excessivo do fluido de perfuração.

Tabela 5.49 – Classificação pela maior aproximação a favor da segurança (LDA 1000m) e com superação do teste de absorção.

Prof. Teste (m)	Modelos indiretos para estimar gradiente de fratura										
	Eaton	Hubbert e Willis	Matthews e Kelly	Christman	Daines	Traugott	Zamora	Tensão Mínima	Aadnoy	Simmons	Prop.
2000	Aprox. com início de fratura	Aprox. com início de fratura	Aprox. com início de fratura	Aprox. com início de fratura	Favorável	Aprox. com início de fratura	Aprox. com início de fratura	Aprox. com início de fratura	Favorável	Favorável	Aprox. com início de fratura
3000	Aprox. com início de fratura	Excelente	Excelente	Aprox. com início de fratura	Favorável	Excelente	Excelente	Excelente	Aprox. com início de fratura	Aprox. com início de fratura	Excelente
4000	Aprox. com início de fratura	Excelente	Excelente	Boa	Aprox. com início de fratura	Excelente	Boa	Boa	Aprox. com início de fratura	Aprox. com início de fratura	Boa

■ Excelente aproximação – entre 0,00 a 0,24 lb/gal, com GF < LOT.
■ Boa aproximação - entre 0,25 a 0,49 lb/gal, com GF < LOT.
■ Aproximação regular - entre 0,50 a 1,00 lb/gal, com GF < LOT.
■ Aproximação com início de fratura – menor que 1,0 lb/gal, com GF > LOT.
■ Favorável a perda de circulação – maior que 1,0 lb/gal, com GF > LOT

A Tabela 5.49 mostra os modelos mais precisos, portanto, mais recomendado para o cenário analisado. Os modelos que o GF superou o valor do teste de absorção acima de 1,0 lb/gal indicam que poderá haver perda de circulação durante a perfuração na profundidade do teste. Então,

recomenda-se não utilizar os referidos gradientes de fratura como referencial para o dimensionamento do fluido de perfuração.

Para o dimensionamento adequado do fluido de perfuração deve ser feito conforme o comportamento do gradiente de pressão de poros na zona normal e zona anormal.

Para evitar o risco de influxo na zona normal considerando uma margem de manobra de 0,5 lb/gal sugere-se dimensionar o fluido de perfuração no intervalo de profundidade entre 1500 m até 3000 m com a densidade equivalente de circulação de 9,2 lb/gal. Na profundidade de 2000 m tem-se um gradiente de pressão de poros de 8,13 lb/gal menor valor do intervalo, porém, como o gradiente de fratura é de 11,46 lb/gal não irá ocorrer fratura da formação.

Para evitar o risco de perda de circulação na zona anormal, da profundidade de 3000 m a 3500 m com fluido de perfuração de densidade de 11,9 lb/gal sem margem de manobra no fim da fase. A partir da profundidade de 3500 m, reduzir a densidade do fluido de perfuração acompanhando o gradiente de pressão de poros para fazer uma perfuração balanceada até a profundidade de 3650 m. Após revestir o intervalo para proteger as camadas sobrejacentes. Da profundidade de 3650 m até o fundo do poço a perfuração deverá prosseguir com densidade do fluido de perfuração de 13,7 lb/gal.

5.2 Aplicação do modelo de Eaton (1969)

Este item foi inserido com a finalidade de se testar o modelo proposto com dados da literatura representando outro cenário diferente.

No trabalho de Eaton e Eaton (1997) encontra-se uma tabela intitulada “dados de sobrecarga em águas profundas” a qual apresenta nas colunas os valores de densidades da rocha, profundidades de sedimentos, intervalos de pressão e gradientes de sobrecarga calculados em unidades de psi/ft. Eaton demonstra o passo-a-passo de como é feito à aplicação do seu modelo que foi publicado em Eaton (1969) para se obter o gradiente de sobrecarga utilizando cálculo computacional para exemplificar a maneira correta de utilização de seu modelo.

Os dados calculados da Tabela 5.50 foram obtidos através de um algoritmo feito e executado no programa em MatLab seguindo a seqüência de cálculo recomendada por Eaton até encontrar o gradiente de sobrecarga. Com os dados de densidade dos sedimentos aplicado à equação de Gardner obtiveram-se os tempos de trânsitos observados na Figura 5.65 com os quais se determinou o gradiente de pressão de poros.

Com os dados de tempo observado da Tabela 5.50 obteve-se o perfil de tempo de trânsito normal da Figura 5.65 obtido pelo lançamento da linha de tendência.

Visualizando-se o perfil da Figura 5.65 partir da profundidade de 10300 ft (3139,2 m) observa-se um desvio de linearidade na linha de tendência pelo aumento no tempo de trânsito observado. Essa mudança indica que o tempo de trânsito observado aumentou, significando que a velocidade do som na rocha diminuiu acusando a presença de excesso de fluido preenchendo o espaço poroso e indicando o início da zona de transição.

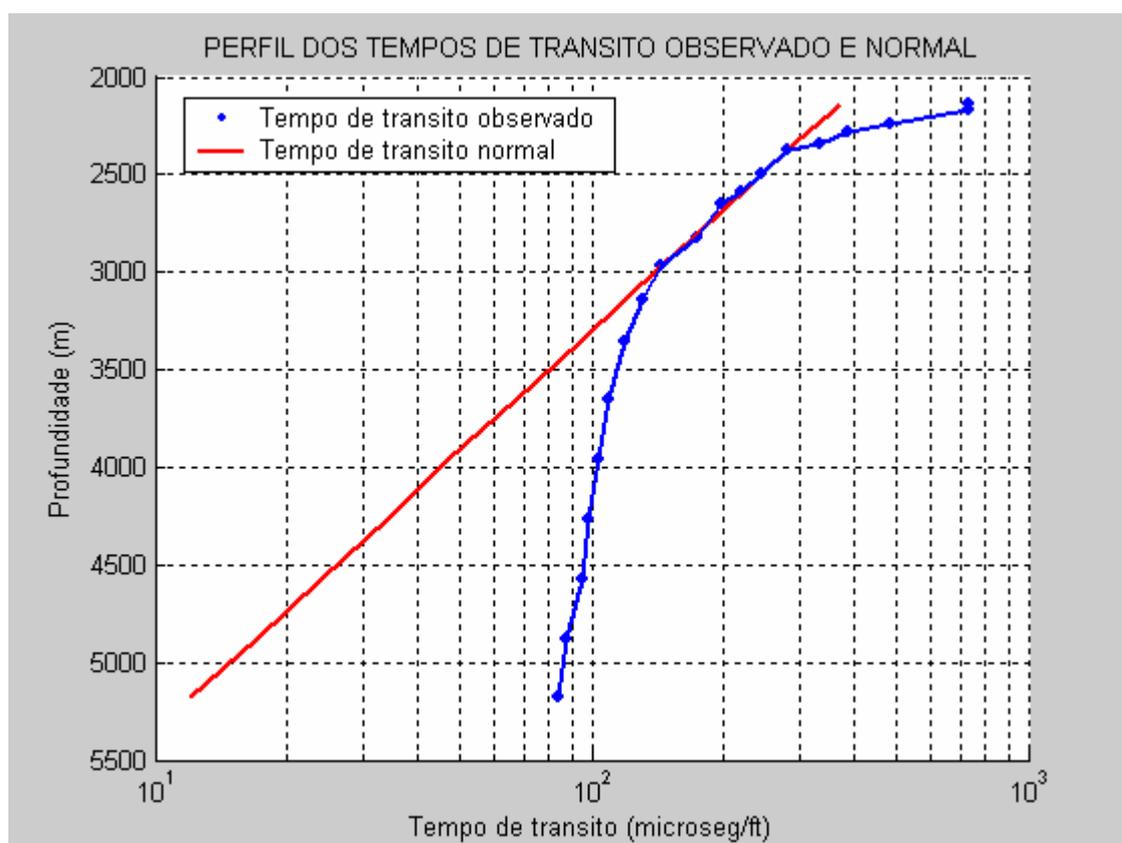


Figura 5.65 – Perfil do tempo de trânsito obtido de Eaton e Eaton (1997).

Eaton e Eaton (1997) mostram o desenvolvimento de cálculo para se obter o gradiente de sobrecarga em psi/ft apresentando os dados em uma tabela. Porém, não fornece valor para teste de absorção nem desenvolve os cálculos para se obter o gradiente de pressão de poros e o gradiente de fratura.

A partir dos dados de Eaton e Eaton (1997) utilizando o programa MatLab visto no Anexo IV calculou-se os gradientes de sobrecarga, de pressão de poros e de fratura pelo modelo de Eaton mostrado no perfil de geopressões da Figura 5.66.

Verifica-se pelo perfil da Figura 5.66 que o topo da zona de transição encontra-se a 10300 ft (3139,2 m) e que o gradiente de pressão de poros aumenta de forma acentuada convergindo para o gradiente de fratura o qual é interceptado na profundidade de 15000 ft (4572 m).

Observa-se ainda, que o comportamento da curva do gradiente de fratura, usando o método de Eaton para esta situação de cenário, toma uma trajetória muito próxima da curva do gradiente de sobrecarga chegando a interceptá-la a partir da profundidade de 14000 ft (4267 m) e sobrepondo até a profundidade final do poço.

Tabela 5.50 – Valores de gradiente de fratura calculado obtidos com os dados de Eaton e Eaton (1997).

Dados de Eaton e Eaton (1997)						Valores calculados							GF Prop.
Prof. (ft)	Espessura Camada (ft)	Densidade Sedimento (g/cm ³)	Pressão (psi)	S (psi)	GS (psi/ft)	GS (lb/gal)	TT _O	TT _N	P _n	GPP (lb/gal)	K	GF (lb/gal)	GF Prop. (lb/gal)
0	0	1,06	0		0,459								
100	100	1,06	45,898		0,459								
350	250	1,06	114,745		0,459								
500	150	1,06	68,847		0,459								
700	200	1,06	91,796		0,459								
800	100	1,06	45,898		0,459								
1000	200	1,06	91,796		0,459								
2000	1000	1,06	458,98		0,459								
3000	1000	1,06	458,98		0,459								
4000	1000	1,06	458,98		0,459								
5000	1000	1,06	458,98		0,459								
6000	1000	1,06	458,98	0,043	0,459								
7000	1000	1,06	458,98	3212,903	0,459	8,66	728	371	8,95	8,70	0,8793	8,66	8,66
7100	100	1,4	60,62	3273,523	0,461	8,71	728	359	8,95	8,73	0,8809	8,70	8,70
7350	250	1,55	167,7875	3441,311	0,468	8,85	485	329	8,95	8,88	0,8850	8,84	8,81
7500	150	1,64	106,518	3547,829	0,473	8,97	387	313	8,95	8,96	0,8874	8,94	8,87
7700	200	1,7	147,22	3695,049	0,480	9,13	335	292	8,95	9,01	0,8905	9,09	8,97
7800	100	1,775	76,8575	3771,906	0,484	9,25	282	282	8,95	8,94	0,8921	9,17	8,96
8200	400	1,84	318,688	4090,594	0,499	9,59	244	246	8,95	8,93	0,8982	9,48	9,17
8500	300	1,89	245,511	4336,105	0,510	9,87	219	222	8,95	8,91	0,9027	9,73	9,34
8700	200	1,94	168,004	4504,109	0,518	10,08	198	207	8,95	8,77	0,9057	9,93	9,47
9250	550	2	476,3	4980,409	0,538	10,56	175	171	8,95	9,05	0,9135	10,39	9,82
9750	500	2,1	454,65	5435,059	0,557	11,10	144	144	8,95	8,94	0,9204	10,89	10,10
10300	550	2,2	523,93	5958,989	0,579	11,57	119	119	8,95	9,60	0,9275	11,40	10,69
11000	700	2,2	666,82	6625,809	0,602	12,12	119	94	8,95	10,57	0,9361	12,01	11,44
12000	1000	2,25	974,25	7600,059	0,633	12,81	109	67	8,95	11,91	0,9473	12,75	12,43
13000	1000	2,28	987,24	8587,299	0,661	13,38	104	47	8,95	12,96	0,9572	13,36	13,20
14000	1000	2,31	1000,23	9587,529	0,685	13,90	98	34	8,95	13,70	0,9657	13,89	13,82
15000	1000	2,33	1008,89	10596,419	0,706	14,35	95	24	8,95	14,26	0,9728	14,34	14,31
16000	1000	2,38	1030,54	11626,959	0,727	14,90	87	17	8,95	14,85	0,9785	14,89	14,88
17000	1000	2,4	1039,2	12666,159	0,745	15,28	84	12	8,95	15,26	0,9828	15,28	15,28

Para o dimensionamento do fluido de perfuração pela curva de Eaton, pode-se estabelecer um gradiente de fluido de perfuração de 9,0 lb/gal da superfície até a profundidade de 3100 m.

A partir de 3100 m aumenta-se a densidade do fluido de perfuração a uma taxa de 1,0 lb/gal a cada 200 m perfurados até atingir 3800 m.

A partir de 3800 m até o fundo do poço o gradiente de pressão de poros é o referencial para a perfuração prosseguir de forma sub-balanceada.

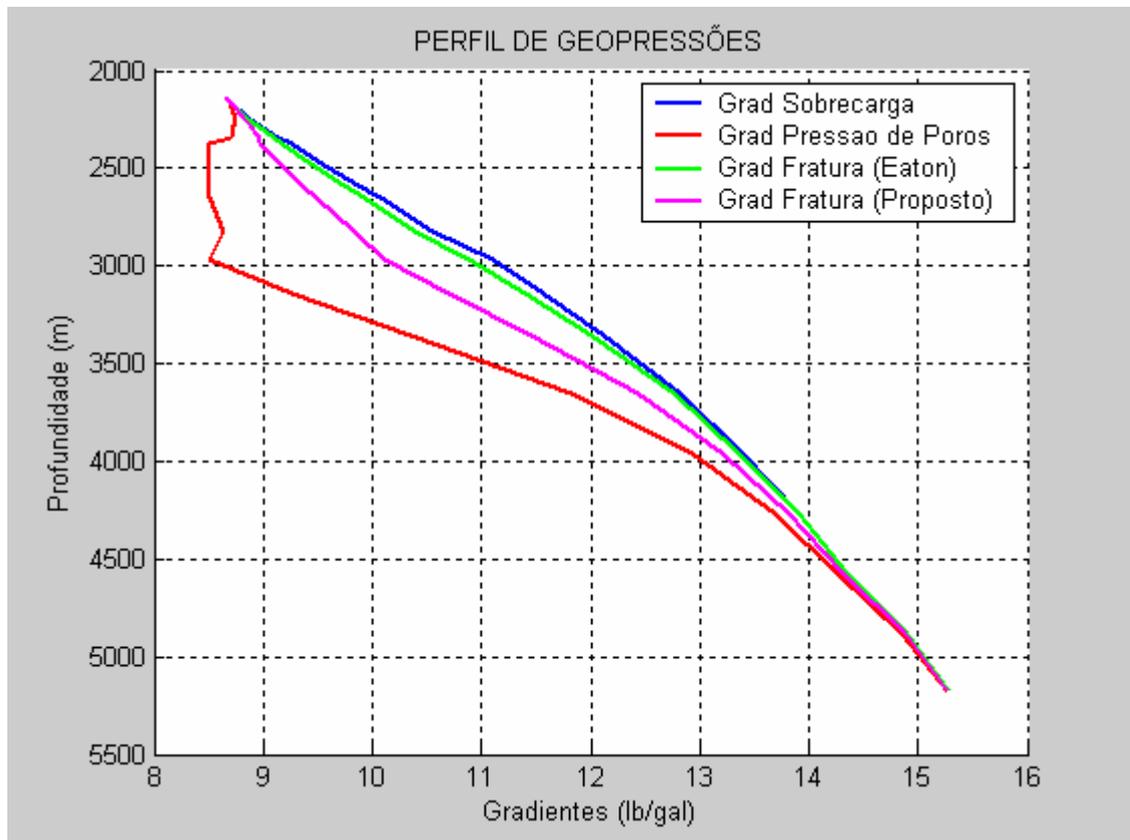


Figura 5.66 – Perfil de geopressões com o modelo de Eaton e o proposto usando os dados de Eaton e Eaton (1997).

5.2.1 Assumindo dados de poço de correlação para fazer comparação entre o modelo de Eaton e proposto

Como nos dados de Eaton e Eaton (1997) não há valor de teste de absorção para servir de referencial para que possamos fazer a comparação com o modelo proposto. Então, para se testar a precisão do modelo proposto é preciso assumir a existência de dados de teste de absorção de um poço de correlação para servir de referencial. Para isso vamos supor que o poço dos dados de Rocha e Azevedo (2009) seja um poço de correlação que será usado para fazer a normalização do teste pela LDA.

O procedimento da normalização do teste de absorção em função da LDA é feito da seguinte maneira: Inicialmente é feito o cálculo da pressão exercida pela água considerando o gradiente

normal de pressão. A diferença entre a pressão de absorção em psi e a pressão da água será a pressão exercida pela coluna de sedimentos. Faz-se da mesma forma para o poço em estudo. A pressão normalizada em psi será a soma da pressão da água do poço em estudo com a pressão exercida pelos sedimentos do poço de correlação. Dividindo-se a pressão total pela profundidade total encontra-se o gradiente em lb/gal.

Mostra-se na Tabela 5.51 um valor de teste de absorção de Rocha e Azevedo (2009) em sua profundidade de teste.

Tabela 5.51 – Dados de teste de absorção assumido do poço de correlação.

Valor do Teste de absorção	Profundidade do teste de absorção		LDA		Espessura sedimentos	
	lb/gal	m	ft	m	ft	m
10,9	2000	6562	1000	3281	1000	3281

A Tabela 5.52 mostra a pressão exercida pela água considerando o gradiente normal de pressão do poço de correlação.

Tabela 5.52 – Pressão exercida pela LDA no poço de correlação.

LDA		Gradiente	Pressão
m	ft	lb/gal	psi
1000	3281	8,5	1450,2

A Tabela 5.53 mostra a pressão exercida pelos sedimentos no poço de correlação.

Tabela 5.53 – Pressão exercida pelos sedimentos no poço de correlação.

Teste de absorção		Pressão da água	Pressão de sedimentos
lb/gal	psi	psi	psi
10,9	3719,3	1450,2	2269,1

A Tabela 5.54 mostra a pressão exercida pela água no poço em estudo.

Tabela 5.54 – Dados do poço em estudo.

LDA		Pressão da água	
m	ft	lb/gal	psi
2133,5	7000	8,5	3094

Na Tabela 5.55 é feita à normalização do teste de absorção pela LDA onde foi utilizado os dados visto na Tabela 5.51, Tabela 5.52, Tabela 5.53 e Tabela 5.54.

Tabela 5.55 – Normalização do teste de absorção pela LDA.

Normalizando o valor do teste de absorção para o poço em estudo									
Poço de correlação			Poço em estudo			Pressão total	Profundidade total		Teste de absorção normalizado
Pressão dos Sedimentos	Espessura sedimentos		Pressão da água	LDA					
	psi	m		ft	psi	m	ft	psi	m
2269,1	1000	3281	3094	2133,5	7000	5363,1	3133,5	10281	10,03

Na profundidade de 10281 ft (3133,5 m) o valor do teste de absorção normalizado é 10,03 lb/gal conforme é visto na Tabela 5.55. Portanto, na profundidade de 10300 ft (3139,3 m) que fica 19 m abaixo, haverá um acréscimo de 32,5 psi de pressão adicional que totalizará 5395,6 psi em qual o valor do teste de absorção corresponderá a 10,07 lb/gal, valor considerado como referencial.

Observa-se que como a LDA do poço em estudo é de 7000 ft (2133,5 m) o valor do teste de absorção é menor do que o do poço de correlação que tem uma LDA menor (1000 m).

5.2.2 Perfil de geopressão obtido com o programa MatLab visto no item 5.2.2

Verificou-se na Figura 5.66 que o gradiente de fratura obtido com o modelo proposto mostrou uma redução da janela operacional na zona normalmente pressurizada se comparado ao modelo de Eaton.

Na Figura 5.67 compara modelo de Eaton e proposto em relação ao teste de absorção normalizado.

Contudo, verifica-se que o gradiente de fluido de perfuração pode ser dimensionado dentro da segurança usando o modelo proposto como referência, enquanto o modelo de Eaton superou o teste de absorção em 1,33 lb/gal. O modelo proposto também superou o teste de absorção, porém em apenas 0,62 lb/gal.

Para o dimensionamento da densidade do fluido de perfuração pela curva do modelo proposto pode-se estabelecer o gradiente de fluido de perfuração de 8,8 lb/gal da superfície até a profundidade de 3100 m (10171 ft). A partir de 3100 m (10171 ft) aumenta-se a densidade do fluido de perfuração a uma taxa de 0,5 lb/gal a cada 100 m perfurados até se atingir a profundidade de 3700 m (12.139,7 ft). De 3700 m (12.139,7 ft) até o fundo do poço o gradiente de pressão de poros como referencial para a perfuração deve prosseguir de forma sub-balanceada.

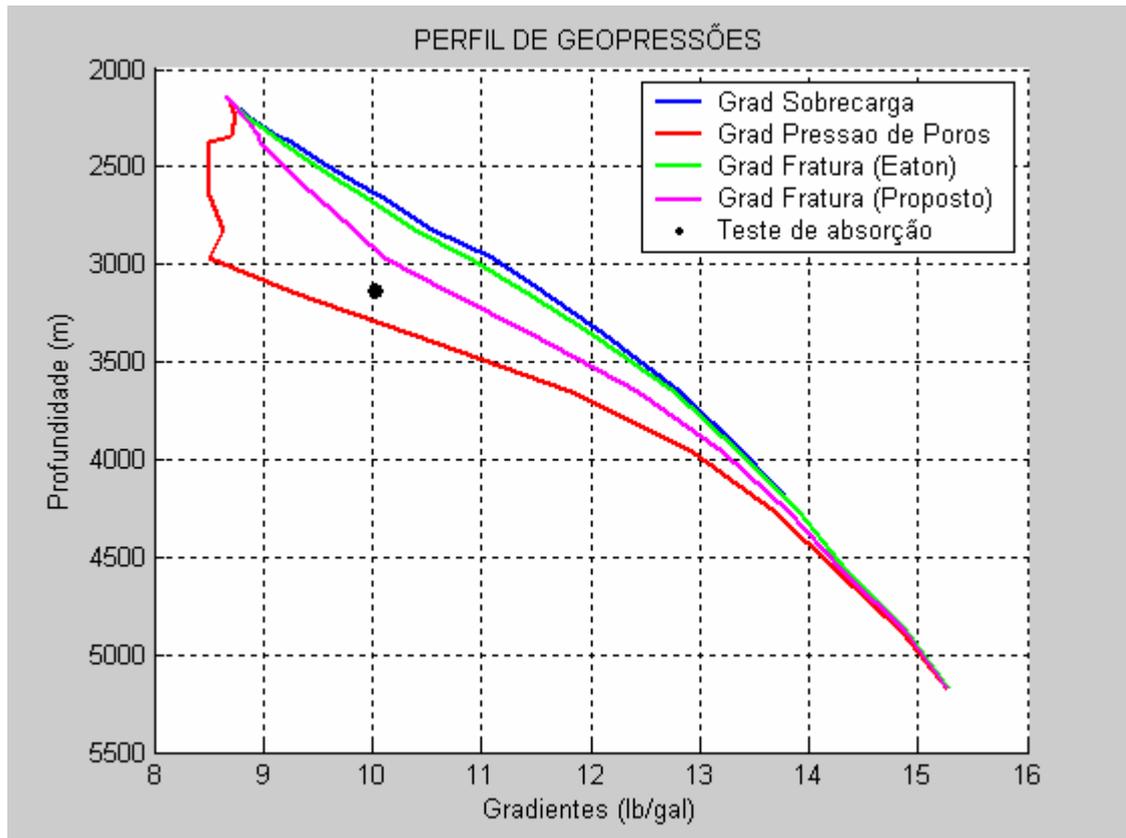


Figura 5.67 - Perfil de geopressões com os modelos de Eaton e o proposto usando os dados de Eaton e Eaton (1997) comparados com um valor do teste de absorção normalizado.

A Tabela 5.56 compara através do erro relativo percentual a precisão entre os modelos de Eaton e o proposto em relação ao valor do teste de absorção normalizado.

