

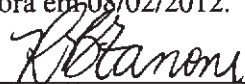
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE
PETRÓLEO

MARCO AURÉLIO RACHID DE ARAÚJO

Análise de Dados de Testes de Formação Frente aos Efeitos de Maré

CAMPINAS, 2012

Este exemplar corresponde à redação
final da dissertação defendida por Marco
Aurélio Rachid de Araújo pela comissão
julgadora em 08/02/2012.



Dra Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE
PETRÓLEO

Análise de Dados de Testes de Formação Frente aos Efeitos de Maré

Autor: Marco Aurélio Rachid de Araújo

Orientadora: Prof. Dra. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo

Área de Concentração: Reservatórios e Gestão

Dissertação apresentada à Comissão de Pós Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2012
São Paulo – Brasil

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

Ar15a Araujo, Marco Aurelio Rachid
 Análise de dados de testes de formação frente aos
 efeitos de maré / Marco Aurelio Rachid de Araujo. --
 Campinas, SP: [s.n.], 2012.

 Orientador: Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno.
 Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de
 Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

 1. Reservatórios. 2. Poços de petróleo - Testes. 3.
 Fourier, transformadas de. 4. Marés - Análise espectral.
 5. Compressibilidade . I. Moreno, Rosângela Barros
 Zanoni Lopes. II. Universidade Estadual de Campinas.
 Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Título em Inglês: Analysis of well test data against tide effects

Palavras-chave em Inglês: Reservoirs, Petroleum wells - Tests, Fourier,
transformed, Seas - Spectral analysis, Compressibility

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno, Osvaldo Vidal
Trevisan, Wellington Campos

Data da defesa: 08-02-2012

Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE
PETRÓLEO

Análise de Dados de Testes de Formação Frente aos Efeitos de Maré

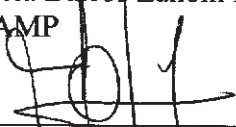
Autor: Marco Aurélio Rachid de Araújo

Orientadora: Prof. Dra. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:



Prof. Dra. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno (Orientadora)
DEP/FEM/UNICAMP



Prof. Dr. Osvair Vidal Trevisan
DEP/FEM/UNICAMP



Prof. Dr. Wellington Campos
Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras

Campinas, 08 de fevereiro de 2012.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, principais formadores do homem que sou.

Dedico também aos mestres que tive o prazer de encontrar, que muito me ensinaram na academia e na vida: Toninho, Ronaldinho, Luiz Augusto, Walmir, Francão, Estevinho, Bismarck...

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Petrobras, através do Sr. Antônio Carlos Decnop Coelho, do Sr. Carlos Eugenio Melro Silva da Ressurreição e da Dra. Solange da Silva Guedes, pela oportunidade e suporte na realização deste trabalho, assim como pela autorização para uso dos dados de testes de formação.

Agradeço à Dra. Rosângela Zanoni, orientadora neste trabalho, que gentilmente cedeu muito do seu precioso tempo para que este trabalho fosse realizado.

Agradeço ao Dr. Wellington Campos, que preciosas idéias ofereceu, foi gentil em auxiliar e sempre solícito para discutir, com rigor científico, os mais variados temas.

Agradeço aos professores da Unicamp, em especial aos doutores Osvaldo Trevisan e Luiz Antunes pela excelência das aulas lecionadas.

Agradeço às pessoas que muito auxiliam na condução dos trabalhos na FEM/DEP: Michelle, Alice, Délcio, Sônia, Giselle, estagiários do laboratório de informática, Fátima...

Agradeço aos colegas que ofereceram prazerosos debates nos corredores da FEM, desporto nas partidas de futebol, boas conversas no refeitório e no Bar dos Amigos.

Agradeço à Livia, maravilhosa companheira, que ofereceu também valiosas sugestões na elaboração deste trabalho.

“Não somos responsáveis apenas pelo que
fazemos, mas também pelo que deixamos de
fazer.”