Tabela 5.56 – Comparação dos ERP's entre os modelos de Eaton e o proposto.

LDA (m)	Prof. de Teste (ft)	Prof. de Teste (m)	Teste Absorção normalizado (lb/gal)	Modelos			
				Eaton		Proposto	
				GF	ERP	GF	ERP
				lb/gal	%	lb/gal	%
2133,49	10300	3139,28	10,07	11,40	13,26	10,69	6,17

5.3 Comportamento do gradiente de fratura em poço com formação salina

Como o poço encontra-se numa zona de sal a porosidade e a permeabilidade é muito baixa a qual se comporta como uma camada selante. Fisicamente comporta-se como um corpo sólido homogêneo e contínuo. Devido a isso, frente à camada de sal o gradiente de pressão de poros deve ser constante conforme mostra o perfil de geopressão obtido de Shaker (2008) visto na Figura 5.68.

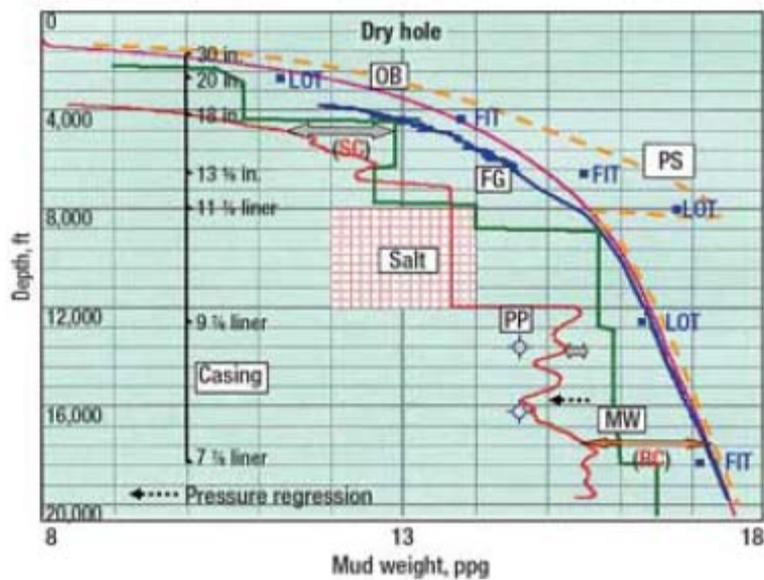


Figura 5.68 - Perfil de geopressão de Shaker (2008) mostrando o comportamento do gradiente de pressão de poros na zona salina.

O modelo convencional baseado no efeito da compactação calcula o gradiente de pressão de poros usando a tendência do tempo de trânsito normal a partir do tempo de trânsito observado fazendo o melhor ajuste dos pontos com o lançamento da tendência normal na zona normalmente pressurizada e extrapola essa tendência até o fundo do poço frente à zona anormalmente pressurizada.

Para utilização do modelo convencional no pré-sal, necessita-se fazer um ajuste no gradiente de pressão de poros correspondente a razão entre o TT_N e o TT_O . Devido à porosidade do sal ser muito baixa, considera-se ausência de poros. Por isso a pressão de poros permanece constante no perfil sem haver mudança com o aumento da profundidade. A mudança é feita na tendência de compactação, ou seja, fazendo $TT_N = TT_O$.

Entretanto, pode-se adequar o modelo convencional para calcular o gradiente de pressão de poros em três etapas: A 1ª etapa do fundo do mar até o topo da camada de sal, a 2ª etapa frente à camada de sal e a 3ª etapa da base da camada de sal até o fundo do poço.

A forma de determinação do gradiente de pressão de poros para a 1ª etapa e 3ª etapa é da forma convencional. Porém, na 2ª etapa, faz-se um ajuste na tendência do tempo de trânsito igualando o TT_N ao TT_O . Com isso, o gradiente de pressão de poros frente à camada de sal deve permanecer constante e igual ao gradiente de pressão de poros do final da 1ª etapa.

O modelo convencional de compactação sem o ajuste na tendência normal não deve ser usado para determinação do gradiente de pressão de poros e gradiente de fratura em zona salina porque

induz a um grande erro causando aumento dos gradientes de pressão de poros e de fratura conforme se pode verificar na Figura 5.69.

A estimativa do gradiente de fratura usando o modelo convencional ajustado é feita com o programa MatLab visto no Anexo para uma camada de sal de 1000 m.

Observando-se a Figura 5.69 verifica-se que as curvas de gradiente de sobrecarga obtida pelo modelo da tensão mínima e pelo modelo convencional ajustado se sobrepõem (são iguais). Entretanto, a curva de gradiente de pressão de poros do modelo convencional frente à zona de sal cresce de 7,85 lb/gal na profundidade de 2000 m (topo da camada de sal) até 10,93 lb/gal na profundidade de 3000 m (base da camada de sal). Enquanto com o modelo convencional ajustado o gradiente de pressão de poros permanece constante e igual a 8,22 lb/gal em todo intervalo frente à camada de sal.

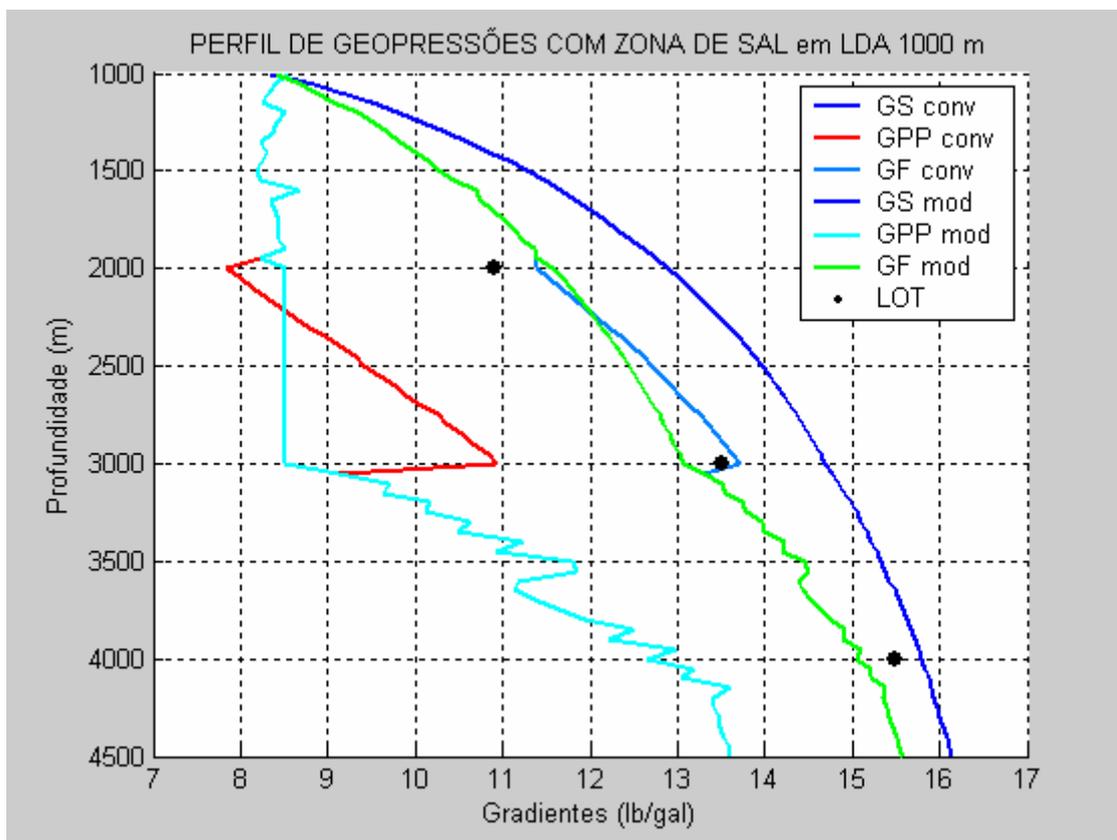


Figura 5.69 – Curvas dos gradientes de pressão de poros e de fratura obtidas com o modelo convencional e com o ajustado.

O mesmo fenômeno ocorre com o gradiente de fratura onde com o modelo de compactação convencional cresce de 11,38 lb/gal no topo da camada de sal para 13,71 lb/gal na base da camada de sal. Enquanto que o modelo de compactação convencional ajustado esse crescimento é menos

acentuado, cresce de 11,38 lb/gal no topo da camada de sal para 13,07 lb/gal na base da camada de sal. Havendo sobreposição das curvas nos outros intervalos fora da zona de sal.

Portanto, este é um dos desafios da perfuração em zonas de sal porque o uso do modelo convencional sem ajuste gera os gradientes de pressão de poros e o de fratura com valores maiores que o real.

Observa-se que o comportamento do gradiente de fratura de Shaker (2008) da Figura 5.68 mostra um crescimento frente à zona de sal semelhante ao gradiente de fratura do modelo proposto observado na Figura 5.72, Figura 5.75 e Figura 5.78. Apesar de constituir cenários totalmente diferentes.

Para visualização e análise do comportamento do gradiente de fratura frente a uma camada de sal é feita uma simulação no programa MatLab utilizando os dados de Rocha e Azevedo (2009) observados na Tabela 5.1 que é para um poço numa LDA de 1000 m supondo a existência de uma camada de sal inserida dentro da camada de sedimentos.

Para efeito de estudo será feita apenas uma substituição da espessura dos sedimentos dos dados de Rocha e Azevedo (2009) por uma correspondente formada pela camada de sal, em consequência disso, a profundidade final permanecerá constante.

Para analisar o comportamento do gradiente de fratura é feita uma simulação onde se fará variar a espessura da camada de sal a partir de 750 m com incremento de espessura de 250 m até atingir uma espessura total de 1250 m. Considerando que o topo da camada de sal tenha início na profundidade de 2000 m (medida feita em relação à mesa rotativa). Desta forma, na última simulação a base da camada de sal estará a 3250 m de profundidade. Em todas as simulações apenas a espessura da camada de sal aumentará mantendo todos os outros parâmetros constantes.

5.3.1 Simulação para uma camada de sal com espessura de 750 m

Fazendo-se a 1ª simulação considerando a camada de sal com 750 m de espessura entre o intervalo das profundidades de 2000 m e 2750 m, obtém-se o perfil de tempo de trânsito o qual sofreu uma modificação em sua linha de tendência conforme se verifica na Figura 5.70.

Com os dados de tempo de trânsito obtém-se a densidade dos sedimentos por Gardner conforme é visto na Figura 5.71. Com os dados de densidade e tempo de trânsito obtém-se o perfil de geopressão da Figura 5.72.

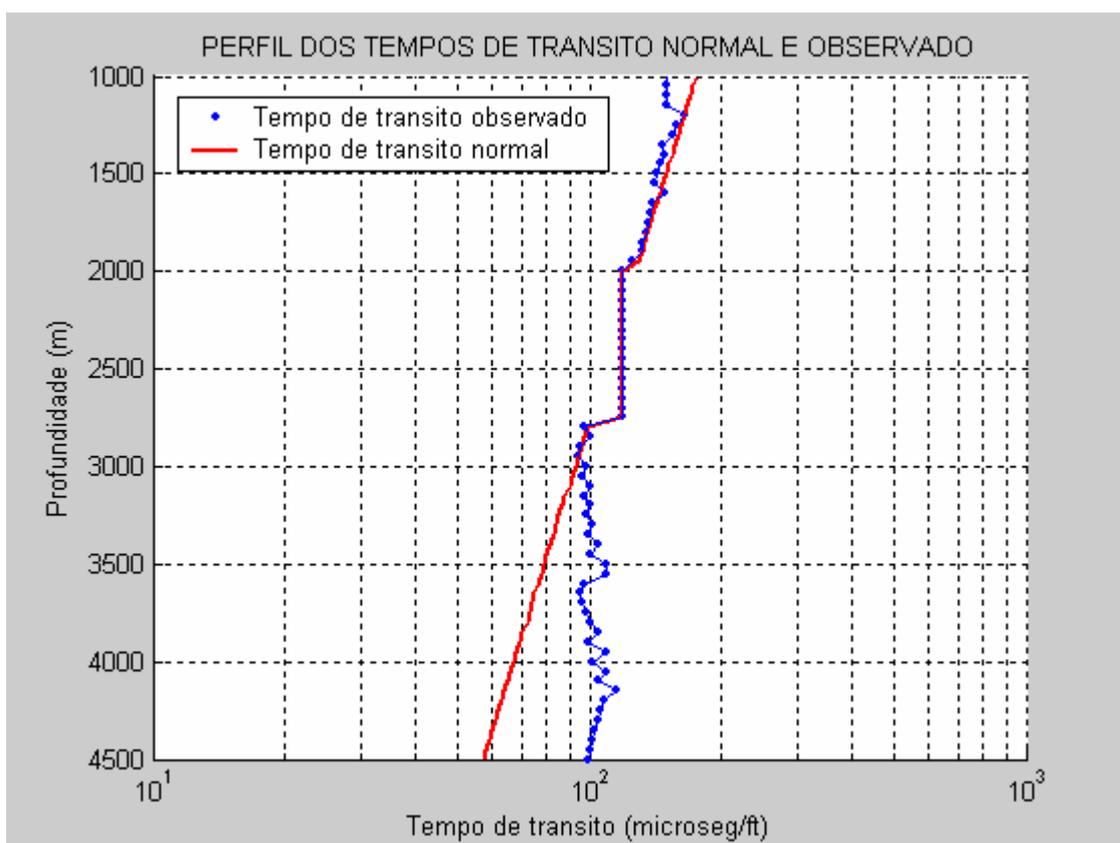


Figura 5.70 – Perfil do TT mostrando uma camada de sal entre as profundidades de 2000 m e 2750 m.

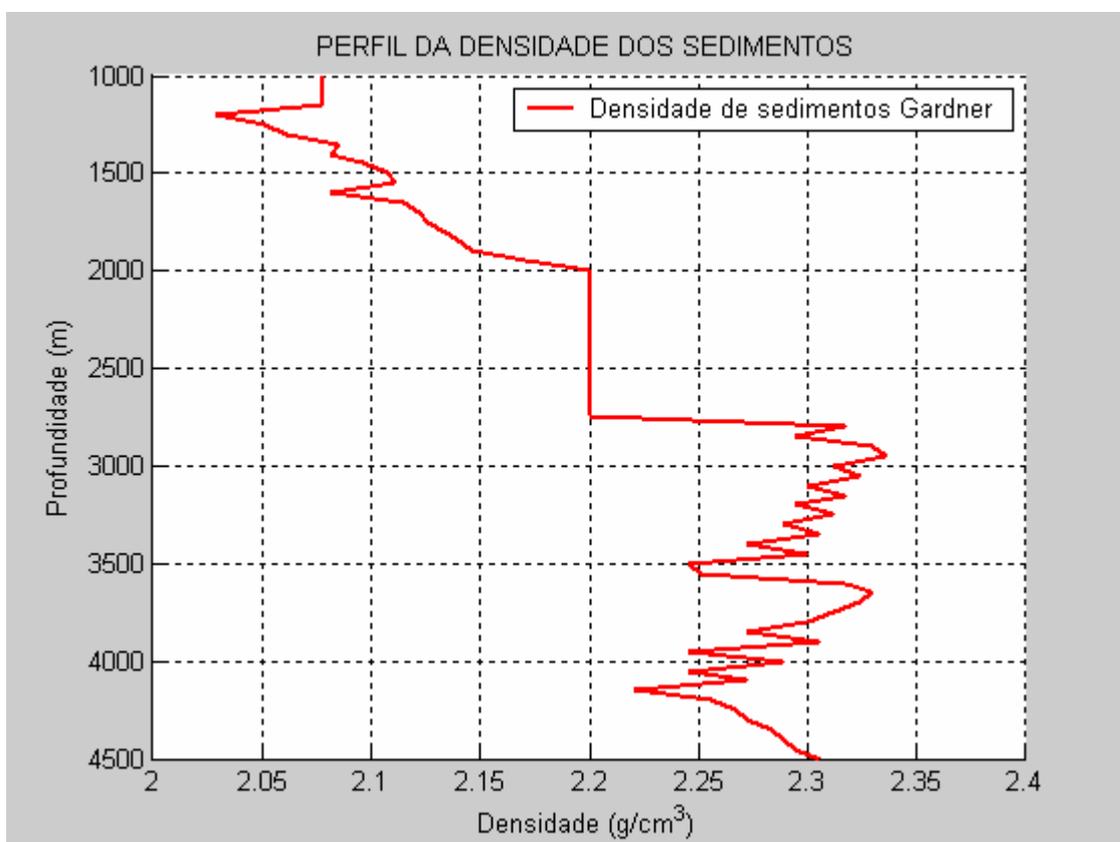


Figura 5.71 - Perfil de densidade dos sedimentos identificando a camada de sal com espessura 750 m entre as profundidades de 2000 m e 2750 m.

Observa-se na Figura 5.71 que entre as profundidades de 2000 m e 2750 m a densidade dos sedimentos permanece constante e igual a $2,2 \text{ g/cm}^3$ diferentemente do comportamento dos demais intervalos de densidades de sedimentos no perfil do poço.

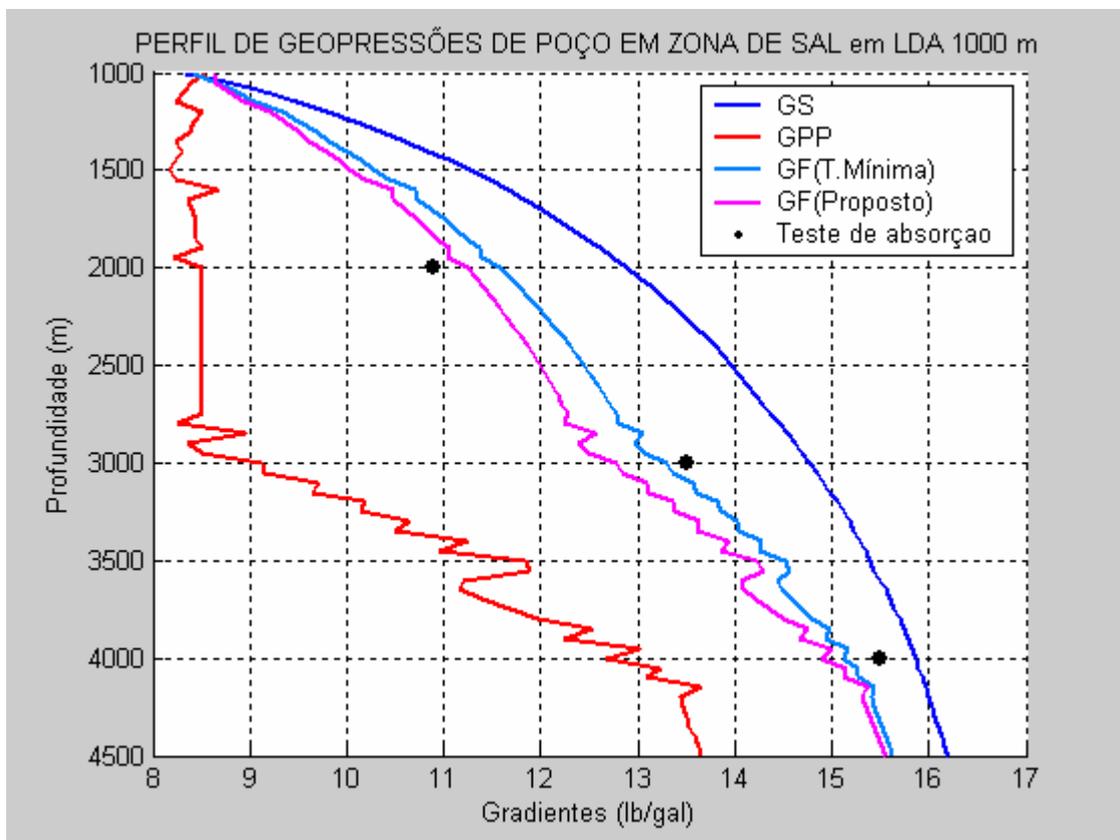


Figura 5.72 - Comportamento dos gradientes de pressão de poros e de fratura frente a camada de sal com espessura de 750 m localizada entre as profundidades de 2000 m e 2750 m.

5.3.2 Simulação para uma camada de sal com espessura de 1000 m

O perfil do tempo de trânsito da Figura 5.73 mostra a camada de sal entre as profundidades de 2000 m e 3000 m.

Na Figura 5.74 mostra-se o perfil da densidade dos sedimentos para camada de sal de 1000 m de espessura.

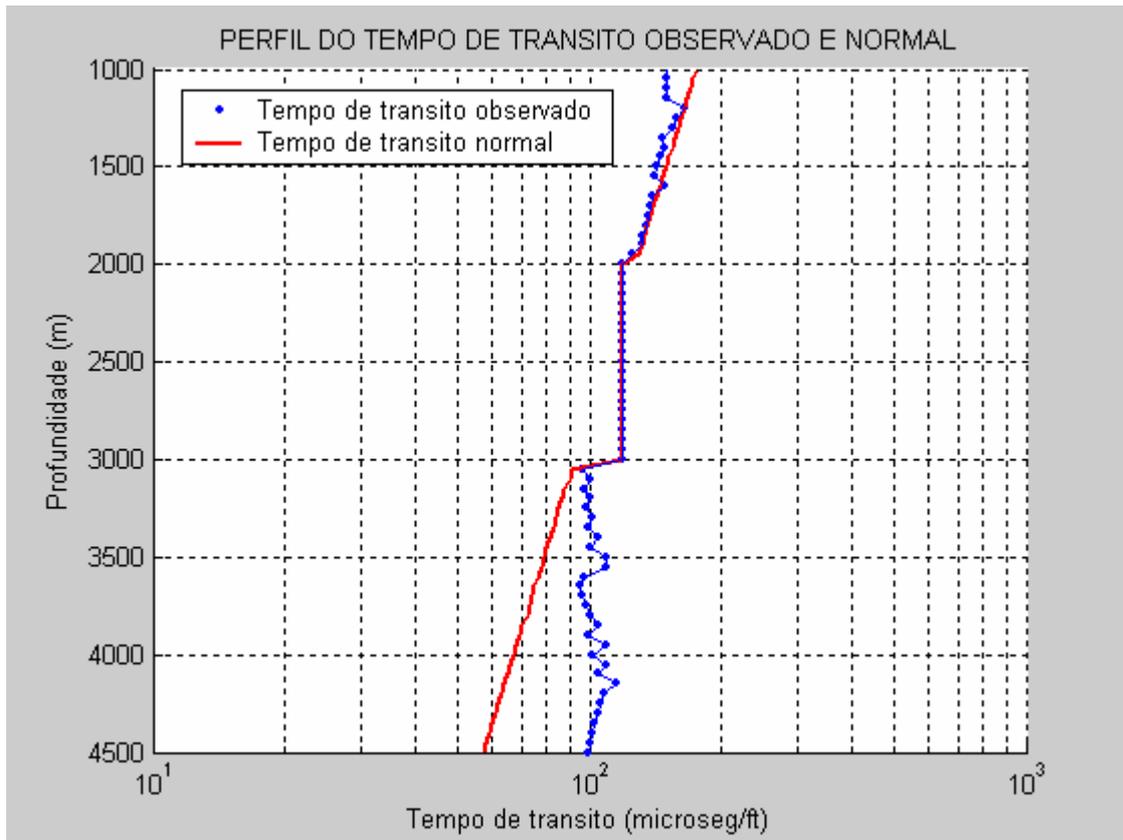


Figura 5.73 – Ajuste do tempo de trânsito normal frente à zona salina de espessura de 1000 m.

Na Figura 5.75 apresenta-se o perfil de geopressões onde se substituiu os dados de Rocha e Azevedo (2009) entre as profundidades de 2000 m e 3000 m, por uma camada de sal com espessura de 1000 m em LDA de 1000 m.

Observou-se que o gradiente de fratura para o caso da espessura da camada de sal de 1000 m, cresceu de 11,24 lb/gal no topo do sal para 12,53 lb/gal na base do sal, ou seja, 1,29 lb/gal de aumento. Enquanto o gradiente de pressão de poros permaneceu constante e o gradiente de sobrecarga cresceu de 12,88 lb/gal no topo para 14,69 lb/gal na base da camada de sal, ou seja, 1,81 lb/gal de aumento.

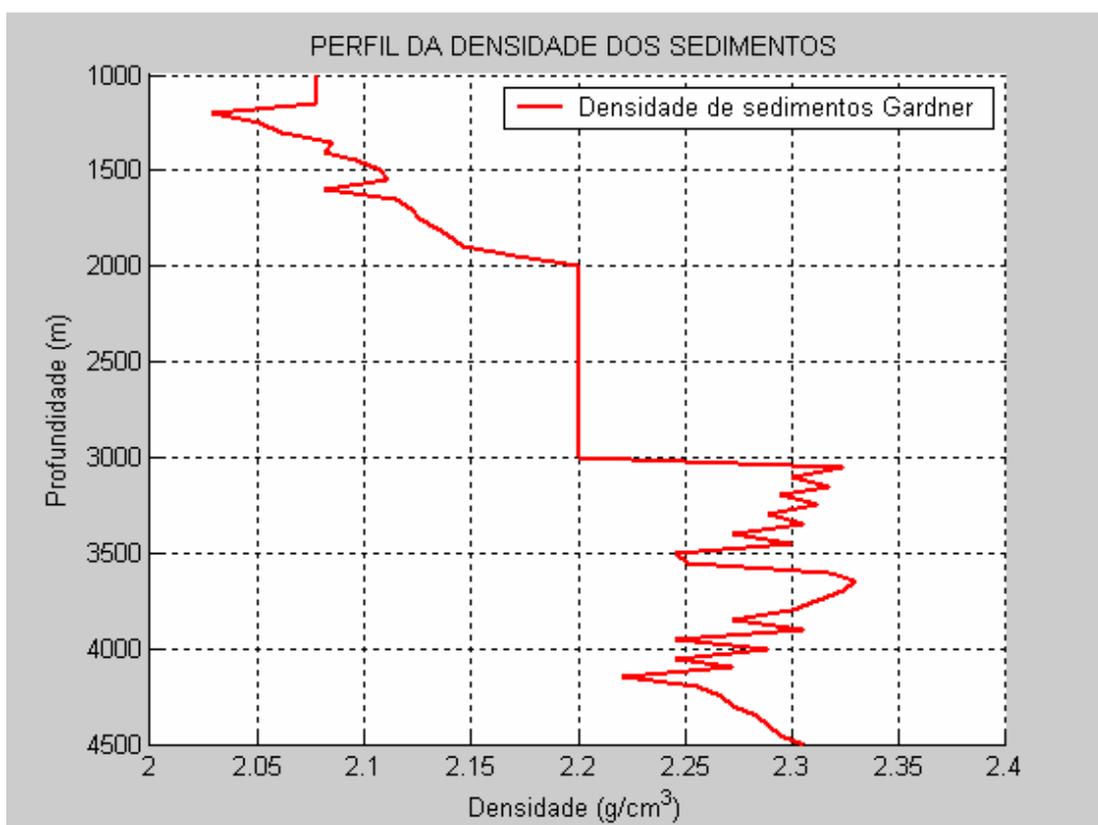


Figura 5.74 – Densidade da camada de sal entre as profundidades de 2000 m e 3000 m.

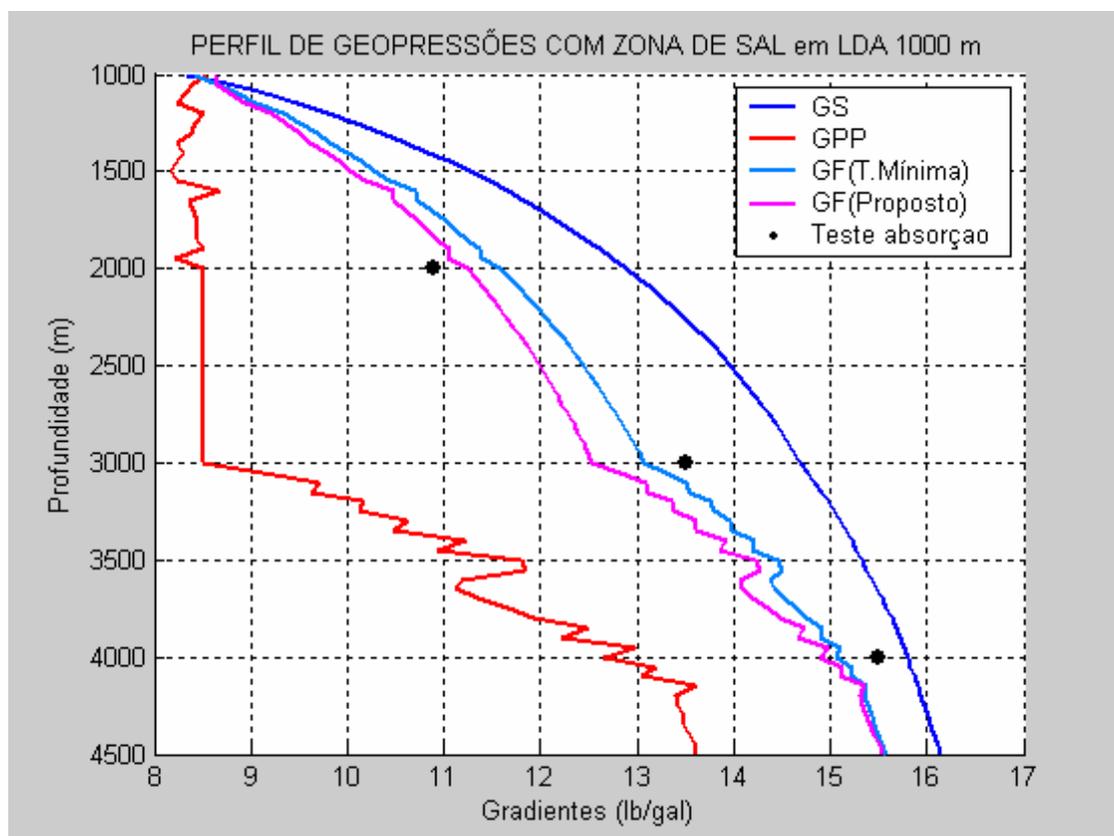


Figura 5.75 – Comportamento do gradiente de pressão de poros e de fratura frente a camada de sal com espessura de 1000 m localizada entre 2000 m e 3000 m de profundidade.

Na Tabela 5.57 verifica-se a comparação através do erro relativo percentual entre os modelo da Tensão Mínima e o proposto referente ao perfil de geopressão da Figura 5.75.

Tabela 5.57 – Comparação da precisão entre os dois modelos em relação aos valores dos testes de absorção em LDA de 1000 m e espessura da camada de sal de 1000 m.

Profundidade do teste (m)		Teste de Absorção (lb/gal)	Gradiente fratura calculado no pré-sal			
Relação ao fundo do mar	Relação à mesa rotativa		Modelo Tensão Mínima (lb/gal)	ERP (%)	Modelo Proposto (lb/gal)	ERP (%)
1000	2000	10,9	11,57	6,21	11,24	3,14
2000	3000	13,5	13,07	3,15	12,53	7,11
3000	4000	15,5	15,05	2,84	14,89	3,92

5.3.3 Simulação para uma camada de sal com espessura de 1250 m

O perfil do tempo de trânsito da Figura 5.76 mostra a camada de sal entre as profundidades de 2000 m e 3250 m. Na Figura 5.77 mostra o perfil da densidade dos sedimentos obtida do tempo de trânsito da Figura 5.76 e o perfil de geopressão resultante na Figura 5.78.

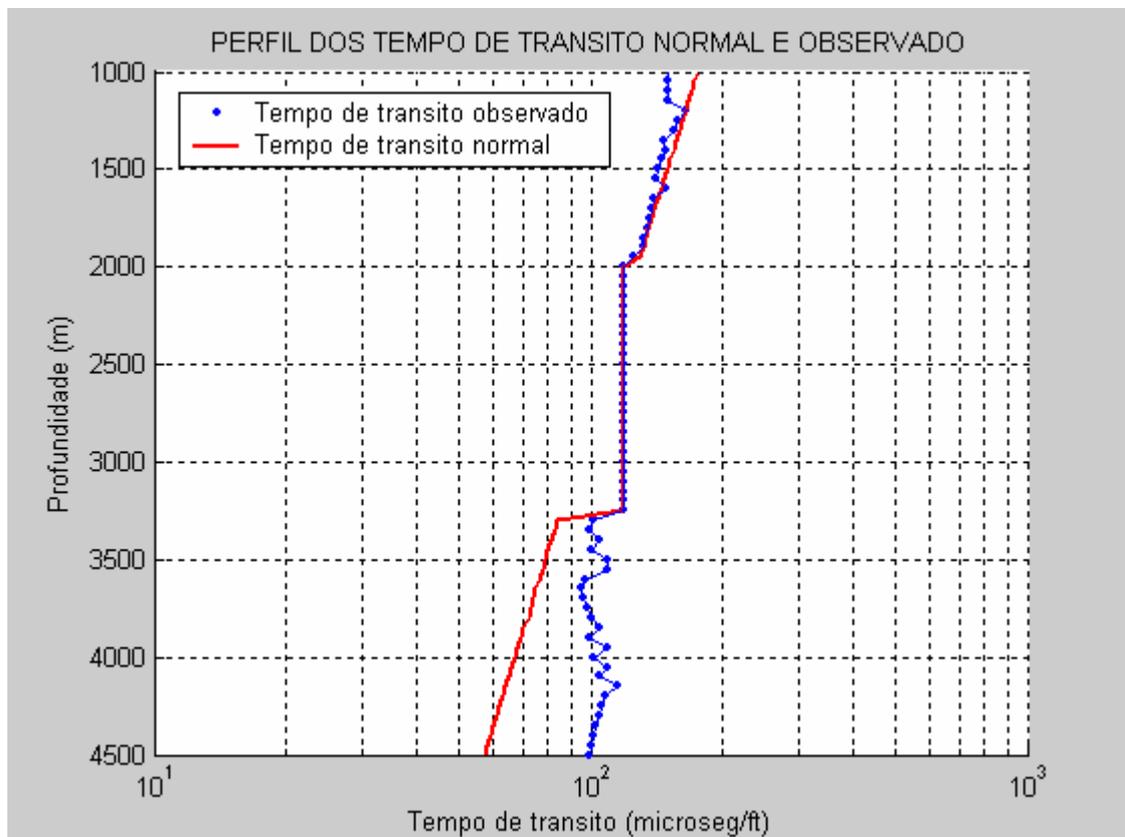


Figura 5.76 – Ajuste do tempo de trânsito frente à camada de sal de espessura de 1250 m.

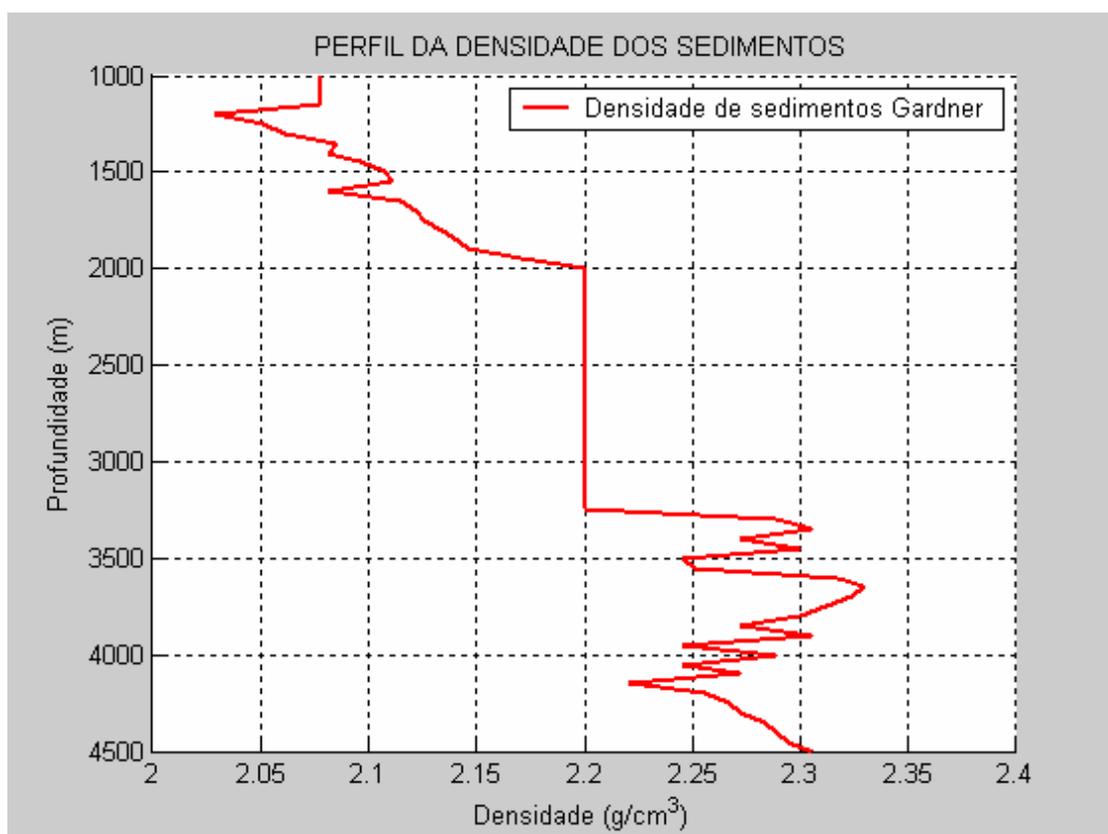


Figura 5.77 – Camada de sal com espessura de 1250 m e densidade de 2,2 g/cm³.

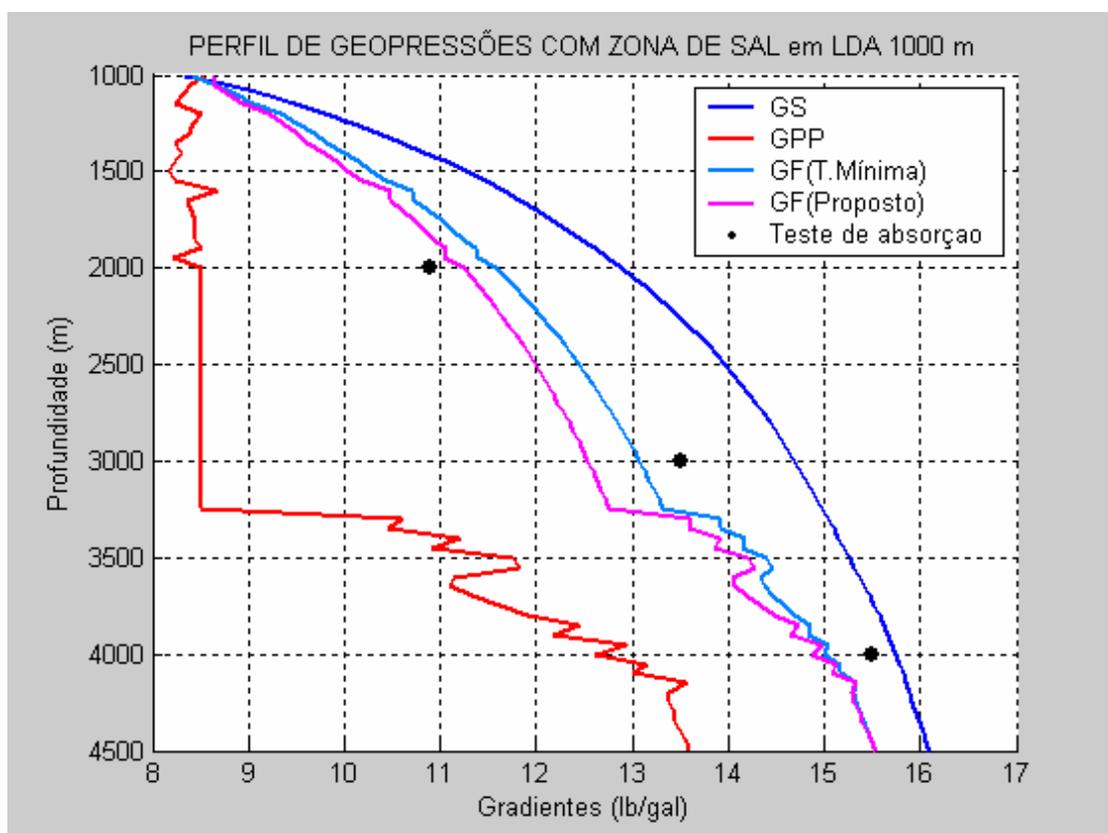


Figura 5.78 – Comportamento do gradiente de pressão de poros e de fratura frente à camada de sal com espessura de 1250 m localizada entre 2000 m e 3250 m de profundidade.

É importante ressaltar que os valores de teste de absorção utilizados como referencial nas simulações dos poços em zonas de sal são de dados de Rocha e Azevedo (2009) e refere-se a sedimentos e não a condição de uma camada de sal inserido na coluna estratigráfica.

5.4 Aplicação do modelo de Constant e Bourgoyne (1988)

A aplicação desse modelo tem a finalidade da utilização de mais dados da literatura que representasse outro cenário para aplicação do modelo proposto.

5.4.1 Poço *Green Canyon 1*

Os dados do poço *Green Canyon 1* de Constant e Bourgonne (1988) mostra um poço que foi perfurado numa lâmina d'água de 1223 ft, *air gap* de 85 ft com profundidade final do poço de 10000 ft (3139,2 m). Neste poço foram realizados três testes de absorção, sua localização fica numa área compreendida na Costa do Golfo do México. A Tabela 5.58 mostra os dados sobre o referido poço em estudo.

O modelo de Constant e Bourgoyne (1988) é diferente dos demais modelos já apresentados neste trabalho porque utiliza dados de porosidade média para estimativa do gradiente de fratura.

Com os dados de Constant e Bourgonne (1988) visto na Tabela 5.58 utilizou-se o programa MatLab visto no Anexo III e os resultados obtidos foram comparados com cinco modelos distintos em relação aos testes de absorção conforme é visto na Tabela 5.59.

Tabela 5.58 – Dados do poço *Green Canyon 1* encontrado em Constant e Bourgoyne (1988).

LDA	<i>Air gap</i>	Prof. Teste BML*	Pressão de poros	Teste Absorção	Densid. Água do mar	Densidade dos grãos		Densidade fluido de poro		Const. declínio porosidade	Porosidade de superfície
(ft)	(ft)	(ft)	(lb/gal)	(lb/gal)	(lb/gal)	(lb/gal)	g/cm ³	(lb/gal)	g/cm ³	(ft ⁻¹)	
1223	85	4100	9,8	13,9	8,5	21,66	2,6	8,95	1,074	0,000085	0,41
		6692	11,6	15,3							
		8692	13,2	16,0							

*BML (*Below Mud Line*) – abaixo da linha de lama (abaixo do fundo do mar)

5.4.2 Premissas para aplicação do programa MatLab para execução do modelo de Constant e Bourgoyne (1988)

A pressão de sobrecarga do modelo de Constant e Bourgoyne (1988) é relativa à porosidade média em função da profundidade, porém, nos cálculos utiliza-se à espessura da camada de sedimentos com sua respectiva densidade para obter a sobrecarga do intervalo.

A determinação da pressão de poros é feita pela pressão hidrostática exercida por uma coluna de água salgada em função da profundidade.

5.4.3 Resultados obtidos do programa MatLab

Na Tabela 5.59 observa-se os valores de gradiente de fratura obtidos nas profundidades dos testes de absorção comparados aos valores calculados obtidos de Constant e Bourgoyne (1988) e o modelo proposto. Fazendo-se a análise comparativa entre os valores de gradientes de fratura obtidos nas profundidades dos testes de absorção entre os referidos modelos através do erro relativo percentual é visto na Tabela 5.60.

Tabela 5.59 – Dados de gradiente de fratura para o poço *Green Canyon 1* obtidos com aplicação os diversos modelos conforme Constant e Bourgoyne (1988) comparados ao modelo proposto.

Profundidade do teste (ft)		Teste Absorção (lb/gal)	Gradientes de fratura (lb/gal) dados de Constant e Bourgoyne					Gradiente de fratura modelo proposto (lb/gal)
relação ao fundo do mar	relação à mesa rotativa		Eaton Modificado	Hubbert e Willis	Matthews e Kelly	Christman	Constant e Bourgoyne	
4100	5408	13,9	13,1	11,5	11,9	13,4	13,3	13,1
6692	8000	15,3	15,3	13,1	13,8	15,0	15,0	14,3
8692	10000	16,0	16,0	14,4	14,9	16,1	15,8	16,0

Tabela 5.60 – Análise comparativa entre os modelos através do erro percentual relativo para o poço *Green Canyon 1*.

Profund. relação à mesa rotativa (ft)	Teste de absorção (lb/gal)	Gradientes fraturas (lb/gal)											
		Eaton Modificado		Hubbert e Willis		Matthews e Kelly		Christman		Constant e Bourgoyne		Modelo Proposto	
		GF	ERP (%)	GF	ERP (%)	GF	ERP (%)	GF	ERP (%)	GF	ERP (%)	GF	ERP (%)
5408	13,9	13,1	5,75	11,5	17,26	11,9	14,38	13,4	3,59	13,3	3,81	13,5	2,63
8000	15,3	15,3	0,00	13,1	14,37	13,8	9,80	15,0	1,96	14,9	2,34	14,7	3,35
10000	16,0	16,0	0,00	14,4	10,00	14,9	6,87	16,1	0,62	15,8	0,68	15,6	2,11

Com os dados do poço *Green Canyon 1* obteve-se o perfil da porosidade visto na Figura 5.79 onde se compara os dados de Bourgoyne *et al* (1986) para porosidade média da área do Golfo do México com a curva de porosidade do poço *Green Canyon 1*.

Com os dados do poço *Green Canyon 1* da Tabela 5.58, fez-se a aplicação do modelo de Constant e Bourgoyne (1988) e obteve-se a curva do gradiente de fratura vista no perfil de geopressões da Figura 5.80 a qual é comparada com a do modelo proposto.

Com os dados de porosidade média do Golfo e pressões de poros relativos às profundidades dos testes de absorção tem-se o perfil de geopressões conforme é visto na Figura 5.80.

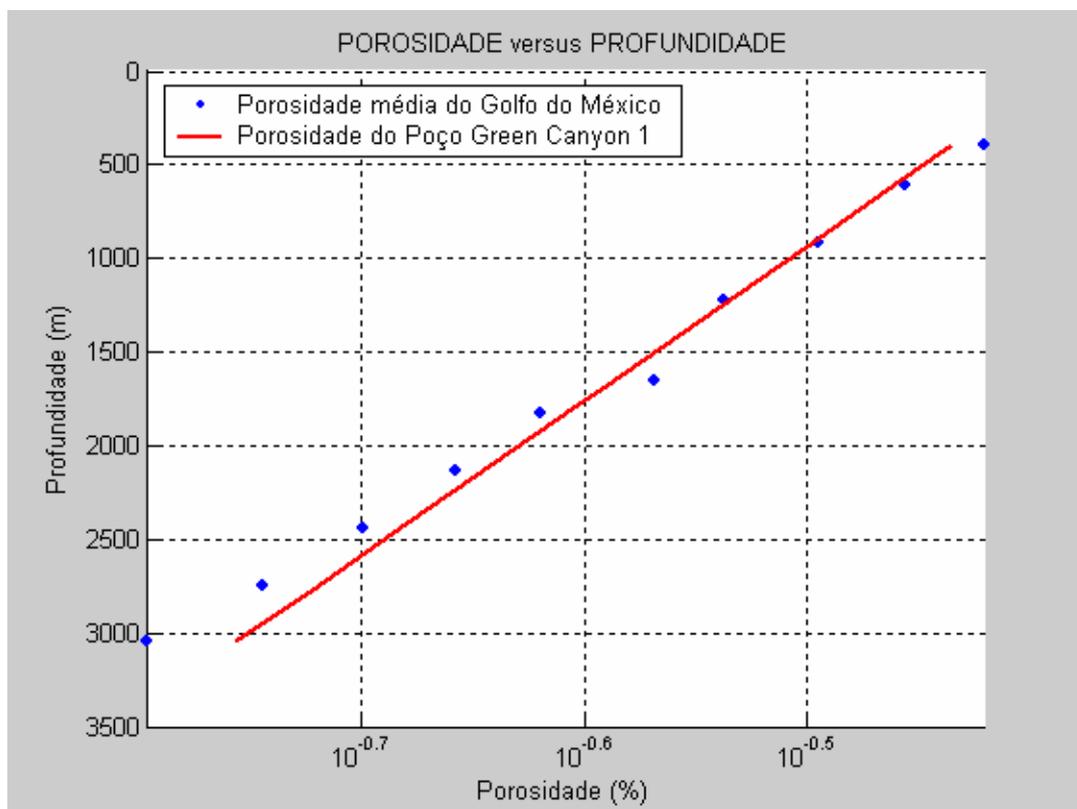


Figura 5.79 – Comparação da tendência da porosidade do poço *Green Canyon 1* com os dados de porosidade média de Bourgoyne *et al* (1986) da área da Costa do Golfo do México.