Molière (Jean-Baptiste Poquelin)

RESUMO

Efeito de maré é o nome dado a um fenômeno observado em dados de pressão registrados em acumulações de fluido, incluindo reservatórios de petróleo, e que tem origem na variação do potencial gravitacional a que as massas estão submetidas. As primeiras citações do efeito de maré observado em reservatórios de petróleo ocorreram em meados da década de setenta e já naquela época mostraram-se a correspondência entre a amplitude do efeito de maré e as características do reservatório. A partir da teoria da poroelasticidade de Maurice Biot, desenvolveram-se métodos utilizando o efeito de maré para cálculo de parâmetros de reservatório, tal como a compressibilidade. A extração seletiva do efeito de maré é etapa importante desses métodos. Ao transformar os sinais do domínio do tempo para o domínio da frequência, a transformada de Fourier apresenta-se como ótimo recurso para esse fim, já que o efeito de maré é um sinal sinusoidal de componentes com períodos bem conhecidos. A extração seletiva de sinais utilizando a transformada de Fourier também pode ser importante para auxiliar a determinação de parâmetros de reservatório a partir do gráfico diagnóstico, já que a presença do efeito de maré pode, eventualmente, impedir ou dificultar a interpretação do teste de formação. Esta dissertação descreve os modelos poroelásticos para cálculo de compressibilidade de reservatórios e mostra a aplicação do filtro com transformada de Fourier para extração do efeito de maré e de ruídos presentes em dados de testes de formação. Três exemplos de dados registrados em testes de formação reais realizados em poços localizados em campos *offshore* são utilizados para extração do efeito de maré e para cálculo de compressibilidade, cujos resultados são comparados com os valores calculados a partir da correlação de Hall. Os resultados mostram ser possível utilizar os modelos poroelásticos para cálculo de compressibilidade do reservatório. A aplicação das técnicas de filtro com transformada de Fourier mostrou robustez para eliminação de ruídos e extração do efeito de maré.

Palavras chave: Efeito de maré, transformada de Fourier, compressibilidade de reservatórios, filtro de sinais, teste de formação.

ABSTRACT

Tide effect is the name given to a phenomenon observed in the pressure data recorded in accumulations of fluid, including petroleum reservoirs, and that originates from the variation of the gravitational potential to which the masses are subjected. Tidal effects have been observed in petroleum reservoirs since the mid-seventies and even then the correspondence between the amplitude of the tidal effect and the characteristics of the reservoir has been cited. From the Maurice Biot poroelastic theory, methods were developed using the tidal effect to calculate reservoir parameters such as compressibility. The selective extraction of the tidal effect is an important phase of these methods. Fourier transform appears as a great resource for this purpose, since the tidal effect is a sinusoidal signal with well-known periods. The selective extraction of signals using the Fourier transform can also be important to assist in the determination of reservoir parameters, since the presence of the tidal effect may prevent or hinder the interpretation of the formation test from the diagnostic plot. This paper describes the poroelastic models to calculate reservoir compressibility and shows the Fourier transform application to extract tidal effect and noises observed in formation evaluation data. Three set of data recorded in real formation tests, performed in offshore wells, were used to extract the tidal effect and to estimate reservoirs compressibility. The results were compared to Hall correlation results. Moreover, poroelastic models results were compared with Hall correlation results. The Fourier transform technique has been successfully used to extract the tidal effect. Simulated pressure data were also used, which showed leakage complicating. The results show that it is possible to use the poroelastic models to calculate reservoir compressibility. The examples shown that Fourier transform techniques are robust to noise removal and tidal effect extraction.

Key words: Tide effect, Fourier transform, reservoir compressibility, signal processing, formation test.

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA.....	V
AGRADECIMENTOS	VII
RESUMO	XI
ABSTRACT	XIII
SUMÁRIO.....	XV
LISTA DE FIGURAS	XVII
LISTA DE TABELAS	XXI
LISTA DE NOMENCLATURAS.....	XXIII
1 INTRODUÇÃO E JUSTIFICATIVA.....	31
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	37
3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E METODOLOGIA.....	43
3.1 Modelos para Geração de Dados Simulados de Testes de Formação	43
3.1.1 Escoamento Radial Infinito	45
3.1.2 Escoamento Radial Composto.....	48
3.1.3 Poço Próximo à Falha Selante	52
3.1.4 Poço Próximo a Linha de Manutenção de Pressão.....	53
3.2 Modelo Matemático para o Efeito da Maré.....	55
3.3 Filtros para Separação do Efeito de Maré de Dados de Pressão	58
3.3.1 Transformada de Fourier	59
3.3.2 Funções de Corte	69
3.4 Compressibilidade	69
3.5 Modelo Poroelástico.....	77
3.6 Modelos para Cálculo de Compressibilidade a Partir de Dados de Testes de Formação com Efeito de Maré.....	84
3.6.1 Método da Variação da Pressão de Sobrecarga.....	85
3.6.2 Método da Deformação do Reservatório.....	87
4 APLICAÇÕES	91
4.1 Modelos Utilizados.....	91
4.1.1 Escoamento Radial	92
4.1.2 Escoamento Radial Composto.....	99
4.1.3 Escoamento Radial Alcançando uma Falha Selante.....	103
4.1.4 Escoamento Radial Alcançando uma Linha de Manutenção de Pressão	106
4.2 Dados Adquiridos em Testes de Formações.....	109
4.2.1 Teste 1-DEP-001	109
4.2.2 Teste 1-DEP-004	115
4.2.3 Teste 1-DEP-005	121
5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	127
6 BIBLIOGRAFIA	129
7 ANEXOS	135
7.1 Cálculo de compressibilidade segundo os métodos apresentados no Item 3.6 ...	135
7.2 Constantes e unidades.....	137