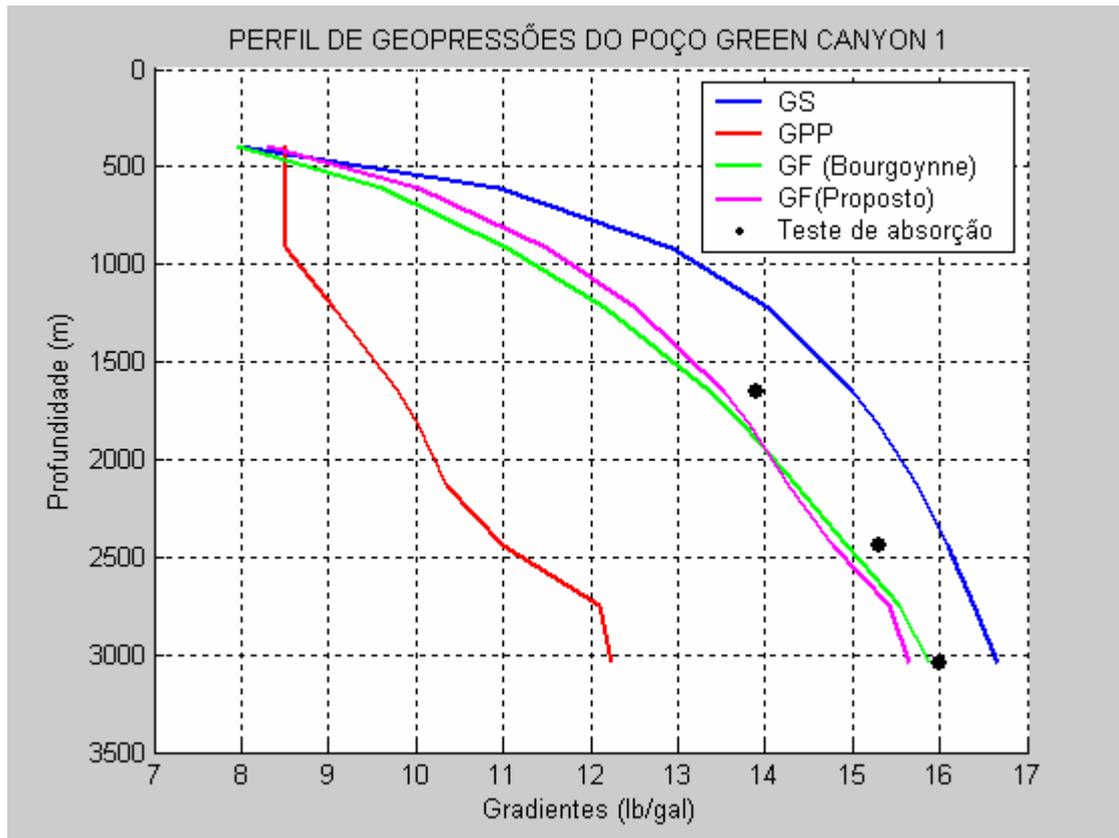


Figura 5.80 - Perfil de geopressões obtido do modelo de Constant e Bourgoynne (1988) para o poço *Green Canyon 1* comparado com o modelo proposto.

Observa-se na Figura 5.80 que em todo intervalo de profundidade do poço a janela operacional apresenta grande faixa de trabalhabilidade para o fluido de perfuração. Verifica-se que ocorre o aumento da janela operacional com a profundidade até a profundidade de 7000 ft onde o diferencial atinge o valor máximo de 4,0 lb/gal. Da profundidade de 7000 ft até o fundo do poço há uma redução na janela operacional caindo para 3,63 lb/gal no fundo do poço.

O perfil de geopressão da Figura 5.80 representado por gradientes de pressão foi obtido das pressões vista no perfil da Figura 5.81 na qual se observa que a pressão de poros mostra três intervalos de profundidade com gradientes de pressão de poros diferentes ao longo da profundidade do poço.

Na Figura 5.81 verifica-se que do fundo do leito marinho até a profundidade de 3000 ft tem-se um gradiente de pressão de poros de 0,462 psi/ft. A partir da profundidade de 3000 ft até a profundidade de 7000 ft verifica-se um gradiente de pressão de poros de 0,610 psi/ft. E a partir da profundidade de 7000 ft até o fundo do poço um gradiente de pressão de poros de 0,868 psi/ft.

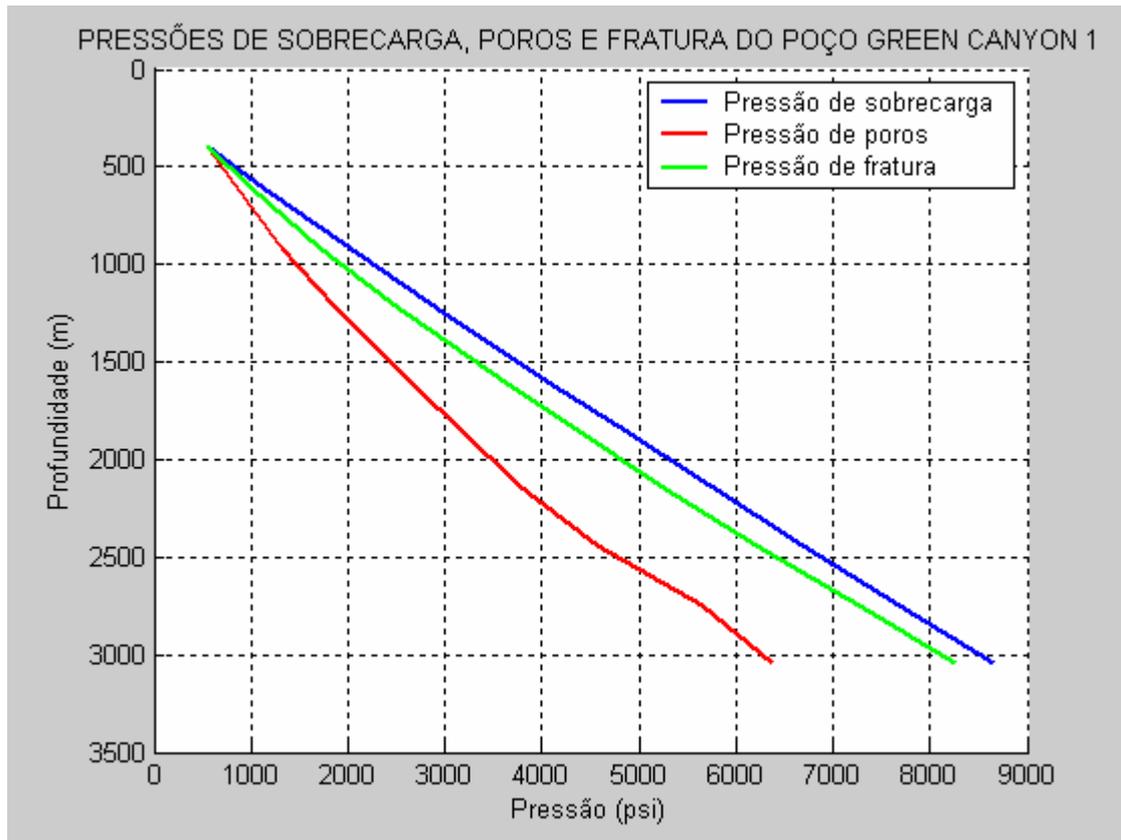


Figura 5.81 – Pressões ao longo da profundidade no poço *Green Canyon 1*

5.4.4 Poço Green Canyon 2

Na Tabela 5.61, Constant e Bourgoyne (1988) apresentam dados de outro poço denominado de *Green Canyon 2* que foi perfurado numa lâmina d’água de 955 ft.

Com os dados da Tabela 5.61, Constant e Bourgoyne (1988) calcularam o gradiente de fratura e compararam seus resultados com quatro modelos distintos em relação aos testes de absorção e obteve o resultado visto na Tabela 5.62 e inserido o resultado obtido com o modelo proposto.

Tabela 5.61 - Dados do poço *Green Canyon 2* encontrado em Constant e Bourgoyne (1988).

LDA	Air gap	Prof. Teste BML*	Pressão de poros	Teste Absorção	Densid. Água do mar	Densid. dos grãos		Densid. do fluido de poro		Const. declínio Porosid.	Porosid. de Superf.
						(lb/gal)	(g/cm ³)	(lb/gal)	(g/cm ³)		
(ft)	(ft)	(ft)	(lb/gal)	(lb/gal)	(lb/gal)	(lb/gal)	(g/cm ³)	(lb/gal)	(g/cm ³)	(ft ⁻¹)	
955	85	2660	9,0	13,9	8,5	21,66	2,6	8,95	1,074	8,5x10 ⁻⁵	0,41
		4910	12,0	15,5							
		6210	14,1	17,0							

*BML (*Below Mud Line*) – abaixo da linha de lama (abaixo do fundo do mar)

Os dados da Tabela 5.62 mostram os valores de gradiente de fratura calculados pelos modelos para comparação com o modelo proposto.

Com os dados do poço *Green Canyon 2* obteve-se o perfil da porosidade visto na Figura 5.82 onde se comparam os dados de porosidade média da área do Golfo do México com os da curva de porosidade do poço *Green Canyon 2*.

Tabela 5.62 - Dados de gradiente de fratura para o poço *Green Canyon 2* obtidos com aplicação os diversos modelos conforme Constant e Bourgoyne (1988).

Profundidade do teste (ft)		Teste Absorção (lb/gal)	Gradientes de fratura (lb/gal) dados de Constant e Bourgoyne					Gradiente de fratura modelo proposto (lb/gal)
relação ao fundo do mar	relação à mesa rotativa		Eaton Modificado	Hubbert e Willis	Matthews e Kelly	Christman	Constant e Bourgoyne	
2660	3700	13,9	14,0	10,8	11,9	12,4	13,6	13,6
4910	5950	15,5	15,5	13,2	14,4	14,5	14,9	15,5
6210	7250	17,0	16,1	14,8	15,5	15,6	15,4	15,8

Os dados do poço *Green Canyon 2* como densidade da água do mar, densidade do fluido de poro, constante de declino de porosidade, porosidade de superfície foram considerados os mesmos dados do poço *Green Canyon 1*, muda apenas a LDA e os valores dos testes de absorção com suas profundidades onde foram realizados os respectivos teste de absorção. Isto porque os poços se encontram na mesma bacia.

Observa-se no perfil da Figura 5.82 que, a partir da profundidade de 3700 ft, a porosidade média muda o comportamento em relação à linha de tendência da porosidade do poço *Green Canyon 2*. Isto ocorreu porque a porosidade do poço *Green Canyon 1*, na profundidade considerada, é diferente da do poço *Green Canyon 2* em função da mudança de litologia na referida profundidade.

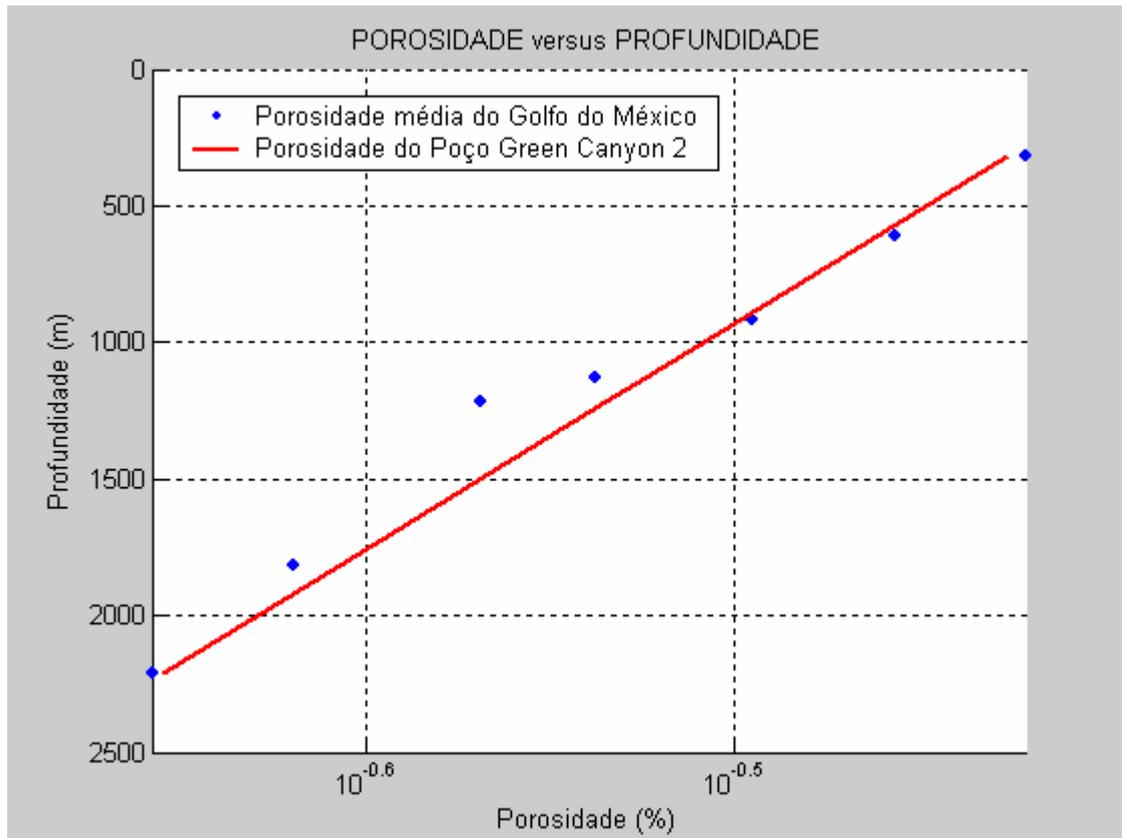


Figura 5.82 - Comparação da tendência da porosidade do poço *Green Canyon 2* com os dados de porosidade média de Bourgoyne *et al* (1986) da área da Costa do Golfo do México.

Verifica-se no perfil de geopressões da Figura 5.83 que, na profundidade de 7250 ft, o valor do teste de absorção superou o valor do gradiente de sobrecarga em 0,79 lb/gal.

De acordo com Constant e Bourgoyne (1988) os resultados obtidos neste perfil sofreram influência da presença de domos salinos ou domos de argilas plásticas. Fato ocorrido durante a perfuração nos flancos do domo de sal onde as tensões laterais da matriz são maiores do que em regiões sem perturbações chegando a exceder em alguns casos o esforço vertical da sobrecarga.

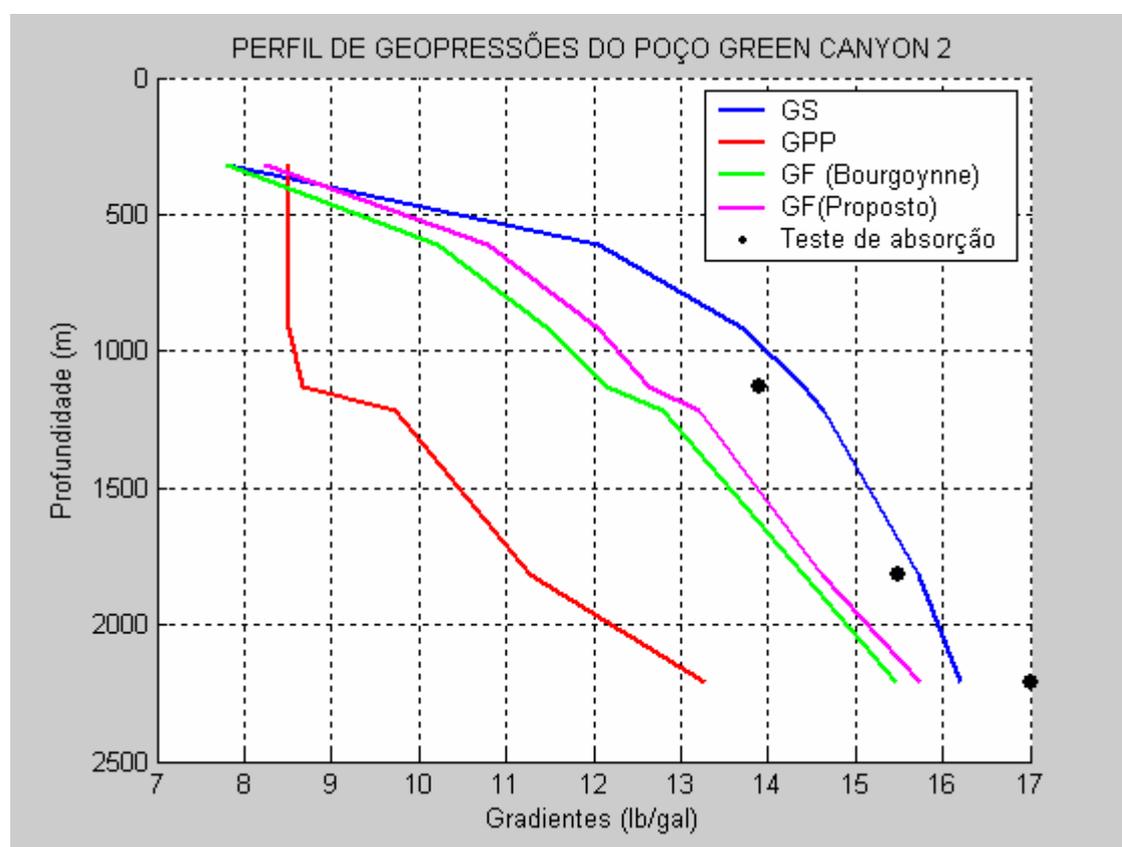
Na Tabela 5.63 observa-se o resultado comparativo entre os modelos analisados por Constant e Bourgonne (1988) relativos ao poço *Green Canyon 2* onde se inseriu o resultado do modelo proposto e a avaliação através do erro relativo percentual.

Verifica-se na Figura 5.83 que o gradiente de fratura do modelo proposto mostrou maior precisão em relação aos testes de absorção em suas profundidades de teste. Observa-se na Figura 5.83 que a janela operacional é ampla em todo intervalo do poço ficando com uma margem de pressão no fundo do poço de 2,25 lb/gal tendo a maior margem de 3,49 lb/gal na profundidade de 3700 ft.

Tabela 5.63 - Comparação entre os modelos pelo erro percentual relativo (poço *Green Canyon 2*).

Prof. relação à mesa rotativa (ft)	Teste de absorção (lb/gal)	Gradientes fraturas calculados (lb/gal)											
		Eaton Modificado		Hubbert e Willis		Matthews e Kelly		Christman		Constant e Bourgoyne		Modelo Proposto	
		GF	ERP (%)	GF	ERP (%)	GF	ERP (%)	GF	ERP (%)	GF	ERP (%)	GF	ERP (%)
3700	13,9	14,0	0,71	10,8	22,30	11,9	14,38	12,4	10,79	13,62	1,98	14,05	1,12
5950	15,5	15,5	0,00	13,2	14,83	14,4	7,09	14,5	6,45	14,94	3,57	15,30	1,28
7250	17,0	16,1	5,29	14,8	12,94	15,5	8,82	15,6	8,23	15,47	8,96	15,72	7,47

De acordo com a Tabela 5.61 tem-se a configuração do perfil de geopressão conforme é visto na Figura 5.83.

Figura 5.83 – Comportamento dos gradientes de pressões com os dados do poço *Green Canyon 2*.

O comportamento da pressão de poros vista no perfil da Figura 5.84 mostra três intervalos de profundidade com gradientes de pressão de poros diferentes ao longo da profundidade do poço. Verifica-se que do fundo do leito marinho até a profundidade de 3700 ft observa-se o gradiente de pressão de poros de 0,468 psi/ft.

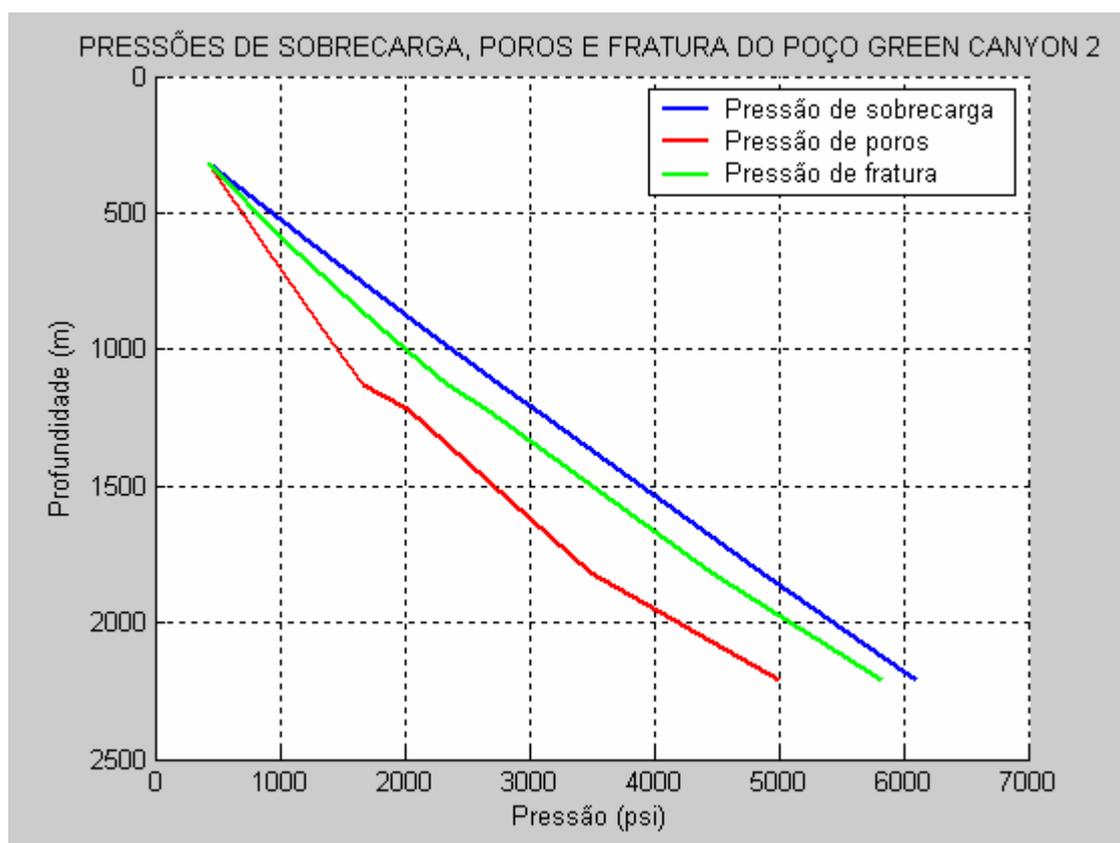


Figura 5.84 – Comportamento da curva de pressão de poros mostrando três gradientes diferentes ao longo da profundidade.

A zona normalmente pressurizada do poço termina na profundidade de 3700 ft quando começa a entrar na zona de transição. A partir da profundidade de 3700 ft até a profundidade de 5950 ft mostra um gradiente de pressão de poros de 0,808 psi/ft. A partir 5950 ft até o fundo do poço um gradiente de pressão de poros de 1,14 psi/ft. O último intervalo de profundidade apresenta um gradiente de pressão da formação extremamente elevado superando 1,0 psi/ft que é o valor limite assumido para os campos brasileiros.

Capítulo VI

Conclusões e recomendações

6 Conclusões e recomendações

6.1 Conclusões gerais

6.1.1 Sobre o programa MatLab

Foi uma ferramenta fundamental para se obter a estimativa dos gradientes de pressões e comparar os diversos modelos indiretos com o modelo proposto.

Possibilitou mostrar a precisão de cada modelo em função das variações dos parâmetros.

Disponibiliza treze modelos preditivos para serem comparados entre si contribuindo para uma melhor análise das geopressões para o projeto do poço na fase de planejamento.

Pode ser executado com a profundidade variando em intervalo constante ou intervalo variável de acordo com a profundidade do tempo de trânsito observado.

6.1.2 Sobre os aspectos gerais

Quando os dados de entrada de um modelo indireto for porosidade é conveniente utilizar os modelos de Constant e Bourgoyne ou o modelo de pseudo-sobrecarga porque não necessitam converter porosidade em densidade evitando erro por aproximação dos valores decimais.

Os valores arbitrados para tempos de trânsito na zona desconhecida entre o fundo do mar e a base do primeiro revestimento interferem não só na sobrecarga, mas, principalmente, no gradiente de fratura. Foi observado que maiores valores de tempo de trânsito resultam em menores valores de gradiente de fratura.

Os modelos indiretos convencionais baseados no efeito da compactação só devem ser utilizados para gerar o perfil do gradiente de pressão de poros e gradiente de fratura para zonas de sal quando ajustar à tendência fazendo $TT_N = TT_O$ frente à zona de sal. Isso ocorre porque a camada de sal tem densidade menor que a dos sedimentos e porosidade muito baixa, considerada insignificante.

6.1.3 Sobre os resultados dos gradientes de fraturas obtidos

A variação observada entre os resultados obtidos pelos modelos analisados ficou em torno de 1,0 lb/gal de amplitude. Com isso, todos os modelos apresentaram estimativas aceitáveis os quais podem ser utilizados para campos terrestres, com exceção do modelo de Simmons e Rau que só pode ser utilizado em cenário marítimo.

Para as condições estudadas, alguns modelos têm sua limitação com o aumento da LDA. Para LDA acima de 2000 m, o modelo de Daines e o modelo de Simmons usando o coeficiente de Poisson de Eaton superam o gradiente de sobrecarga.

Os outros modelos analisados podem estimar valores de gradiente de fratura até 5000 m de LDA, porém com gradiente de fratura muito próximo do gradiente de sobrecarga.

Verificou-se que os modelos de Hubbert e o de Daines usando a relação V_s/V_p são os que se mantêm mais distante do gradiente de sobrecarga, portanto são considerados como os que possuem resultados mais favoráveis à segurança operacional. Porém, se for considerado a margem de segurança do *riser* como, por exemplo, no caso analisado nesse estudo, esses modelos aumentam os custos do projeto do poço.

Verificou-se que, de todos os modelos para estimativa do gradiente de fratura apresentados, o que mostrou a melhor precisão para a LDA de 1000 m com os dados de Rocha e Azevedo (2009), foi o modelo de Zamora, conforme a avaliação dos resultados a favor da segurança. Mas, o modelo de Traugott foi o 2º mais preciso mesmo sem utilizar os dados de tempo de trânsito, mostrou melhor aproximação com os valores de teste de absorção nas profundidades de teste.

Verificou-se que em poço terrestre os valores de teste de absorção são maiores em função das maiores sobrecargas dos sedimentos do que em poço marítimo para uma mesma profundidade considerada.

Verificou-se que a conversão do TT_0 em densidade de sedimentos usando as equações de Gardner, Amoco, densidade total e Bellotti resultam em diferentes valores de gradiente de sobrecarga, gradiente de pressão de poros e gradiente de fratura.

6.1.4 Sobre a influência de um parâmetro sobre outro

Para os casos estudados, verificou-se que na zona de pressão normal, quanto maior o tempo de trânsito, menor a velocidade da onda compressional, menor a velocidade da onda cisalhante, menor a densidade de sedimentos, maior a porosidade, menor o gradiente de sobrecarga e menor o gradiente de fratura. Na zona de pressão anormal, maior porosidade e maior tempo de trânsito resultam em maior gradiente de pressão de poros.

Quanto menor a janela operacional, maior é a quantidade de fases do poço.

Quanto maior a LDA, menor é a sobrecarga e menor o gradiente de fratura.

Quanto maior a pressão de poros, maior a margem de segurança do *riser*.

Quanto maior o coeficiente de tensão da matriz, maior o gradiente de fratura.

6.1.5 Sobre o modelo proposto

Como o modelo proposto utiliza o gradiente de sobrecarga e o de pressão de poros de Eaton na sua estimativa do gradiente de fratura, então, a precisão do modelo proposto depende da precisão dos valores do gradiente de sobrecarga do modelo de Zamora e do gradiente de pressão de poros do modelo de Eaton.

Os resultados apresentados pelo modelo proposto mostram que o gradiente de fratura pode ser estimado pela proporção áurea correspondente ao diferencial de pressão da tensão da matriz da rocha adicionada ao gradiente de pressão de poros em cada profundidade. A mesma relação de proporcionalidade que ocorre numa profundidade ocorre nas demais ao longo de todo o poço.

O modelo proposto pode ser aplicado em poços do pré-sal. Entretanto, não foi possível confirmar as estimativas precisas nessas formações por falta de dados reais em poços no pré-sal. Com o intuito de se obter dados aproximados aos reais, assumiram-se que o valor do TT_N fosse igual ao valor do TT_O frente à zona de sal em função da profundidade. Essa condição mantém o gradiente de pressão de poros constante frente à zona de sal em função da profundidade. Porém, esse procedimento não é padrão nos modelos de compactação convencionais.

O modelo proposto é uma correlação geométrica que estima o gradiente de fratura de forma bastante simplificada porque não depende do coeficiente de Poisson, não depende do teste de absorção disponível da área para se fazer à calibração e pode ser aplicado para qualquer cenário natural terrestre ou marítimo.

A utilização do modelo proposto para a estimativa do gradiente de fratura tem grande relevância no cenário da indústria do petróleo, porque pode ser utilizado em zona salina sem necessitar fazer nenhum ajuste.

É um modelo inédito porque sua relação é matemática enquanto que os outros modelos mantêm uma relação física associada ao estado de tensão que ocorre em subsuperfície.

6.2 Recomendações

Por falta de dados de gradiente de pressão de poros, gradiente de sobrecarga e do gradiente de fratura de poços direcionais, não foi possível testar o modelo proposto para poços direcionais inclinados e horizontais. Para trabalhos de pesquisa posteriores sugerimos que, de posse de dados de poços direcionais, se faça a aplicação do modelo proposto para a verificação de sua precisão. No momento é considerada ainda como limitação do modelo.

6.3 Contribuição feita à pesquisa

Disponibiliza um programa MatLab com o qual se executa treze modelos preditivos para serem comparados entre si contribuindo para uma melhor análise das geopressões para o projeto do poço na fase de planejamento.

Propõe uma correlação matemática inédita de fácil aplicação para estimar o gradiente de fratura para poços de petróleo.

Referências Bibliográficas

Referências Bibliográficas

- AADNOY. B. S. LARSEN. K. Method for fracture gradient prediction for vertical and inclined boreholes. *SPE Drilling Engineering*, p.99-102, June, 1989.
- AADNOY. B. S.; SOTELAND. T.; ROGALAND.U.; ELLINGSEN. B. Casing point selection at shallow depth. SPE/IADC- 18718. March, 1989.
- AADNOY. B. S. A New fracture model that includes load history, temperature and Poissons effects. IADC/SPE 114829, August, 2008.
- ANDERSON. R. A.; INGRAM. D. S.; ZANIER. A. M. Determining fracture pressure gradients from well logs. *Journal of Petroleum Technology*, p.1259-1267, November, 1973.
- BARISON, M. B. *Definições, traçados, exemplos e aplicações da proporção áurea em desenho geométrico e arquitetura*. Geométrica 1. Vol. 1. nº 4, 2005.
- BARKER, J. W.; WOOD, T. D. Estimating shallow below mudline deepwater gulf of Mexico fracture gradients. AADE CHAPTER ANNUAL TECHNICAL FORUM, **Trabalhos técnicos**, Houston, April 2-3, 1997.
- BONELLI. R. C. *Técnica asr para medição de tensões in situ em poços de petróleo*. 2006 190f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Civil, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Faculdade de Engenharia Civil, COOPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- BOURGOYNE. A.T; CHENEVERT. M. E.; MILLHEIM. K. K.; Young. F.S. *Applied drilling engineering*, 1986.
- BRECKELS. I. M. EEKELEN. H. A. M. V. Relationship between horizontal stress and depth in sedimentary basins. SPE. Koninklijke/Shell Exploratie en produktie Laboratorium. *Journal of Petroleum Technology*, p.2191-2199, September, 1982.
- BRENNAN. R. M. ANNIS. M. R. A New fracture gradient prediction technique that shows good results In Gulf of Mexico abnormal pressure. SPE 13210, September, 1984.

- CAMPOS. J. C. B. *Mecânica das rochas aplicada à engenharia de petróleo*. Apostila: Tópicos especiais em engenharia de poço. Núcleo de petróleo LEAP/PPGCEP/UFRN. 04 a 08 de Junho de 2007.
- CASTAGNA. J. P. BATZLE. M. L. KAN. T. K. Rock Physics – the link between rock properties and AVO response. in: Offset, dependent reflectivity, Theory and Practice of AVO Analysis. J.P. Castagna and M.M. Backus. eds.. SEG. Tulsa, 1993.
- CHRISTMAN. S. A. Offshore fracture gradients. SPE-AIME- Exxon Company. *Journal of Petroleum Technology*, p.910-914, August, 1973.
- CONSTANT. W. D. BOURGOYNE A. T. Fracture gradient prediction for offshore wells. Louisiana State U. *SPE Drilling Engineering*, p.136-140, June,1988.
- DAINES. S. R. Prediction of fracture pressures for wildcat wells. Exploration logging Inc. *Journal of Petroleum Technology*, p.863-871, April, 1982.
- DOMINGUES. M. *Estudo comparativo de métodos de estimativa da pressão de poros em poços da Bacia do Espírito Santo (Rio de Janeiro)* 2008. 99f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Civil, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Faculdade de Engenharia Civil, COOPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- DOYLE. E. F. BERRY. J. R. MOCORMACK. N.J. Plan for surprises: pore pressure challenges during the drilling of a deep water exploration well in mid-winter in Norway. SPE/IADC-79848. February, 2003.
- EATON. B. A. Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations. *Journal of Petroleum Technology*, p.1353-1360, October, 1969.
- EATON. B. A. . The equation for geopressure prediction from well logs. SPE-AIME-5544. Eaton Industries of Houston. Inc. October, 1975.
- EATON. B.A.; EATON. T.L. Fracture gradient prediction for the new generation. SPE-AIME. Continental Oil Co. *World Oil*, p.93-100, October, 1997.
- FALCÃO. J. L. Uncertainties in the pore pressure evaluation in deepwater: a statistical approach. Petrobrás SA. SPE/ISRM-78247. October, 2002.

- FERREIRA. C. D. Estudo sobre ajuste da profundidade para sapata de revestimento em águas profundas e ultraprofundas. Biblioteca Virtual do Petróleo – Boletim BVEP Ano V - N° 02, Julho, 2004 Acesso site: <http://www.dep.fem.unicamp.br/boletim/BoletimBVEP.htm>
- FREITAS, F. M. *A proporção áurea e curiosidades históricas ligadas ao desenvolvimento da ciência*, Dezembro, 2008.
- GARDNER, G. H. F. GARDNER, L. W. GREGORY, A. R. Formation velocity and density – The diagnostic basis for stratigraphic traps. *Geophysics*, V. 39, N. 6, p 2085 – 2095, December 1974.
- HOLZBERG. B. B. *Quantificação e tratamento das incertezas em análises de estabilidade de poços de petróleo*. 2001. 130f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Civil, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Faculdade de Engenharia Civil, PUC, Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro.
- HOTTMAN. C. E.; JOHNSON. R. K. Estimation of formation pressures from log-derived shale properties. *Journal of Petroleum Technology*, p.717-722, June, 1965.
- HUBBERT. K. M.; WILLIS. D.G. Mechanics of hydraulic fracturing. SPE-4597. V.210, p.153-166, February, 1957.
- JORGE. N. M. *Pressões geradas pelo movimento de colunas em poços horizontais*. 1992. Xf. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Faculdade de Engenharia Mecânica – Departamento de Engenharia de Petróleo, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, Unicamp, Campinas, São Paulo.
- KAN. T. K. KILSDONK. B. 3-D Geopressure analysis. ARCO E&P Technology. SPE-48871. November, 1998.
- LANE. R. A. MACPHERSON. L. A. A review of geopressure evaluation fom well logs- Louisiana Golf Coast. SPE-AIME-5033. Shell Oil Co. September, 1976.
- MACHADO, J. C. V. *Reologia e escoamento de fluidos: ênfase na indústria do petróleo*. Petrobras Rio de Janeiro: Interciência, 2002.
- MASCULO. M. S. *Avaliação de pressão de poros em folhelhos*. Rio de Janeiro. 1995. 106f. Dissertação (Mestrado em Geotecnia) - Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Civil,

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Faculdade de Engenharia Civil, PUC, Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro.

-MATTHEWS, W. R.; KELLY, JOHN. How to predict formation pressure and fracture gradient. *Oil and Gas Journal*, 20, Feb, 1967.

-MATTHEWS, J. C.; MATTHEWS, W. R. Program calculates frac gradients for many basins. *Oil and Gas Journal*, p.717-722, July, 1985.

-MONTMAYEUR. H. GRAVES. R.M. Prediction of Static Elastic/Mechanical Properties of Consolidated and Unconsolidated Sands From Acoustic Measurements: Correlations. SPE 15644. Colorado School of Mines New Orleans - LA, October, 1966.

-NANCE. G. How to calculate maximum surface pressure for floating drilling. SPE-AIME. Area Tech Service Engineer. Sunco Division. Desser Industries Inc. Lafayette. January, 1977.

-NAVAES, M. L. FILHO, A. R. *PC – Poros: Pressão de Poros por Micro-Computador*. Apostila Petrobras Depex/Dexba (1988).

-OLIVEIRA, P. C. P.; ARRUDA, A. M. P.; NEGRÃO, A. F. Kicks- Prevenção e Controle- Sedes/Cen-nor, Petrobrás, 1988.

-PENNEBAKER. E. S. An engineering interpretation of seismic data. SPE 2165. October, 1968.

-PEREIRA. B. C. M. *Proposta de uma metodologia para estimativa de geopressões*. 2007. 120f Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Civil, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Faculdade de Engenharia Civil, COOPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

-*Petroguia* – Deper, Depto de Perfuração, Petrobrás, 1989.

-REYNOLDS, L. Brazil oilfield bulletin. ferramentas de lwd: novos produtos ganham espaço na indústria. *Brasil Energia*. Edição número 272, pág. 47- 48, Julho, 2003.

-ROCHA. L. A.; BOURGOYNE. A. T. A new simple method to estimate fracture pressure gradient. SPE 28710. October, 1994.

-ROCHA^(a). L. A. S. ANDRADE. R. FREIRE. H. L. V. Important aspects related to the influence of water depth on ERW. IADC/SPE 87218. March, 2004.

- ROCHA^(b). L. A. S. FALCÃO. J. L. GONÇALVES. C. J. C. TOLEDO. C. LOBATO. K. LEAL. S. LOBATO. H. Fracture pressure gradient in deepwater. IADC/SPE 88011. September, 2004.
- ROCHA. L. A. AZEVEDO. C. T. **Projetos de poços de petróleo: geopressões e assentamento de coluna de revestimentos**. 2ª ed. Petrobras Rio de Janeiro: Interciência, 2009.
- SANTOS. J. L. MOURA. E. M. *Aplicação prática do estudo dos gradientes de pressões das formações nos poços perfurados na bacia de campos*. In: *II Seminário de fluidos de perfuração*. Petrobras. Salvador, Outubro, 1989.
- SANTOS. O. L. A. Segurança de poço em lâminas de água ultraprofunda – Encontro Nacional de Hidráulica de Perfuração e Completação de Poços de Petróleo e Gás (ENAHPE 2006) Pedra Azul. Domingos Martins, ES. Agosto, 2006.
- SHAKER. S. S. Subsalt exploration risk in deep water. geopressure analysis services. inc. Special focus: Exploration. *WorldOil Magazine*, v.229, n.9, September, 2008.
- STEFAN. P. **Manual de fluidos de Perfuração**. Deper, Dpba, Petrobrás, 1982.
- SIMMONS. E. L. RAU. W. E. Predicting deepwater fracture pressures: a proposal. Chevron services Co. SPE-18025. October, 1988.
- TAHAN. M. *Revista da Matemática* – RM12. Editora Portifólio, 1987.
- TERZAGHI, K. *Theoretical soil mechanics*, John Wiley and Sons, New York, 51, 1943.
- TRAUGOTT. M. Pore pressure and fracture pressure determinations in deepwater. Amoco E & P Technology. Houston. Texas. *Deepwater Technology Supplement to World Oil*, August, 1997.
- VUCKOVIC.V. Prediction of fracture gradients offshore Australia. BMR. Asia-Pacific Conference-Sydney-Austrália. SPE-19468. September, 1989.
- YOSHIDA. C. H.; IKEDA. S.; 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. IADC/SPE-36381. September, 1996.
- ZAMORA. M. New method predicts gradient fracture. *Petroleum Engineering International*. p. 38 - 47, September, 1989.

[-www.gtep.civ.puc-rio.br/img_banco/teses/Uma%20implementacao%20numerica%20-%20Ferreira.pdf](http://www.gtep.civ.puc-rio.br/img_banco/teses/Uma%20implementacao%20numerica%20-%20Ferreira.pdf)

[-http://www.gtep.civ.puc-rio.br/petro/movie/pocos/swf/projeto.swf](http://www.gtep.civ.puc-rio.br/petro/movie/pocos/swf/projeto.swf)

[-http://www.mat.uel.br/geometrica/php/pdf/dg_prop_%C3%A1urea.pdf](http://www.mat.uel.br/geometrica/php/pdf/dg_prop_%C3%A1urea.pdf)

[-http://www.ime.unicamp.br/~eliane/ma241/trabalhos/aureo.pdf](http://www.ime.unicamp.br/~eliane/ma241/trabalhos/aureo.pdf)

[-www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br](http://www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br)

http://www.africamae.com.br/livros/pdf/Galpao_Aureo.pdf

Outras bibliografias pesquisadas

-ABDULIN. F. *Exploração de petróleo e de gás*. Traduzido do Russo para o Português em 1988. Editora Mir Moscovo por Leonid Likhtin. Revisto por Pedro Viseu (engenheiro químico). Impresso na U.R.S.S., 1988.

-BARRAGAN. R. V. *Pressões de poro e de fratura*. Apostila do Curso de Engenharia de Petróleo (CEP 2007), Engenharia de poço 1, Petrobras, Salvador-Ba, 2007.

-DRAOU. A. OSISANYA. S. O. New methods for estimation of formation pressure from well logs. SPE 63263. October, 2000.

-EATON, B.A. Graphical method predicts geopressures worldwide, *World Oil*, pp.100-104, July, 1976.

-HOLASEK. F. R. SINGH. R. K. SHANKER. S. Determination of 20 –in. Conductor setting depth in deepwater wells in the Krishna-Godavari Basin Offshore India. SPE/IADC 103667. 2006.

-NUNES. C. F. BEZERRA. M. F. *Operações de Avaliação de Formações*. Sedes/Cen-Nor-Petrobrás-Salvador-Ba, 1989.

-OTATTI. G. H. LEPELEIRE. R. FERREIRA. V. Trabalho Final de Curso de Engenharia de Poços da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) On Line acesso 26.08.2008. Disponível em: <http://www.gtep.civ.puc-rio.br/petro/movie/pocos/swf/projeto.swf>.

- PAKNEJAD. A. SCHUBERT. J. AMANI. M. A new method to evaluate leakoff test in shallow marine sediments. SPE 110953. May, 2007.
- ROCHA. L. A. AZUAGA. D. ANDRADE. R. VIEIRA. J. L. B. SANTOS. O. L. A. **Perfuração direcional**. 1ª Edição. Petrobras. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.
- ROCHA. L. A. S. NAVAES. M. L. *Pressões das Formações*. CEP-2000 (Curso de Engenharia do Petróleo). Cen-Nor-Serec-Petrobrás, 2000.
- SANTOS. H. M. R.; FONTOURA. S.A.B. *Fracture gradient: A new methodology that allows for more safety and economy*. Cenpes/Petrobras - Puc/Rio. 1989.
- SANTOS. O. L. A. ADASANI. I.; AZAR. J.J. ESCORIHUELA. F.. Determination of casing setting depth using kick tolerance concept. SPE 30220. June, 1995.
- SVENNEKJAER. M. BRATLI. R. K. Rock mechanics applied to drilling – an operational review. SPE/ISRM 47290. SAGA Petroleum ASA. July, 1998.
- .

Anexos

Anexo I - Análise do erro

Utilizou-se para essa análise do erro percentual a Equação (6,1) que determina o erro relativo percentual entre os modelos comparados para obter os resultados,

$$ER\% = \left(\frac{|teste\ de\ absor\c\c{a}\o - GF\ calculado|}{teste\ de\ absor\c\c{a}\o} \right) \cdot 100 \quad (6,1)$$

Anexo II - Programa MatLab usando tempo de trânsito para geração dos dados e perfis com variação de profundidade a intervalos de 50 m.

```
%% Programa que estima o gradiente de fratura para poços de petróleo

%Referencial de profundidade (mesa rotativa)

clc

clear all

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%Dados de entrada

W = input('Qual a espessura da LDA em metro?: ');

AL(find(W == 0)) = 5;

AL(find(W~=0)) = 30;

Sedi=3500;%Sedi = input('Qual a espessura de sedimentos em metro?: ');

LOT1=10.9;%LOT1 = input('Qual o valor do teste de absorção1?: ');%

LOT2=13.5;%LOT2 = input('Qual o valor do teste de absorção2?: ');%

LOT3=15.5;%LOT3 = input('Qual o valor do teste de absorção3?: ');%

LOTs = [LOT1 LOT2 LOT3];
```

```

PROFT1=W+1000;%PROFT1 = input ('Qual a profundidade do teste de absorção1?: ');
PROFT2=W+2000;%PROFT2 = input ('Qual a profundidade do teste de absorção2?: ');
PROFT3=W+3000;%PROFT3 = input ('Qual a profundidade do teste de absorção3?: ');
PROFTs = [PROFT1 PROFT2 PROFT3];

%Valores de tempo de transito observado em microseg/ft

TTO=[150,150,150,150,165,158,155,148,149,145,142,141,149,140,138,137,135,133,132,126,1
23,125,124,121,118,119,115,105,104,110,119,113,112,109,96,105,97,101,95,94,98,96,100,97,1
01,98,102,99,105,100,110,109,97,95,96,98,100,105,99,110,102,110,105,115,108,106,105,103,1
02,101,99];

%Tamanho do vetor TTO

n=71;%n = input ('Qual a quantidade de valores de TTO?: ');

%Intervalo de variação da espessura da camada de sedimentos

delta = Sedi/(n-1);

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%Profundidade total do poço;

PROF=AL+W+Sedi;

%Variação da profundidade de sedimentos do leito submarino até a profundidade final do
poço (m)

Pro = W:delta:PROF;

%Limitação dos dados de entrada

if PROF <= 0 | PROF >= 14000 | W < 0 | W > 6000 |AL <= 0 | AL >= 100 |sum(LOTs<=0)
== size(LOTs,2)|sum(LOTs>=30) == size(LOTs,2)|PROFT1 <= 0 | PROFT1 > PROF |
size(TTO,2) ~= size(Pro,2)

disp('O programa não será executado porque um dado inserido foi incorreto')

```

```

break

else

%Definição dos pontos D e D1 para a equação da linha de tendencia do tempo de transito
normal

D1=W+1950;%D = input ('Qual profundidade em m da 1a leitura do TT?: ');

TT=94;%TT = input ('Qual valor do TT em mseg/ft na profundidade escolhida?: ');

D2=W+200;%D1 = input ('Qual profundidade em m para 2a leitura do TT?: ');

TT1=165;%TT1 = input ('Qual o valor do TT em mseg/ft na profundidade escolhida?: ');

%Determinação da inclinação da reta de tendencia do TTn

m = (log10(TT)-log10(TT1))/(D1-D2)

%Determinação do TTN (microseg/ft)

TTN = round(TT1*((10).^(m.*(Pro-D2))));

%Grafico do tempo de transito observado e tempo de transito normal

figure(1)

hold on;

plot(TTO,Pro,'b.','MarkerSize',13)

plot(TTN,Pro,'r-','LineWidth',2)

plot(TTO,Pro,'b-')

xlabel('Tempo de transito (microseg/ft)')

ylabel('Profundidade (m)')

legend('Tempo de transito observado','Tempo de transito normal')

title('PERFIL DO TEMPO DE TRANSITO OBSERVADO X TEMPO DE TRANSITO
NORMAL')