7.3	Algoritmo no MATLAB para filtro de sinais diversos	138
-----	--	-----

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Flutuação nos registros de pressão de poros devido ao efeito de maré em teste de formação (TFR-01 do poço 1-DEP-001).....	33
Figura 3.1: Pressão e derivada num gráfico log-log para escoamento radial. Utilizado o ponto como separador decimal.	48
Figura 3.2: Modelo de escoamento radial composto visto em planta e em perfil.	49
Figura 3.3: Pressão e derivada num gráfico log-log para escoamento radial composto ($M = 2$). Utilizado o ponto como separador decimal.	51
Figura 3.4: Linhas de escoamento com poço próximo a falha selante.	52
Figura 3.5: Pressão e derivada num gráfico log-log para escoamento radial com falha selante. Utilizado o ponto como separador decimal.	53
Figura 3.6: Modelo de escoamento com poço próximo a linha de manutenção de pressão (PERES, 2008).	54
Figura 3.7: Pressão e derivada num gráfico log-log para reservatório com manutenção de pressão. Utilizado o ponto como separador decimal.	55
Figura 3.8: Representação esquemática da Lei da Gravitação Universal.....	56
Figura 3.9: Representação esquemática da aplicação do filtro com transformada de Fourier (adaptado de CERQUEIRA et al., 2000). Nos gráficos, utilizado o ponto como separador decimal.	61
Figura 3.10: Esquema de composição do vetor de dados para eliminar a descontinuidade entre o primeiro e o último elemento (adaptado de CERQUEIRA et al., 2000).	63
Figura 3.11: Exemplo de <i>aliasing</i> (adaptado de PATA, 2011). Utilizado o ponto como separador decimal.	64
Figura 3.12: Problema de <i>leakage</i> provocando uma distorção no espectro de frequências na Ilustração “b” (quando comparado ao espectro apresentado na Ilustração “a”). Utilizado o ponto como separador decimal.	65
Figura 3.13: Problema de <i>leakage</i> não provocando distorção na Ilustração “b” (quando comparado ao espectro apresentado na Ilustração “a”). Utilizado o ponto como separador decimal.	66
Figura 3.14: Problema de <i>picket-fence</i> provocando distorção na Ilustração “b” (se comparado ao espectro apresentado na Ilustração “a”). Utilizado o ponto como separador decimal.	68
Figura 3.15: Compressibilidade efetiva de arenitos e carbonatos (extraída de HALL, 1953).	71
Figura 3.16: Ilustração do aparato utilizado por Hall (1953) para medição de compressibilidade efetiva (extraído de Hall, 1953).	72
Figura 3.17: Compressibilidade da formação de amostras de arenitos portadores de óleo (extraído de HALL, 1953).	74
Figura 3.18: Compressibilidade efetiva de amostras a 75% da pressão litostática versus porosidade inicial para calcários consolidados e para arenitos consolidados (NEWMAN, 1973. Extraído de ROSA, 2006).	75
Figura 3.19: Compressibilidade efetiva de amostras a 75% da pressão litostática versus porosidade inicial para arenitos friáveis e para arenitos não consolidados (NEWMAN, 1973. Extraído de ROSA, 2006).	76