```

```

set(gca,'YDir','reverse')

set(gca,'XScale','log')

grid on;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%Determinação da densidade dos sedimentos a partir de valores de tempo de transito
observado (g/cm3)(Gardner)

DENS = 0.23 * (((10^6)./TTO).^(1/4));

%Determinação da pressão de sobrecarga (psi)

somaPForm(1) = 0;

for k = 2:size(Pro,2)

    somaPForm(k) = somaPForm(k-1) + DENS(k)*(Pro(k)-Pro(k-1));

end

PS = 1.422*((1.03*W)+somaPForm);

%Determinação do gradiente de sobrecarga (lb/gal)

GS = PS./(0.1704*(Pro+AL));

%Pressão normal (psi)

Ph = 0.1704*8.5*Pro;

%Pressão de poros (psi)

PP = PS -((PS-Ph).*((TTN./TTO).^2));

%Determinação do gradiente de pressão de poros (lb/gal) (Eaton,1975)

GPP = GS-((GS-8.5).*((TTN./TTO).^2));

GPP(find(GPP < 8.5)) = 8.5;

```

%Índice da profundidade referente aos LOTs no vetor Pro

indProLOT = find(Pro == PROFT1);

indProLOT2 = find(Pro == PROFT2);

indProLOT3 = find(Pro == PROFT3);

%%%

%Determinação do gradiente de fratura (lb/gal) Modelo da Tensão mínima de acordo com Rocha e Azevedo (2009)

%Calibração dos valores de K

K1 = (LOT1 - GPP(indProLOT))/(GS(indProLOT) - GPP(indProLOT));

K2 = (LOT2 - GPP(indProLOT2))/(GS(indProLOT2) - GPP(indProLOT2));

K3 = (LOT3 - GPP(indProLOT3))/(GS(indProLOT3) - GPP(indProLOT3));

%Determinação da equação do K

K = 0.091*log(Pro)+0.01;

%Pressão de fratura (psi)

PF = PP + K.*(PS-PP);

%Determinação do gradiente de fratura (lb/gal)

GFTM = GPP + K.*(GS-GPP);

%%%

%Determinação do gradiente de fratura (lb/gal) (Eaton, 1969)

Pr = Pro.*3.281;

DW = W*3.281;

AG = AL*3.281;

$$PAir = 0.001 * AG * 0.433;$$

$$Pseawater = 1.03 * DW * 0.433;$$

$$Psed = (DENS. * (Pr - DW - AG) * 0.433);$$

$$GSE = ((PAir + Pseawater + Psed) / (Pr)) * 19.25;$$

$$GPPE = GSE - ((GSE - 8.5) * (TTN. / TTO) ^ 2);$$

$$GPPE(\text{find}(GPPE < 8.5)) = 8.5;$$

$$v = -0.000000006089286 * (\text{Pro.} ^ 2) + 0.000057875 * \text{Pro} + 0.3124642857; \%LDA < 4999,9 \text{ ft}$$

(1523,89 m)

$$KE = v / (1 - v);$$

$$GFE = GPPE + KE * (GSE - GPPE);$$

%%%

%Determinação de alguns parâmetros elásticos

%Coeficiente de Poisson pela relação Vs/Vp

$$V = 1. / TTO; \% \text{microseg/ft}$$

$$Vp = V * 304.8; \% \text{Km/seg}$$

%Equação de Castagna et al(1993)para arenito e folhelho

$$Vs = 0.8042 * Vp - 0.8559;$$

$$v1 = (((Vp / Vs) ^ 2) - 2) / (2 * ((Vp / Vs) ^ 2) - 2);$$

%Módulo de Rigidez (psi)

$$G = ((DENS) * (Vs) ^ 2) * 148510;$$

%Módulo de Young (psi)

$$E = (2 * G * (1 + v1));$$

%%%

%Comportamento pontual da MSR com a profundidade

$$\text{MSR} = ((\text{GPP} \cdot \text{Pro-W} \cdot 8.5) / (\text{Pro-W})) - \text{GPP};$$

$$\text{GL} = \text{GPP} + \text{MSR};$$

%Margem de segurança do rizer

$$\text{M} = \text{Pro}(\text{indProLOT}+1:\text{end});$$

$$i = \text{GPP}(\text{indProLOT}+1:\text{end});$$

$$\text{GMSR} = i + 1.48;$$

%Gradiente do fluido de perfuração

$$\text{GLP} = \text{GPP} + 0.5;$$

%%%

%Determinação do gradiente de fratura (lb/gal) Modelo de Hubbert e Willis (1957)

$$\text{GFHW} = (2/3) \cdot (\text{GS} - \text{GPP}) + \text{GPP};$$

%%%

%Determinação do gradiente de fratura (lb/gal) Modelo de Matthews e Kelly (1967)

$$\text{KM} = [0.331, 0.347, 0.368, 0.384, 0.4, 0.415, 0.431, 0.447, 0.461, 0.484, 0.495, 0.502, 0.513, 0.522, 0.531, 0.540, 0.55, 0.559, 0.568, 0.577, 0.586, 0.593, 0.6, 0.609, 0.615, 0.622, 0.631, 0.638, 0.645, 0.652, 0.659, 0.668, 0.675, 0.681, 0.690, 0.697, 0.709, 0.715, 0.720, 0.725, 0.731, 0.740, 0.747, 0.754, 0.763, 0.772, 0.779, 0.781, 0.786, 0.790, 0.795, 0.8, 0.804, 0.809, 0.813, 0.818, 0.822, 0.827, 0.831, 0.836, 0.840, 0.845, 0.85, 0.854, 0.859, 0.863, 0.868, 0.872, 0.877, 0.881, 0.886];$$

$$\text{ten} = \text{PS} - \text{PP};$$

$$\text{GFMK} = \text{GPP} + ((\text{KM} \cdot \text{ten}) / \text{Pr}) \cdot 19.25;$$

%%%

%Determinação do gradiente de fratura (lb/gal) Modelo de Christman (1973)

$$Kch = (DENS-1.448)/1.06;$$

$$GFCH = Kch.*(GS-GPP)+GPP;$$

%%%

%Determinação do gradiente de fratura (lb/gal) Modelo de Daines (1982) com coeficiente de Poisson pela equação de Eaton

$$GFD = (GS-GPP).*0.2+(GS-GPP).*(v./(1-v))+GPP;$$

%Determinação do gradiente de fratura (lb/gal) Daines (1982) com coeficiente de Poisson pela relação Vs/Vp

$$GFD1 = (GS-GPP).*0.2+(GS-GPP).*(v1./(1-v1))+GPP;$$

%%%

%Determinação do gradiente de fratura (lb/gal) Modelo de Traugott (1997)

$$dm = 16.3+((Pr-DW-AG)/3125).^0.6;$$

$$GST = ((8.5 * DW) + dm * (Pr - DW - AG)) / Pr;$$

$$GPPT = GST - ((GST - 8.5) * (TTN / TTO) ^ 2);$$

$$GPPT(\text{find}(GPPT < 8.5)) = 8.5;$$

$$KT = 0.039 * ((Pr - DW / 4 - AG) ^ 0.33);$$

$$GFT = KT * (GST - GPPT) + GPPT;$$

$$DENSE = dm * (2.31 / 19.25);$$

%Estimando porosidade média (%) espessura de sed. < 17500 ft (Traugott)

$$Po = 0.41 - (Pr - DW - AG) / 45455;$$

%Estimando o TT na matriz da rocha e o TT no fluido de poro em microseg/ft a partir de TTo e da porosidade

```

TTma = 43./(Po+(43./TTO));

TTf = TTO-TTma;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%Estimando densidade pela correlação de Bellotti

DENCB = zeros(size(TTO));

DENCB(find(TTO < 100)) = 3.28-(TTO(TTO<100)./88.25);

find(TTma(TTO >= 100));

DENCB(find(TTO >= 100)) = 2.75-2.11.*((TTO(TTO>=100)-TTma(TTO
>=100))./(TTO(TTO>=100)+200));

%Determinação da pressao de sobrecarga (psi)usando a densidade da correlacao de Bellotti

somaPForm(1) = 0;

for j = 2:size(Pro,2)

    somaPForm(j) = somaPForm(j-1) + DENCB(j)*(Pro(j)-Pro(j-1));

end

PSCB = 1.422*((1.03*W)+somaPForm);

%Determinação do gradiente de sobrecarga (lb/gal) com a densidade obtida com a
correlação de Bellotti

GSCB = PSCB./(0.1704*(Pro+AL));

%Determinação do gradiente de pressao de poros (lb/gal) com a densidade obtida com a
correlação de Bellotti

GPPCB = GSCB-((GSCB-8.5).*(TTN./TTO).^2);

GPPCB(find(GPPCB < 8.5)) = 8.5;

```

%Determinação do gradiente de fratura (lb/gal) com a densidade obtida com a correlação de Bellotti

$$GFCB = K. *(GSCB-GPPCB)+GPPCB;$$

%%%

%Estimando densidade total por Bourgoyne

$$DENMa = 0.23 * (((10^6)./TTma).^{(1/4)});$$

$$DENB = DENMa. *(1-Po)+1.03.*Po;$$

%Determinação da pressão de sobrecarga (psi) usando a densidade total

$$\text{somaPForm}(1) = 0;$$

for i = 2:size(Pro,2)

$$\text{somaPForm}(i) = \text{somaPForm}(i-1) + DENB(i)*(Pro(i)-Pro(i-1));$$

end

$$PSB = 1.422*((1.03*W)+\text{somaPForm});$$

%Determinação do gradiente de sobrecarga (lb/gal) obtida com a densidade total

$$GSB = PSB./(0.1704*(Pro+AL));$$

%Determinação do gradiente de pressão de poros (lb/gal) obtida com a densidade total

$$GPPB = GSB-((GSB-8.5).*(TTN./TTO).^2);$$

$$GPPB(\text{find}(GPPB < 8.5)) = 8.5;$$

%Determinação do gradiente de fratura (lb/gal) obtida com a densidade total

$$GFB = K. *(GSB-GPPB)+GPPB;$$

%%%

%Determinação do gradiente de fratura (lb/gal) Modelo de Aadnoy (2008) com coeficiente de Poisson pela equação de Eaton

$$KAa = ((1+v).\wedge2)./(3.*v.*(1-2.*v)+(1+v).\wedge2);$$

$$GFAa = KAa.*(GS-GPP)+GPP;$$

%Determinação do gradiente de fratura (lb/gal) Modelo de Aadnoy (2008) com coeficiente de Poisson obtido pela relação Vs/Vp

$$KAa1 = ((1+v1).\wedge2)./(3.*v1.*(1-2.*v1)+(1+v1).\wedge2);$$

$$GFAa1 = KAa1.*(GS-GPP)+GPP;$$

%%%

%Determinação do gradiente de fratura (lb/gal) Modelo de Zamora (1989)

$$GSZ = (((8.5*DW+(8.03+0.232*7)*((Pr-DW).\wedge(1.075)))))./Pr;$$

$$GPPZ = GSZ-((GSZ-8.5).*((TTN./TTO).\wedge2));$$

$$GPPZ(\text{find}(GPPZ < 8.5)) = 8.5;$$

$$Kz = 0.7.*(1-(0.55.*\exp(0.000134.*Pr-DW)));$$

$$GFZ = GPPZ+Kz.*(GSZ-GPPZ);$$

%%%

%Determinação do gradiente de fratura (lb/gal) Modelo de Clóvis (proposto)

$$GFC = ((3.*GPPZ-GSZ)+(5.*(GPPZ-GSZ).\wedge2).\wedge0.5)./2;$$

%%%

%Determinação do gradiente de fratura (lb/gal) Correlações específicas de acordo com Rocha et al (2004)

$$GFce = 1.39*(GS.\wedge0.83);$$

$$GFCE = 0.92.*GS;$$

%%%

%Determinação do gradiente de fratura (lb/gal) Simmons e Rau (1988)

```

%Profundidade equivalente de sedimentos em ft
DEQ = ((1.489554E-5)+((1.911364/DW)-(2.703024/(DW^2)))^(-1));

%Profundidade de penetração efetiva dos sedimentos em ft
DEFF = DEQ+Pr;

%Gradiente de sobrecarga medio em psi/ft
GOBA = 0.8511934*exp(((log(DEFF)-6.206593).^2)/84.36084);

%Tensao vertical composta em psi
TVC = (0.442.*DW)+(GOBA.*(Pr-DW-AG));

%Taxa de tensao da matriz na profundidade efetiva
Ke = 0.05329427*(0.999996.^DEFF).*(DEFF.^0.3006479);

%Gradiente de sobrecarga em lb/gal
GSSR = (TVC./Pr)*19.25;

%Determinação do gradiente de fratura em lb/gal
GFSR = GPP+Ke.*(GSSR-GPP);

end

%Perfil de geopressoes e perfil de geopressão com o gradiente da MSR
figure(2)
hold on;
plot(GS,Pro,'b','LineWidth',2)
plot(GPP,Pro,'r','LineWidth',2)
%plot(GFC,Pro,'g','LineWidth',2)
%plot(GFBA,Pro,'g','LineWidth',2)

```

```
%plot(GFTM,Pro,'g','LineWidth',2)

%plot(GS,Pro,'r','LineWidth',2)

%plot(GPP,Pro,'r','LineWidth',2)

%plot(GFTM,Pro,'r','LineWidth',2)

%plot(GST,Pro,'Color',[1,0.62,0.4],'LineWidth',2)

%plot(GPPT,Pro,'Color',[0.5,0,0],'LineWidth',2)

%plot(GFT,Pro,'b','LineWidth',2)

%plot(GSCB,Pro,'m','LineWidth',2)

%plot(GPPCB,Pro,'m','LineWidth',2)

%plot(GFCB,Pro,'m','LineWidth',2)

%plot(GSB,Pro,'g','LineWidth',2)

%plot(GPPB,Pro,'g','LineWidth',2)

%plot(GFB,Pro,'g','LineWidth',2)

plot(GFC,Pro,'m','LineWidth',2)

%plot(GFE,Pro,'g','LineWidth',2)

%plot(GFHW,Pro,'c','LineWidth',2)

%plot(GFMK,Pro,'k','LineWidth',2)

plot(GFTM,Pro,'Color',[0,0.5,1],'LineWidth',2)

%plot(GFCH,Pro,'Color',[0.5,0,0],'LineWidth',2)

%plot(GFD,Pro,'Color',[1,0.62,0.4],'LineWidth',2)

%plot(GFD1,Pro,'Color',[0.4,0.5,1],'LineWidth',2)

%plot(GFT,Pro,'Color',[0.83,0.5,1],'LineWidth',2)
```

```
%plot(GFAa,Pro,'Color',[0.62,0.62,0.62],'LineWidth',2)

%plot(GFAa1,Pro,'k','LineWidth',2)

%plot(GFZ,Pro,'y','LineWidth',2)

%plot(GFSR,Pro,'color',[0.1,0.7,0.5],'LineWidth',2)

%plot(GFce,Pro,'Color',[0.5,0.83,1],'LineWidth',2)

%plot(GFCE,Pro,'Color',[1,0.5,0.83],'LineWidth',2)

%plot(GMSR,M,'Color',[0.55,0.8,0.4],'LineWidth',2)

%plot(GLP,Pro,'Color',[0.55,0.8,0.4],'LineWidth',2)

plot(LOTs,PROFTs,'k','MarkerSize',20)

xlabel('Gradientes (lb/gal)')

ylabel('Profundidade (m)')

%legend('GPP(Gardner)','GF(Gardner)','GPP(Amoco)','GF(Amoco)','GPP(Bellotti)','GF(Bellotti)')
%legend('GPP(Bourgoyne)','GF(Bourgoyne)','Teste absorção')

%legend('GS(Gardner)','GS(Amoco)','GS(Bellotti)','GS(Bourgoyne)','Teste absorção')

%legend('GS(Gardner)','GPP(Gardner)','GF(Gardner)','GS(Amoco)','GPP(Amoco)','GF(Amoco)')

%legend('GS','GPP','GF(Proposto)','GF(Simmons)','Teste absorção')

%legend('GS','GPP','GF(Matthews)','GF(Daines)','GF(Aadnoy)','GF(1,39*GS^0^,^8^3)','GF(0,9
2*GS)','GMS(Riser)','Teste absorção')

%legend('GS','GPP','GF(Proposto)','GF(Eaton)','GF(T.
Mínima)','GF(Christman)','GF(Traugott)','GF(Zamora)','Teste absorção')

%legend('Gradiente sobrecarga')

%legend('Gradiente sobrecarga','Gradiente de pressão de poros')
```

```

%legend('Gradiente sobrecarga','Gradiente de pressão de poros','Gradiente de fratura')

%legend('GS','GPP','GF(Proposto)','GF(Daines)','GF(Aadnoy)','GF(1,39*GS^0,^8^3)','GF(0,9
2*GS)','Peso de lama MSR','Teste absorção')

%legend('GS','GPP','GF(Proposto)','GF(Eaton)','GF(Hubbert)','GF(Matthews)','GF(T.
Mínima)','GF(Christman)','GF(Traugott)','GF(Zamora)','GF(Simmons)','Peso de lama
MSR','Teste de absorção')

%legend('GS','GPP','GF(Christman)','Margem de manobra','Teste de absorção')

legend('GS','GPP','GF(Proposto)','GF(T. Mínima)','Teste de absorção')

%legend('GS','GPP','GFProp','GFZ','LOT')

%legend('GS','GPP','GF(Aadnoy)','GLP','LOT')

%legend('GS','GPP','GF(Proposto)','GF(Aadnoy)','GF(Aadnoy)Vs/Vp','Teste de absorção')

title('PERFIL DE GEOPRESSÕES')

%title('PERFIL DE GEOPRESSÃO COM MARGEM DE MANOBRA (LDA de 1000 m)')

%title('PERFIL DE GEOPRESSÃO COM POSICIONAMENTO DE SAPATAS (LDA de
1000 m)')

%title('PERFIS DOS GRADIENTES DE SOBRECARGA E PRESSAO DE POROS (LDA
de 1000 m)')

%title('PERFIL DO GRADIENTE DE SOBRECARGA PARA DIVERSAS LDA')

%title('PERFIS DOS GRADIENTES DE PRESSAO DE POROS E DE FRATURA (LDA de
1000 m)')

set(gca,'YDir','reverse')

grid on;

%Perfil do comportamento do coeficiente K a partir do coeficiente de Poisson calculado por
Eaton e Eaton (1997)

```

```
figure(3)

hold on;

plot(K,Pro,'Color',[0,0.5,1],'LineWidth',2)

%plot(KAa,Pro,'Color',[0.62,0.62,0.62],'LineWidth',2)

plot(KT,Pro,'Color',[0.83,0.5,1],'LineWidth',2)

plot(Kch,Pro,'Color',[0.5,0,0],'LineWidth',2)

plot(KE,Pro,'g','LineWidth',2)

%plot(KM,Pro,'k','LineWidth',2)

xlabel('valores de K')

ylabel('Profundidade (m)')

%legend('K Tensão mínima','K Aadnoy','K Traugott','K Christman','K Eaton','K Matthews')

legend('K Tensão mínima','K Traugott','K Christman','K Eaton')

title('PERFIL COM DIFERENTES VALORES DO COEFICIENTE K (LDA de 1000 m)')

set(gca,'YDir','reverse')

grid on;

%Perfil do comportamento do coeficiente de Poisson de Eaton

figure(4)

hold on;

plot(v,Pro,'m','LineWidth',2)

plot(v1,Pro,'r','LineWidth',2)

xlabel('Coeficiente de Poisson')

ylabel('Profundidade (m)')
```

```
legend('Coef. Poisson Eaton','Coef. Poisson Vp/Vs')

%legend('Coef. Poisson Vp/Vs')

title('PERFIL DO COEFICIENTE DE POISSON (LDA de 1000 m)')

set(gca,'YDir','reverse')

grid on;

%Perfil do comportamento da densidade de sedimentos em função da profundidade por
Gardner, pela Amoco e por Bourgoyne.

figure(5)

hold on;

plot(DENS,Pro,'r','LineWidth',2)%densidade por Gardner

plot(DENSE,Pro,'b','LineWidth',2)%densidade pela Amoco

plot(DENB,Pro,'g','LineWidth',2)

plot(DENCB,Pro,'m','LineWidth',2);

xlabel('Densidade (g/cm^3)')

ylabel('Profundidade (m)')

legend('Densid. sed. Gardner','Densid. sed. Amoco','Densid. total','Densid. sed. Bellotti');

%legend('Densidade de sedimentos Gardner')

title('PERFIL DA DENSIDADE DOS SEDIMENTOS')

set(gca,'YDir','reverse')

grid on;

%Perfil do comportamento da pressão de sobrecarga, pressão normal, pressão de poros e
pressão de fratura

figure(6)
```

```
hold on;

plot(PS,Pro,'b.','MarkerSize',15)

plot(Ph,Pro,'r.','MarkerSize',15)

plot(PP,Pro,'g.','MarkerSize',15)

plot(PF,Pro,'k.','MarkerSize',15)

xlabel('Pressão (psi)')

ylabel('Profundidade (m)')

legend('Pressão de sobrecarga','Pressão normal','Pressão de poros','Pressão de fratura')

title('PRESSÕES DE SOBRECARGA, NORMAL, DE POROS E DE FRATURA (LDA-
1000m)')

set(gca,'YDir','reverse')

grid on;

%Perfil dos diferentes valores de k

figure(7)

hold on;

plot(KT,Pro,'m','LineWidth',2)

plot(K,Pro,'b','LineWidth',2)

plot(Kch,Pro,'Color',[0.5,0,0],'LineWidth',2)

xlabel('valores de K')

ylabel('Profundidade (m)')

legend('K Traugott','K T. mínima','K Christman')

title('VALORES DO COEFICIENTE K (LDA de 1000 m)')
```

```
set(gca,'YDir','reverse')

grid on;

%Perfil da porosidade através da equação de Traugott

figure(8)

hold on;

plot(Po,Pro,'m','LineWidth',2)

xlabel('Porosidade (%)')

ylabel('Profundidade (m)')

legend('Porosidade média')

title('PERFIL DA POROSIDADE MÉDIA (LDA de 1000 m)')

set(gca,'YDir','reverse')

grid on;

%Perfil do tempo de transito da matriz da rocha a partir de TTo e porosidade com a equação
de Traugott

figure(9)

hold on;

plot(TTma,Pro,'m','LineWidth',2)

plot(TTO,Pro,'b','LineWidth',2)

plot(TTf,Pro,'g','LineWidth',2)

xlabel('Tempo de transito (microseg/ft)')

ylabel('Profundidade (m)')

legend('TT matriz','TT intervalo','TT fluido')
```

```
title('COMPORTAMENTOS DOS TEMPOS DE TRANSITO (LDA de 1000 m)')

set(gca,'YDir','reverse')

grid on;

%Perfil dos parametro elásticos: módulo de rigidez e módulo de Young

figure(10)

hold on;

plot(G,Pro,'m','LineWidth',2)

plot(E,Pro,'b','LineWidth',2)

xlabel('Parametros elásticos (psi)')

ylabel('Profundidade (m)')

legend('Módulo de Rigidez','Módulo de Young')

title('COMPORTAMENTOS DOS PARÂMETROS ELÁSTICOS (LDA de 1000 m)')

set(gca,'YDir','reverse')

grid on;

disp('Erro relativo percentual (ERP) entre os modelos existente e o proposto')

%Erro relativo percentual (ERP)do modelo de Eaton em relação ao teste de absorção

disp('Erro relativo percentual obtido usando o modelo de Eaton')

ERP1 = (abs(LOT1 - GFE(indProLOT))./LOT1)*100

ERP2 = (abs(LOT2 - GFE(indProLOT2))./LOT2)*100

ERP3 = (abs(LOT3 - GFE(indProLOT3))./LOT3)*100

disp('Gradiente de fratura na profundidade de teste para o modelo de Eaton')

GFE(indProLOT)
```

GFE(indProLOT2)

GFE(indProLOT3)

%Erro relativo percentual (ERP) do modelo proposto em relação ao teste de absorção

disp('Erro relativo percentual obtido usando o modelo proposto')

ERP1 = (abs(LOT1 - GFC(indProLOT))./LOT1)*100

ERP2 = (abs(LOT2 - GFC(indProLOT2))./LOT2)*100

ERP3 = (abs(LOT3 - GFC(indProLOT3))./LOT3)*100

disp('Gradiente de fratura na profundidade de teste para o modelo proposto')

GFC(indProLOT)

GFC(indProLOT2)

GFC(indProLOT3)

%Erro relativo percentual (ERP)do modelo muito usado pelas companhias de petróleo em relação ao teste de absorção

disp('Erro relativo percentual obtido usando o modelo Tensão mínima')

ERP1 = (abs(LOT1 - GFTM(indProLOT))./LOT1)*100

ERP2 = (abs(LOT2 - GFTM(indProLOT2))./LOT2)*100

ERP3 = (abs(LOT3 - GFTM(indProLOT3))./LOT3)*100

disp('Gradiente de fratura na profundidade de teste para o modelo da tensão mínima')

GFTM(indProLOT)

GFTM(indProLOT2)

GFTM(indProLOT3)

%Erro relativo percentual (ERP) do modelo de Hubbert e Willis em relação ao teste de absorção

disp('Erro relativo percentual obtido usando o modelo de Hubbert e Willis')

$$ERP1 = (\text{abs}(\text{LOT1} - \text{GFHW}(\text{indProLOT}))/\text{LOT1}) * 100$$

$$ERP2 = (\text{abs}(\text{LOT2} - \text{GFHW}(\text{indProLOT2}))/\text{LOT2}) * 100$$

$$ERP3 = (\text{abs}(\text{LOT3} - \text{GFHW}(\text{indProLOT3}))/\text{LOT3}) * 100$$

disp('Gradiente de fratura na profundidade de teste para o modelo de Hubbert e Willis')

GFHW(indProLOT)

GFHW(indProLOT2)

GFHW(indProLOT3)

%Erro relativo percentual (ERP) do modelo de Matthews e Kelly em relação ao teste de absorção

disp('Erro relativo percentual obtido usando o modelo de Matthews e Kelly')

$$ERP1 = (\text{abs}(\text{LOT1} - \text{GFMK}(\text{indProLOT}))/\text{LOT1}) * 100$$

$$ERP2 = (\text{abs}(\text{LOT2} - \text{GFMK}(\text{indProLOT2}))/\text{LOT2}) * 100$$

$$ERP3 = (\text{abs}(\text{LOT3} - \text{GFMK}(\text{indProLOT3}))/\text{LOT3}) * 100$$

disp('Gradiente de fratura na profundidade de teste para o modelo de Matthews e Kelly')

GFMK(indProLOT)

GFMK(indProLOT2)

GFMK(indProLOT3)

%Erro relativo percentual (ERP) do modelo de Christman em relação ao teste de absorção

disp('Erro relativo percentual obtido usando o modelo de Christman')

$$ERP1 = (\text{abs}(\text{LOT1} - \text{GFCH}(\text{indProLOT}))/\text{LOT1}) * 100$$

$$ERP2 = (\text{abs}(\text{LOT2} - \text{GFCH}(\text{indProLOT2}))/\text{LOT2}) * 100$$

$$\text{ERP3} = (\text{abs}(\text{LOT3} - \text{GFCH}(\text{indProLOT3}))/\text{LOT3}) * 100$$

disp('Gradiente de fratura na profundidade de teste para o modelo de Christman')

GFCH(indProLOT)

GFCH(indProLOT2)

GFCH(indProLOT3)

%Erro relativo percentual (ERP) do modelo de Daines em relação ao teste de absorção

disp('Erro relativo percentual obtido usando o modelo de Daines')

$$\text{ERP1} = (\text{abs}(\text{LOT1} - \text{GFD}(\text{indProLOT}))/\text{LOT1}) * 100$$

$$\text{ERP2} = (\text{abs}(\text{LOT2} - \text{GFD}(\text{indProLOT2}))/\text{LOT2}) * 100$$

$$\text{ERP3} = (\text{abs}(\text{LOT3} - \text{GFD}(\text{indProLOT3}))/\text{LOT3}) * 100$$

disp('Gradiente de fratura na profundidade de teste para o modelo de Daines')

GFD(indProLOT)

GFD(indProLOT2)

GFD(indProLOT3)

disp('Erro relativo percentual obtido usando o modelo de Daines Vs-Vp')

$$\text{ERP1} = (\text{abs}(\text{LOT1} - \text{GFD1}(\text{indProLOT}))/\text{LOT1}) * 100$$

$$\text{ERP2} = (\text{abs}(\text{LOT2} - \text{GFD1}(\text{indProLOT2}))/\text{LOT2}) * 100$$

$$\text{ERP3} = (\text{abs}(\text{LOT3} - \text{GFD1}(\text{indProLOT3}))/\text{LOT3}) * 100$$

disp('Gradiente de fratura na profundidade de teste para o modelo de Daines Vs/Vp')

GFD1(indProLOT)

GFD1(indProLOT2)

GFD1(indProLOT3)

%Erro relativo percentual (ERP) do modelo de Traugott em relação ao teste de absorção

disp('Erro relativo percentual obtido usando o modelo de Traugott')

$$ERP1 = (\text{abs}(\text{LOT1} - \text{GFT}(\text{indProLOT}))/\text{LOT1}) * 100$$

$$ERP2 = (\text{abs}(\text{LOT2} - \text{GFT}(\text{indProLOT2}))/\text{LOT2}) * 100$$

$$ERP3 = (\text{abs}(\text{LOT3} - \text{GFT}(\text{indProLOT3}))/\text{LOT3}) * 100$$

disp('Gradiente de fratura na profundidade de teste para o modelo de Traugott')

GFT(indProLOT)

GFT(indProLOT2)

GFT(indProLOT3)

%Erro relativo percentual (ERP) do modelo de Aadnoy em relação ao teste de absorção

disp('Erro relativo percentual obtido usando o modelo de Aadnoy')

$$ERP1 = (\text{abs}(\text{LOT1} - \text{GFAA}(\text{indProLOT}))/\text{LOT1}) * 100$$

$$ERP2 = (\text{abs}(\text{LOT2} - \text{GFAA}(\text{indProLOT2}))/\text{LOT2}) * 100$$

$$ERP3 = (\text{abs}(\text{LOT3} - \text{GFAA}(\text{indProLOT3}))/\text{LOT3}) * 100$$

disp('Gradiente de fratura na profundidade de teste para o modelo de Aadnoy')

GFAA(indProLOT)

GFAA(indProLOT2)

GFAA(indProLOT3)

disp('Erro relativo percentual obtido usando o modelo de Aadnoy Vs-Vp')

$$ERP1 = (\text{abs}(\text{LOT1} - \text{GFAA1}(\text{indProLOT}))/\text{LOT1}) * 100$$

$$ERP2 = (\text{abs}(\text{LOT2} - \text{GFAA1}(\text{indProLOT2}))/\text{LOT2}) * 100$$

$$ERP3 = (\text{abs}(\text{LOT3} - \text{GFAA1}(\text{indProLOT3}))/\text{LOT3}) * 100$$

disp('Gradiente de fratura na profundidade de teste para o modelo de Aadnoy Vs/Vp')

GFAa1(indProLOT)

GFAa1(indProLOT2)

GFAa1(indProLOT3)

%Erro relativo percentual (ERP) do modelo de Zamora em relação ao teste de absorção

disp('Erro relativo percentual obtido usando o modelo de Zamora')

ERP1 = (abs(LOT1 - GFZ(indProLOT))./LOT1)*100

ERP2 = (abs(LOT2 - GFZ(indProLOT2))./LOT2)*100

ERP3 = (abs(LOT3 - GFZ(indProLOT3))./LOT3)*100

disp('Gradiente de fratura na profundidade de teste para o modelo de Zamora')

GFZ(indProLOT)

GFZ(indProLOT2)

GFZ(indProLOT3)

%Erro relativo percentual (ERP) do modelo da correlação específica $1,39GS^{0,83}$ em relação ao teste de absorção

disp('Erro relativo percentual obtido usando a correlação específica $1,39GS^{0,83}$ ')

ERP1 = (abs(LOT1 - GFce(indProLOT))./LOT1)*100;

ERP2 = (abs(LOT2 - GFce(indProLOT2))./LOT2)*100;

ERP3 = (abs(LOT3 - GFce(indProLOT3))./LOT3)*100;

disp('Gradiente de fratura na profundidade de teste para a correlação específica $1,39GS^{0,83}$ ')

GFce(indProLOT)

GFce(indProLOT2)

```
GFce(indProLOT3)
```

%Erro relativo percentual (ERP) do modelo da correlação específica 0,92GS em relação ao teste de absorção

```
disp('Erro relativo percentual obtido usando a correlação específica 0,92GS')
```

```
ERP1 = (abs(LOT1 - GFCE(indProLOT))./LOT1)*100;
```

```
ERP2 = (abs(LOT2 - GFCE(indProLOT2))./LOT2)*100;
```

```
ERP3 = (abs(LOT3 - GFCE(indProLOT3))./LOT3)*100;
```

```
disp('Gradiente de fratura na profundidade de teste para a correlação específica 0,92GS')
```

```
GFCE(indProLOT)
```

```
GFCE(indProLOT2)
```

```
GFCE(indProLOT3)
```

Anexo III - Programa MatLab utilizado para gerar os dados e perfil de geopressão com o Modelo de Constant e Bourgoyne (1988) para os poços Green Canyon 1e Green Canyon 2 com a profundidade variando a intervalos diferentes conforme as profundidades dos tempos de transito.

```
%Modelo de Constant e Bourgoyne (1988) para Green Canyon 1
```

```
clc
```

```
clear all
```

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
```

```
%Dados de entrada
```

```
DW=1223;%W = input('Qual a espessura da LDA em ft?: ');
```

```
W=DW/3.281;
```

```
AG=85;%AL = input('Qual a altura da saida de lama em ft?: ');
```

$AL=AG/3.281;$

$Sed=8692; \%Sed = \text{input}('Qual a espessura de sedimentos em ft?: ');$

$PROF=AG+DW+Sed; \%Profundidade total;$

$LOT1=13.9; \%LOT = \text{input}('Qual o valor do teste de absorção1?: ');$

$LOT2=15.3; \%LOT = \text{input}('Qual o valor do teste de absorção2?: ');$

$LOT3=16.0; \%LOT = \text{input}('Qual o valor do teste de absorção3?: ');$

$LOTs = [LOT1 LOT2 LOT3];$

$PROFT1=5408; \%(4100+1223+85=5408)PROFT = \text{input}('Qual a profundidade do teste de absorção1 em ft?: ');$

$PROFT2=8000; \%(6692+1223+85=8000)PROFT = \text{input}('Qual a profundidade do teste de absorção2 em ft?: ');$

$PROFT3=10000; \%(8692+1223+85=10000)PROFT= \text{input}('Qual a profundidade do teste de absorção3 em ft?: ');$

$PROFTs = [5408 8000 10000];$

$PROFTs1 = [5408/3.281 8000/3.281 10000/3.281]$

$Po = [0.38,0.35,0.32,0.29,0.27,0.24,0.22,0.20,0.18,0.16];$

$\%Profundidades em relação a mesa rotativa$

$Pr = [(1223+85),2000,3000,4000,5408,6000,7000,8000,9000,10000];$

$Pro = Pr./3.281$

$\%Profundidades em relação ao fundo do mar$

$Dds = [0,692,1692,2692,4100,4692,5692,6692,7692,8692];$

$Dds1 = Dds./3.281$

%Dados de porosidade de superfície, constante de declínio de porosidade, densidade dos
 graos e densidade do fluido do poro

Porsup=0.41; Kp=0.000085; DENG=2.6; DENFL=1.074;%PPORSUP=0.6985;
 CDECPPOR=0.000076;

%%%

%Equação da porosidade

Por = 0.41 * exp(-Kp.*Pr);

%%%

%Gráfico do perfil da porosidade

figure(1)

hold on;

plot(Po,Pro,'b.','MarkerSize',14)

plot(Por,Pro,'r-','LineWidth',2)

xlabel('Porosidade (%)')

ylabel('Profundidade (m)')

legend('Porosidade média do Golfo do México','Porosidade do Poço Green Canyon 1')

title('POROSIDADE versus PROFUNDIDADE')

set(gca,'YDir','reverse')

set(gca,'XScale','log')

grid on;

%%%

%Pressão de sobrecarga em psi

$PS=0.052*8.5*DW+0.052*8.33.*DENG.*Dds-((0.052*8.33.*(DENG-DENFL)*Porsup)./Kp).*(1-exp(-Kp.*Dds));$

%%%

%Gradiente de sobrecarga em lb/gal

$GS = PS./(0.052.*(Dds+DW+AG));$

$GS1 = PS./(0.1704.*(Dds1+W+AL));$

%%%

%Indice da profundidade referente aos LOTs no vetor Pr

$indProLOT = find(Pr == PROFT1);$

$indProLOT2 = find(Pr == PROFT2);$

$indProLOT3 = find(Pr == PROFT3);$

%%%

%Pressão de poros em psi

$DL = [8.6,8.8,8.9,9.6,10.4,10.6,10.9,11.6,12.8,12.9];$

$PP = 0.052.*DL.*Dds+0.052*8.5*DW;$

%%%

%Gradiente de pressão de poros em lb/gal

$GPP = PP./(0.052.*(Dds+DW+AG));$

$GPP1 = PP./(0.1704.*(Dds1+W+AL));$

$GPP(find(GPP < 8.5)) = 8.5;$

%%%

%Tensão vertical da matriz da rocha em psi

$$T_v = PS - PP;$$

%%%

%Coeficiente de tensao da matriz

$$F = 1 - 0.629 * \exp(-1.28 * 10^{-4} * Pr);$$

%%%

%Tensão horizontal média em psi

$$TH = F * T_v;$$

%%%

%Pressão de Fratura em psi

$$PF = TH + PP;$$

%%%

%Gradiente de Fratura em lb/gal

$$GFCB = PF / (0.052 * (D_{ds} + DW + AG));$$

$$GFCB1 = PF / (0.1704 * (D_{ds1} + W + AL));$$

%%%

%Determinação do gradiente de fratura (lb/gal) Zamora (1989)

$$GSZ = (((8.5 * DW + (8.03 + 0.232 * 7) * (D_{ds})^{1.075}))) / (D_{ds} + DW);$$

%%%

%Determinação do gradiente de fratura (lb/gal) Modelo Proposto

$$GFC = ((3 * GPP1 - GSZ) + (5 * (GPP1 - GSZ)^2)^{0.5}) / 2;$$

%%%

%Perfil de geopressoes

```
figure(2)

hold on;

plot(GS,Pro,'b','LineWidth',2)

plot(GPP,Pro,'r','LineWidth',2)

plot(GFCB,Pro,'g','LineWidth',2)

plot(GFC,Pro,'m','LineWidth',2)

plot(LOTs,PROFTs1,'k.','MarkerSize',20)

xlabel('Densidade (lb/gal)')

ylabel('Profundidade (m)')

legend('GS','GPP','GF (Bourgoyne)','GF(Proposto)','Teste de absorção')

title('PERFIL DE GEOPRESSÕES DO POÇO GREEN CANYON 1')

set(gca,'YDir','reverse')

grid on;

%Perfil do comportamento das pressões de sobrecarga, pressão de poros e de fratura

figure(3)

hold on;

plot(PS,Pro,'b','LineWidth',2)

plot(PP,Pro,'r','LineWidth',2)

plot(PF,Pro,'g','LineWidth',2)

xlabel('Pressão (psi)')

ylabel('Profundidade (m)')

legend('Pressão de sobrecarga','Pressão de poros','Pressão de fratura')
```

```
title('PRESSÕES DE SOBRECARGA, POROS E FRATURA DO POÇO GREEN  
CANYON 1')  
  
set(gca,'YDir','reverse')  
  
grid on;  
  
%Perfil comparativo entre o gradiente de pressão de poros e o gradiente de lama  
  
figure(4)  
  
hold on;  
  
plot(DL,Pro,'b','LineWidth',2)  
  
plot(GPP,Pro,'r','LineWidth',2)  
  
xlabel('Densidade(lb/gal)')  
  
ylabel('Profundidade (m)')  
  
legend('Grad de lama','Grad Pressão de Poros')  
  
title('GRADIENTE PRESSÃO DE POROS X GRADIENTE DE LAMA (POÇO GREEN  
CANYON 1)')  
  
set(gca,'YDir','reverse')  
  
grid on;  
  
%Erro relativo percentual (ERP)do modelo de Constant e Bourgoyne (1988)em relação ao  
teste de absorção  
  
disp('Erro relativo percentual obtido usando o modelo de Constant e Bourgoyne (1988)')  
  
ERP1 = (abs(LOT1 - GFCB(indProLOT))./LOT1)*100  
  
ERP2 = (abs(LOT2 - GFCB(indProLOT2))./LOT2)*100  
  
ERP3 = (abs(LOT3 - GFCB(indProLOT3))./LOT3)*100  
  
%Erro relativo percentual (ERP) do modelo proposto em relação ao teste de absorção
```

```
disp('Erro relativo percentual obtido usando o modelo proposto')
```

```
ERP1 = (abs(LOT1 - GFC(indProLOT))./LOT1)*100
```

```
ERP2 = (abs(LOT2 - GFC(indProLOT2))./LOT2)*100
```

```
ERP3 = (abs(LOT3 - GFC(indProLOT3))./LOT3)*100
```

```
%Gradiente de fratura em lb/gal na profundidade do teste de absorção
```

```
disp('Gradiente de fratura na profundidade do teste para o modelo de Constant e  
Bourgoyne (1988)')
```

```
GFCB(indProLOT)
```

```
GFCB(indProLOT2)
```

```
GFCB(indProLOT3)
```

```
disp('Gradiente de fratura na profundidade do teste para o modelo proposto')
```

```
GFC(indProLOT)
```

```
GFC(indProLOT2)
```

```
GFC(indProLOT3)
```

Anexo IV - Programa MatLab utilizado para geração dos dados e perfil de geopressão com o modelo de Eaton (1969).

```
%Programa que estima o gradiente de fratura para poços de petróleo - Eaton (1969)
```

```
%Referencial de profundidade (mesa rotativa)
```

```
clc
```

```
clear all
```

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
```

```
%Dados de entrada
```

```
DW=7000;%W = input ('Qual a espessura da LDA em ft?: ');
```

W=DW/3.281;

AG=100;%AL = input ('Qual a altura da saida de lama em ft?: ');

AL=AG/3.281;

Sed=10000;%Sed = input ('Qual a espessura de sedimentos em ft?: ');

Sedi=Sed/3.281;

PROF=AG+DW+Sed;%Profundidade total em ft;

PROFT1=10300;

PROFT=PROFT1/3.281;

LOT1=10.03;

%Profunddade em ft medida da mesa rotativa

Pr=[7000,7100,7350,7500,7700,7800,8200,8500,8700,9250,9750,10300,11000,12000,13000,14000,15000,16000,17000];

%Profundidade em m medida da mesa rotativa;

Pro=Pr./3.281

%Densidade dos sedimentos em g/cc

DENS=[1.4,1.4,1.55,1.64,1.7,1.775,1.84,1.89,1.94,2,2.1,2.15,2.2,2.25,2.28,2.31,2.33,2.38,2.4];

%%Converter densidade em g/cc para TTO em microseg/ft (Gardner)

TTO = 2798.41./(DENS.^4);

%Definição dos pontos D e D1 para a equação da linha de tendencia do tempo de transito normal

D1=10300/3.281;%D = input ('Qual o valor de D em ft?: ');

D2=7800/3.281;%D1 = input ('Qual o valor de D1 em ft?: ');

TT=119.4595;%TT = input ('Qual o valor do TT em mseg/ft na profundidade D?: ');

```
TT1=281.9148;%TT1 = input ('Qual o valor do TT em mseg/ft na profundidade D1?: ');

%Determinação da inclinação da reta de tendencia do tempo de transito normal

m = (log10(TT)-log10(TT1))/(D1-D2);

%Determinação do TTN (microseg/ft)

TTN = round(TT1*((10).^(m.*(Pro-D2))));

%Grafico do tempo de transito observado com linha de tendencia do tempo de transito
normal

figure(1)

hold on;

plot(TTO,Pro,'b-','MarkerSize',15)

plot(TTN,Pro,'r-','LineWidth',2)

plot(TTO,Pro,'b-','LineWidth',2)

xlabel('Tempo de transito observado (microseg/ft)')

ylabel('Profundidade (m)')

legend('Tempo de transito observado','Tempo de transito normal')

title('PERFIL DO TEMPO DE TRANSITO OBSERVADO')

set(gca,'YDir','reverse')

set(gca,'XScale','log')

grid on;

%Pressão de sobrecarga em psi

PAir = 0.001 * AG*0.433;

Pseawater = 1.06*DW*0.433;
```

```

Psed = DENS.*(Pr-DW-AG)*0.433;

%Gradiente de sobrecarga em lb/gal

GSE = ((PAir+Pseawater+Psed)./(Pr)).*19.25;

%Gradiente de pressão de poros em lb/gal

GPPE = GSE-((GSE-8.5).*(TTN./TTO).^3);

GPPE(find(GPPE < 8.5)) = 8.5;

%Coeficiente de Poisson. LDA > 1500m

v = -0.0000000001882.*((Pr).^2)+0.0000072947129.*(Pr)+0.4260341387;

%Coeficiente de tensão da matriz da rocha

K = v./(1-v);

%Gradiente de fratura em lb/gal

GFE = GPPE+K.*(GSE-GPPE);

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%Determinação do gradiente de sobrecarga (lb/gal) Zamora (1989)

GSZ = (((8.5*DW+(8.03+0.232*4).*((Pr-DW).^(1.075)))))./(Pr+DW+AG);

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%Determinação do gradiente de fratura (lb/gal) Modelo proposto

GFC = ((3.*GPPE-GSE)+(5.*(GPPE-GSE).^2).^0.5)./2;

%Perfil de geopressões

figure(3)

hold on;

plot(GSE,Pro,'b','LineWidth',2)

```

```

plot(GPPE,Pro,'r','LineWidth',2)

plot(GFE,Pro,'g','LineWidth',2)

plot(GFC,Pro,'m','LineWidth',2)

plot(LOT1,PROFT,'k.','MarkerSize',20)

xlabel('Densidade (lb/gal)')

ylabel('Profundidade (m)')

%legend('Grad Sobrecarga','Grad Pressao de Poros','Grad Fratura (Eaton)','Grad Fratura
(Proposto)','Teste de absorção')

legend('Grad Sobrecarga','Grad Pressao de Poros','Grad Fratura (Eaton)','Grad Fratura
(Proposto)')

title('PERFIL DE GEOPRESSÕES')

set(gca,'YDir','reverse')

grid on;

disp('Erro relativo percentual obtido usando o modelo de Constant e Bourgoyne (1988)')

ERP1 = (abs(LOT1 - GFE(12))./LOT1)*100

%Erro relativo percentual (ERP) do modelo proposto em relação ao teste de absorção

disp('Erro relativo percentual obtido usando o modelo proposto')

ERP1 = (abs(LOT1 - GFC(12))./LOT1)*100

```

Anexo V - Programa que estima gradiente de fratura no pré-sal em LDA de 1000 m e camada de sal com espessura de 1000 m.

```

%% Programa que estima o gradiente de fratura para poços de petróleo no pré-sal

%Referencial de profundidade (mesa rotativa)

clc

```

```

clear all

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%Dados de entrada

W=1000;%W = input ('Qual a espessura da LDA em metro?: ');

AL=30;%AL = input ('Qual a altura da saida de lama em metro?: ');

Sedi=3500;%Sed = input ('Qual a espessura de sedimentos em metro?: ');

LOT1=10.9;%LOT1 = input ('Qual o valor do teste de absorção1?: ');

LOT2=13.5;%LOT2 = input ('Qual o valor do teste de absorção2?: ');

LOT3=15.5;%LOT3 = input ('Qual o valor do teste de absorção3?: ');

LOTs = [LOT1 LOT2 LOT3];

PROFT1=2000;%PROFT1 = input ('Qual a profundidade do teste de absorção1?: ');

PROFT2=3000;%PROFT2 = input ('Qual a profundidade do teste de absorção2?: ');

PROFT3=4000;%PROFT3 = input ('Qual a profundidade do teste de absorção3?: ');

PROFTs = [2000 3000 4000];%PROFTs = [PROFT1 PROFT2 PROFT3];

%Espessura da camada de sal 1000 m

%Valores de tempo de transito observado em microseg/ft para espessura da zona salina de
500 m

TTO=[150,150,150,150,165,158,155,148,149,145,142,141,149,140,138,137,135,133,132,126,1
19.4569,119.4569,119.4569,119.4569,119.4569,119.4569,119.4569,119.4569,119.4569,119.45
69,119.4569,119.4569,119.4569,119.4569,119.4569,119.4569,119.4569,119.4569,119.4569,11
9.4569,119.4569,96,100,97,101,98,102,99,105,100,110,109,97,95,96,98,100,105,99,110,102,11
0,105,115,108,106,105,103,102,101,99];

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%Profundidade total do poço;

```

```

PROF=AL+W+Sedi;

%Variação da profundidade de sedimentos do leito submarino até a profundidade final do
poço (m)

Pro = W:50:PROF;

%Limitação dos dados de entrada

if PROF <= 0 | PROF >= 14000 | W < 0 | W > 5000 | AL <= 0 | AL >= 100 | sum(LOTs<=0)
== size(LOTs,2)|sum(LOTs>=30) == size(LOTs,2)|PROFT1 <= 0 | PROFT1 > PROF |
size(TTO,2) ~= size(Pro,2)

    disp('O programa não será executado porque um dado inserido foi incorreto')

break

else

%Definição dos pontos D e D1 para a equação da linha de tendencia do tempo de transito
normal

D1=2950;%D = input ('Qual a profundidade em metro para a 1a leitura escolhida do TT?:
');

TT=94;%TT = input ('Qual o valor do TT em mseg/ft na profundidade escolhida?: ');

D2=1200;%D1 = input ('Qual a profundidade em metro para a 2a leitura escolhida do
TT??: ');

TT1=165;%TT1 = input ('Qual o valor do TT em mseg/ft na profundidade escolhida?: ');

%Determinação da inclinação da reta de tendencia do tempo de transito normal

m = (log10(TT)-log10(TT1))/(D1-D2);

%Determinação do TTN (microseg/ft)

%Indice da profundidade referente aos LOTs no vetor Pro

indProLOT = find(Pro == PROFT1);

```

```

indProLOT2 = find(Pro == PROFT2);

indProLOT3 = find(Pro == PROFT3);

TTNS = round(TT1*((10).^(m.*(Pro-D2))));

TTO = [TTO(1:indProLOT-1),TTO(indProLOT:41),TTO(42:71)]

TTN = [TTNS(1:indProLOT-1),TTO(indProLOT:41),TTNS(42:71)]

%Grafico do tempo de transito observado com linha de tendencia do tempo de transito
normal

figure(1)

hold on;

plot(TTO,Pro,'b.','MarkerSize',13)

plot(TTN,Pro,'r-','LineWidth',2)

plot(TTO,Pro,'b-')

xlabel('Tempo de transito observado (microseg/ft)')

ylabel('Profundidade (m)')

legend('Tempo de transito observado','Tempo de transito normal')

title('PERFIL DO TEMPO DE TRANSITO OBSERVADO')

set(gca,'YDir','reverse')

set(gca,'XScale','log')

grid on;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%Determinação da densidade dos sedimentos a partir de valores de tempo de transito
observado (g/cc) (Gardner)

DENS = 0.23 * (((10^6)./TTO).^(1/4));

```

```

%Determinação da pressão de sobrecarga (psi)

somaPForm(1) = 0;

for k = 2:size(Pro,2)

    somaPForm(k) = somaPForm(k-1) + DENS(k)*(Pro(k)-Pro(k-1));

end

%Pressão da coluna hidrostática de água salgada (psi)

Ph = 0.1704*8.5*Pro;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%Determinação do gradiente de fratura (lb/gal) Modelo da Tensão mínima de acordo com
Rocha e Azevedo (2007)

%Determinação da equação do K

K = 0.091*log(Pro)+0.01;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%1a etapa-intervalo do fundo do mar até o topo da camada de sal.

TTO = [TTO(1:indProLOT-1),TTO(indProLOT:41),TTO(42:71)]

TTN = [TTN(1:indProLOT-1),TTO(indProLOT:41),TTN(42:71)]

%TTO(1:indProLOT-1)

%TTN(1:indProLOT-1)

TTN(indProLOT:1:41) = TTO(indProLOT:1:41)

Prs1 = Pro(1:indProLOT-1)

Prs2 = Pro(indProLOT:1:41)

Prs3 = Pro(42:71)

```

$$\text{Prs} = [\text{Prs1}, \text{Prs2}, \text{Prs3}]$$

$$\text{PS1o} = 1.422 * ((1.03 * W) + \text{somaPForm}(1:\text{indProLOT}-1));$$

$$\text{GS1o} = \text{PS1o} / (0.1704 * (\text{Prs1} + \text{AL}))$$

$$\text{PP1o} = \text{PS1o} - ((\text{PS1o} - \text{Ph}(1:\text{indProLOT}-1)) * ((\text{TTN}(1:\text{indProLOT}-1) / \text{TTO}(1:\text{indProLOT}-1))^2));$$

$$\text{GPP1o} = \text{GS1o} - ((\text{GS1o} - 8.5) * ((\text{TTN}(1:\text{indProLOT}-1) / \text{TTO}(1:\text{indProLOT}-1))^2));$$

$$\text{GF1o} = \text{GPP1o} + \text{K}(1:\text{indProLOT}-1) * (\text{GS1o} - \text{GPP1o});$$

$$\text{GSZ1} = (((8.5 * W + (8.03 + 0.232 * 10) * (\text{Prs1} - W)^{1.075}))) / \text{Prs1};$$

$$\text{GFC1o} = ((3 * \text{GPP1o} - \text{GSZ1}) + (5 * (\text{GPP1o} - \text{GSZ1})^2)^{0.5}) / 2$$

%2a etapa-intervalo correspondente à zona de sal

$$\text{PS2o} = 1.422 * ((1.03 * W) + \text{somaPForm}(\text{indProLOT}:1:41));$$

$$\text{GS2o} = \text{PS2o} / (0.1704 * (\text{Prs2} + \text{AL}))$$

$$\text{PP2o} = \text{PS2o} - ((\text{PS2o} - \text{Ph}(\text{indProLOT}:41)) * ((\text{TTN}(\text{indProLOT}:41) / \text{TTO}(\text{indProLOT}:41))^2));$$

$$\text{GPP2o} = \text{GS2o} - ((\text{GS2o} - 8.5) * ((\text{TTN}(\text{indProLOT}:41) / \text{TTO}(\text{indProLOT}:41))^2));$$

$$\text{GF2o} = \text{GPP2o} + \text{K}(\text{indProLOT}:41) * (\text{GS2o} - \text{GPP2o});$$

$$\text{GSZ2} = (((8.5 * W + (8.03 + 0.232 * 10) * (\text{Prs2} - W)^{1.075}))) / \text{Prs2};$$

$$\text{GFC2o} = ((3 * \text{GPP2o} - \text{GSZ2}) + (5 * (\text{GPP2o} - \text{GSZ2})^2)^{0.5}) / 2$$

%3a etapa-intervalo abaixo da camada de sal até o fundo do poço

$$\text{PS3o} = 1.422 * ((1.03 * W) + \text{somaPForm}(42:71));$$

$$\text{GS3o} = \text{PS3o} / (0.1704 * (\text{Prs3} + \text{AL}));$$

$$\text{PP3o} = \text{PS3o} - ((\text{PS3o} - \text{Ph}(42:71)) * ((\text{TTN}(42:71) / \text{TTO}(42:71))^2));$$

$$\text{GPP3o} = \text{GS3o} - ((\text{GS3o} - 8.5) * ((\text{TTN}(42:71) / \text{TTO}(42:71))^2));$$

```

GF3o = GPP3o+K(42:71).*(GS3o-GPP3o);

GSZ3 = (((8.5*W+(8.03+0.232*10)*((Prs3-W).^(1.075)))))./Prs3;

GFC3o = ((3.*GPP3o-GSZ3)+(5.*(GPP3o-GSZ3).^2).^0.5)./2

GSo = [GS1o,GS2o,GS3o]

GPPo = [GPP1o,GPP2o,GPP3o]

GFo = [GF1o,GF2o,GF3o]

GFCo = [GFC1o,GFC2o,GFC3o]

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

end

%Perfil de geopressoes e perfil de geopressão com o gradiente da MSR

figure(2)

hold on;

plot(GSo,[Prs1,Prs2,Prs3],'b','LineWidth',2)

plot(GPPo,[Prs1,Prs2,Prs3],'r','LineWidth',2)

plot(GFo,[Prs1,Prs2,Prs3],'Color',[0,0.5,1],'LineWidth',2)

plot(GFCo,[Prs1,Prs2,Prs3],'m','LineWidth',2)

plot(LOTS,PROFTs,'k.','MarkerSize',20)

xlabel('Densidade (lb/gal)')

ylabel('Profundidade (m)')

legend('GS','GPP','GF(T.Mínima)','GF(Proposto)','LOT')

title('PERFIL DE GEOPRESSÕES DE POÇO NO PRE-SAL em LDA 1000 m')

set(gca,'YDir','reverse')

```

```
grid on;
```

```
%Perfil do comportamento da densidade de sedimentos em função da profundidade por Gardner, pela Amoco e por Bourgoyne.
```

```
figure(3)
```

```
hold on;
```

```
plot(DENS,Pro,'r','LineWidth',2)%densidade por Gardner
```

```
xlabel('Densidade (g/cc)')
```

```
ylabel('Profundidade (m)')
```

```
legend('Densidade de sedimentos Gardner')
```

```
title('PERFIL DA DENSIDADE DOS SEDIMENTOS')
```

```
set(gca,'YDir','reverse')
```

```
grid on;
```

```
disp('Erro relativo percentual (ERP) entre os modelos da T. mínima e o proposto')
```

```
%Erro relativo percentual (ERP)do modelo de Eaton em relação ao teste de absorção
```

```
disp('Erro relativo percentual obtido usando o modelo da Tensão Mínima')
```

```
ERP1 = (abs(LOT1 - GFo(indProLOT))./LOT1)*100
```

```
ERP2 = (abs(LOT2 - GFo(indProLOT2))./LOT2)*100
```

```
ERP3 = (abs(LOT3 - GFo(indProLOT3))./LOT3)*100
```

```
%Erro relativo percentual(ERP) do modelo proposto em relação ao teste de absorção
```

```
disp('Erro relativo percentual obtido usando o modelo proposto')
```

```
ERP1 = (abs(LOT1 - GFCo(indProLOT))./LOT1)*100
```

```
ERP2 = (abs(LOT2 - GFCo(indProLOT2))./LOT2)*100
```

$$ERP3 = (\text{abs}(\text{LOT3} - \text{GFCo}(\text{indProLOT3}))/\text{LOT3}) * 100$$

Anexo VI - Dedução da equação do modelo proposto.

$$a = (GS - GPP); \quad x = (GF - GPP); \quad (a - x) = [(GS - GPP) - (GF - GPP)]$$

Substituindo os valores de “a”, “x” e “a-x” na Equação 4.1, temos:

$$\frac{[(GS - GPP) - (GF - GPP)]}{(GF - GPP)} = \frac{(GF - GPP)}{(GS - GPP)}$$

$$(GF - GPP)^2 = (GS - GPP) \cdot [(GS - GPP) - (GF - GPP)] \text{ retirando os parênteses}$$

$$(GF - GPP)^2 = (GS - GPP) \cdot [GS - GPP - GF + GPP]$$

$$GF^2 - 2 \cdot GF \cdot GPP + GPP^2 = GS^2 - GS \cdot GF - GS \cdot GPP + GF \cdot GPP$$

$$GF^2 - 2 \cdot GF \cdot GPP + GPP^2 - GS^2 + GS \cdot GF + GS \cdot GPP - GF \cdot GPP = 0$$

$$GF^2 - 3 \cdot GF \cdot GPP + GPP^2 - GS^2 + GS \cdot GF + GS \cdot GPP = 0$$

$$GF = \frac{(3 \cdot GPP - GS) \pm \sqrt{(3 \cdot GPP - GS)^2 - 4 \cdot (GPP^2 - GS^2 + GS \cdot GPP)}}{2}$$

$$GF = \frac{(3 \cdot GPP - GS) \pm \sqrt{9 \cdot GPP^2 - 6 \cdot GPP \cdot GS + GS^2 - 4 \cdot GPP^2 + 4 \cdot GS^2 - 4 \cdot GS \cdot GPP}}{2}$$

$$GF = ((3 \cdot GPP - GS) + (5 \cdot (GPP - GS)^2)^{0.5}) / 2 \quad \text{Equação do modelo proposto}$$

Anexo VII - Equações para determinação da densidade equivalente de circulação.

Perda de carga nos equipamentos de superfície em psi

$$\Delta P_{\text{sup.}} = 5,584 \cdot 10^{-5} \cdot (\log n + 2,5) \cdot \rho \cdot Q^2 \cdot \left[\frac{4,118 \cdot K \cdot \left(\frac{Q}{3,878} \cdot \frac{3 \cdot n + 1}{n} \right)}{Q^2 \cdot \rho} \right]^{(1,4 - \log n) / 7}$$

Velocidade média de fluxo no interior da coluna em ft/s

$$V_p = 0,4085Q / D^2$$

Velocidade média de fluxo no espaço anular em ft/s

$$V_p = 0,4085Q / (D_o^2 - D_i^2) D^2$$

Taxa de cisalhamento a parede no interior da coluna em S⁻¹

$$\gamma_w = 96V_p / D$$

Taxa de cisalhamento a parede no espaço anular em S⁻¹

$$\gamma_{na} = 144V_a / (D_o - D_i)$$

Viscosidade equivalente no interior da coluna em cp.

$$\mu_e = 479K(\gamma)^{n-1} \cdot \left(\frac{3n_p + 1}{4n_p} \right)^{n_p}$$

Viscosidade equivalente no espaço anular em cp.

$$\mu_e = 479K(\gamma)^{n-1} \cdot \left(\frac{2n_a + 1}{3n_a} \right)^{n_a}$$

Número de Reynolds no interior da coluna

$$N_R = 987\rho DV_p / \mu_e$$

Número de Reynolds no espaço anular

$$N_R = 987\rho(D_o - D_i)V_a / \mu_e$$

Fator de fricção no interior da coluna

$$\text{Se } N_R < (3470 - 1370n) \quad f_p = 16 / N_R \quad \text{fluxo laminar}$$

$$\text{Se } N_R > (4270 - 1370n) \quad f = a / N_R^b \quad \text{fluxo turbulento}$$

$$a = (\log n + 3,93)/50$$

$$b = (1,75 - \log n)/7$$

Se

$$(3470 - 1370n) < N_R < (4270 - 1370n) \quad f = \frac{N_R}{800} \cdot \left[\frac{a}{(4270 - 1370n)^b} \right] + \left(\frac{24}{3470 - 1370n} \right) \left(1 - \frac{N_R}{800} \right)$$

fluxo transitório

Fator de fricção no espaço anular

Se $N_R < (3470 - 1370n) f_p = 24 / N_R$ **fluxo laminar**

Perda de carga no interior da coluna em psi/ft

$$\frac{\Delta P_p}{L} = \frac{fV_p^2 \rho}{25,81D}$$

Perda de carga no espaço anular em psi/ft

$$\frac{\Delta P_a}{L} = \frac{fV_a^2 \rho}{25,81(D_o - D_i)}$$

Perda de carga na broca em psi

$$\Delta P_b = \frac{156\rho Q^2}{(D_{j1}^2 + D_{j2}^2 + D_{j3}^2)^2}$$

Densidade equivalente de circulação em lb/gal

$$\rho_{eq} = \rho + \frac{\Delta P_a}{0,052L}$$

Anexo VIII

Tabela A1 – Gradientes de fratura calculados pelos diversos modelos indiretos analisados para LDA de 1000 m com os dados de Rocha e Azevedo (2009).

Prof. (m)	Gradientes de fratura dos diversos modelos (lb/gal)										
	Eaton	Hubbert	Matthwes	Christman	T.mínima	Daines	Traugott	Simmons	Aadnoy	Zamora	Prop.
1000	8,32	8,41	8,6	8,43	8,42	8,39	8,34	8,17	8,37	8,50	8,50

1050	8,50	8,67	8,73	8,65	8,66	8,70	8,46	8,45	8,72	8,68	8,66
1100	8,73	8,92	8,92	8,88	8,91	9,00	8,64	8,74	9,05	8,90	8,86
1150	8,95	9,15	9,09	9,08	9,14	9,28	8,83	9,00	9,35	9,12	9,05
1200	9,12	9,36	9,11	9,20	9,34	9,52	9,01	9,25	9,62	9,34	9,24
1250	9,32	9,55	9,29	9,39	9,53	9,76	9,19	9,49	9,87	9,54	9,42
1300	9,51	9,73	9,45	9,56	9,72	9,98	9,36	9,71	10,11	9,74	9,59
1350	9,71	9,90	9,67	9,76	9,89	10,2	9,52	9,92	10,33	9,92	9,76
1400	9,86	10,05	9,78	9,89	10,06	10,41	9,68	10,12	10,54	10,10	9,91
1450	10,04	10,20	9,98	10,06	10,22	10,60	9,84	10,31	10,74	10,27	10,07
1500	10,21	10,35	10,15	10,22	10,37	10,79	9,99	10,49	10,93	10,44	10,21
1550	10,36	10,48	10,24	10,36	10,51	10,97	10,13	10,67	11,12	10,59	10,35
1600	10,50	10,66	10,3	10,45	10,70	11,17	10,33	10,88	11,3	10,79	10,54
1650	10,63	10,72	10,43	10,59	10,78	11,31	10,41	11,00	11,44	10,88	10,60
1700	10,78	10,83	10,53	10,72	10,90	11,47	10,55	11,15	11,6	11,02	10,72
1750	10,91	10,94	10,62	10,84	11,02	11,62	10,68	11,30	11,75	11,15	10,84
1800	11,05	11,04	10,74	10,97	11,14	11,77	10,81	11,45	11,89	11,27	10,95
1850	11,18	11,14	10,86	11,09	11,25	11,92	10,93	11,59	12,03	11,39	11,05
1900	11,31	11,23	10,94	11,20	11,36	12,06	11,06	11,72	12,16	11,51	11,15
1950	11,48	11,33	11,22	11,39	11,47	12,20	11,18	11,85	12,29	11,62	11,25
2000	11,63	11,42	11,40	11,54	11,57	12,34	11,29	11,98	12,41	11,72	11,34
2050	11,71	11,50	11,33	11,59	11,67	12,47	11,41	12,10	12,53	11,82	11,43
2100	11,82	11,58	11,39	11,69	11,77	12,60	11,52	12,22	12,65	11,92	11,52
2150	11,96	11,66	11,55	11,83	11,86	12,73	11,63	12,34	12,76	12,02	11,60
2200	12,10	11,74	11,70	11,98	11,95	12,85	11,74	12,45	12,87	12,11	11,68
2250	12,21	11,84	11,73	12,06	12,06	12,98	11,87	12,58	12,99	12,22	11,80
2300	12,34	11,88	11,87	12,20	12,13	13,09	11,95	12,67	13,09	12,28	11,84
2350	12,60	11,96	12,53	12,54	12,22	13,22	12,05	12,77	13,19	12,36	11,91
2400	12,71	12,03	12,59	12,65	12,31	13,34	12,15	12,87	13,3	12,44	11,98
2450	12,69	12,10	12,13	12,56	12,39	13,45	12,25	12,98	13,4	12,52	12,05
2500	12,88	12,45	12,51	12,66	12,71	13,63	12,57	13,24	13,57	12,88	12,48
2550	12,98	12,41	12,52	12,77	12,70	13,71	12,59	13,27	13,63	12,85	12,42
2600	13,11	12,50	12,64	12,89	12,80	13,81	12,70	13,39	13,72	12,96	12,52
2650	13,20	12,50	12,68	12,98	12,82	13,90	12,75	13,45	13,79	12,97	12,51
2700	13,40	12,40	13,18	13,33	12,76	13,98	12,72	13,44	13,84	12,87	12,36
2750	13,44	12,63	12,90	13,23	12,98	14,11	12,94	13,63	13,97	13,12	12,64
2800	13,54	12,51	13,06	13,43	12,90	14,18	12,90	13,62	14,01	13,00	12,47
2850	13,66	12,72	13,09	13,46	13,10	14,30	13,09	13,78	14,13	13,22	12,72
2900	13,74	12,62	13,15	13,64	13,04	14,38	13,07	13,79	14,17	13,12	12,58
2950	13,84	12,67	13,14	13,74	13,11	14,48	13,16	13,87	14,25	13,18	12,63
3000	13,98	12,93	13,39	13,78	13,34	14,60	13,37	14,05	14,38	13,44	12,94
3050	14,11	12,99	13,51	13,91	13,41	14,69	13,46	14,13	14,45	13,50	13,00
3100	14,22	13,23	13,73	13,95	13,62	14,79	13,65	14,29	14,57	13,74	13,28
3150	14,34	13,25	13,81	14,08	13,66	14,87	13,72	14,35	14,63	13,77	13,30
3200	14,43	13,47	14,02	14,12	13,85	14,97	13,89	14,50	14,74	14,00	13,57
3250	14,56	13,50	14,11	14,24	13,90	15,04	13,96	14,56	14,8	14,03	13,59
3300	14,62	13,71	14,29	14,29	14,08	15,12	14,12	14,70	14,89	14,25	13,85
3350	14,72	13,70	14,32	14,38	14,09	15,19	14,16	14,75	14,94	14,25	13,83
3400	14,78	13,98	14,53	14,44	14,32	15,27	14,36	14,91	15,05	14,54	14,18
3450	14,91	13,93	14,54	14,53	14,30	15,33	14,38	14,93	15,08	14,49	14,10
3500	14,87	14,25	14,76	14,56	14,56	15,40	14,59	15,11	15,19	14,82	14,50
3550	14,95	14,30	14,83	14,62	14,61	15,45	14,66	15,17	15,24	14,88	14,57
3600	15,19	14,10	14,76	14,77	14,49	15,51	14,61	15,15	15,25	14,70	14,32
3650	15,29	14,12	14,82	14,85	14,52	15,57	14,67	15,20	15,3	14,73	14,34
3700	15,35	14,23	14,91	14,91	14,62	15,63	14,76	15,28	15,36	14,84	14,47
3750	15,39	14,37	15,03	14,96	14,73	15,69	14,87	15,37	15,43	14,98	14,63
3800	15,43	14,49	15,13	15,01	14,84	15,74	14,97	15,46	15,49	15,12	14,78

3850	15,43	14,70	15,27	15,06	15,01	15,79	15,10	15,57	15,57	15,34	15,05
3900	15,59	14,64	15,27	15,15	14,98	15,84	15,12	15,60	15,6	15,29	14,97
3950	15,45	14,93	15,44	15,17	15,20	15,88	15,28	15,73	15,68	15,58	15,33
4000	15,65	14,84	15,44	15,24	15,15	15,93	15,29	15,74	15,7	15,51	15,22
4050	15,55	15,05	15,56	15,28	15,31	15,96	15,41	15,85	15,77	15,73	15,49
4100	15,70	15,02	15,58	15,34	15,31	16,00	15,44	15,88	15,79	15,71	15,46
4150	15,54	15,23	15,70	15,38	15,47	16,03	15,56	15,98	15,86	15,94	15,73
4200	15,74	15,18	15,71	15,43	15,45	16,07	15,59	16,01	15,88	15,91	15,68
4250	15,83	15,21	15,75	15,48	15,48	16,11	15,64	16,05	15,91	15,94	15,71
4300	15,90	15,25	15,80	15,53	15,52	16,14	15,69	16,10	15,95	16,00	15,77
4350	15,99	15,28	15,84	15,59	15,55	16,18	15,74	16,15	15,98	16,03	15,80
4400	16,06	15,32	15,89	15,64	15,59	16,21	15,79	16,19	16,02	16,09	15,86
4450	16,13	15,36	15,94	15,69	15,63	16,25	15,85	16,24	16,05	16,14	15,91
4500	16,22	15,38	15,98	15,75	15,66	16,28	15,89	16,29	16,08	16,17	15,94

Livros Grátis

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

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

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

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

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