Figura 3.20: Reservatório confinado: no detalhe, carregamentos laterais e verticais e pressão de poros.....	78
Figura 3.21: Flutuação nos registros de pressão de poros devido ao efeito de maré em teste de formação. (fonte: TFR01 do poço 1-DEP-001).	80
Figura 3.22: Esquema ilustrativo das alterações de sobrecarga segundo consideração do Método da Variação da Pressão de Sobrecarga.....	85
Figura 4.1: Sinal com dois componentes sinusoidais (Ilustração “a”) e transformado do tempo para a frequência (Ilustração “b”). Utilizado o ponto como separador decimal.	92
Figura 4.2: Sinal integral exponencial (Ilustração “a”) e transformado do tempo para a frequência (Ilustração “b”). Utilizado o ponto como separador decimal.....	93
Figura 4.3: Soma das funções integral exponencial e sinusoidal (Ilustração “a”) e transformada do tempo para a frequência (Ilustração “b”). Utilizado o ponto como separador decimal.	95
Figura 4.4: Gráfico diagnóstico de um teste de crescimento de pressão (reservatório homogêneo infinito). Utilizado o ponto como separador decimal.	96
Figura 4.5: Derivada da variação de pressão de um escoamento radial infinito no domínio da frequência. Utilizado o ponto como separador decimal.....	97
Figura 4.6: Gráfico diagnóstico de um teste de crescimento de pressão (reservatório homogêneo infinito).	97
Figura 4.7: Transformada do tempo para a frequência (Ilustração “b”). Utilizado o ponto como separador decimal.	98
Figura 4.8: Aplicado filtro passa baixa em sinal de reservatório infinito com efeito de maré. Utilizado o ponto como separador decimal.....	98
Figura 4.9: Sinal após filtro das frequências características do efeito de maré. Utilizado o ponto como separador decimal.....	99
Figura 4.10: Sinal de reservatório com escoamento radial composto.....	100
Figura 4.11: Espectro de frequências do sinal de reservatório com escoamento radial composto. Utilizado o ponto como separador decimal.....	100
Figura 4.12: Sinal de reservatório com escoamento radial composto após filtro das frequências diferentes de zero.	101
Figura 4.13: Sinal de reservatório com escoamento radial composto com presença de maré (Ilustração “a”), espectro de frequências (“b”) e Sinal após filtro das frequências características do efeito de maré (“c”). Utilizado o ponto como separador decimal.....	102
Figura 4.14: Sinal de reservatório com escoamento radial alcançando uma falha selante.	103
Figura 4.15: Espectro de frequências de sinal de reservatório com escoamento radial alcançando uma falha selante. Utilizado o ponto como separador decimal.....	104
Figura 4.16: Sinal de reservatório com escoamento radial alcançando uma falha selante após filtro das frequências diferentes de zero.	104
Figura 4.17: Sinal de reservatório com escoamento radial alcançando uma falha selante e com presença de maré.....	105
Figura 4.18: Espectro de frequências de sinal de reservatório com escoamento radial alcançando uma falha selante e com presença de maré (Ilustração “a”) e Sinal após filtro das frequências características do efeito de maré (“b”). Utilizado o ponto como separador decimal.....	106
Figura 4.19: Sinal de reservatório com escoamento radial alcançando uma linha de manutenção de pressão.....	107
Figura 4.20: Espectro de frequências de sinal de reservatório com escoamento radial alcançando uma linha de manutenção de pressão (Ilustração “a”) e Sinal após filtro das frequências diferentes de zero (“b”). Utilizado o ponto como separador decimal.....	108

Figura 4.21: Dados de pressão registrados no TFR01 do poço 1-DEP-001. Utilizado o ponto como separador decimal.	109
Figura 4.22: Derivada da variação de pressão do primeiro período de estática do TFR001 do poço 1-DEP-001 (Ilustração “a”) e espectro de frequências (“b”). Utilizado o ponto como separador decimal.	110
Figura 4.23: Derivada da variação de pressão do primeiro período de estática do TFR01 do poço 1-DEP-001 após filtro das frequências diferentes de zero.	111
Figura 4.24: Dados de pressão do primeiro período de estática do TFR01 do poço 1-DEP-001 excluídos os ruídos e o efeito de maré. Utilizado o ponto como separador decimal.....	112
Figura 4.25: Sinal atribuído ao efeito de maré (pontos azuis) e tendência da amplitude do sinal (distância entre linhas negras).	112
Figura 4.26: Alturas das marés do Porto de Angra dos Reis durante o TFR01 do poço 1-DEP-001 (fonte: www.mar.mil.br). Utilizado o ponto como separador decimal.....	113
Figura 4.27: Sinal atribuído ao efeito de maré (pontos azuis) e tendência da amplitude do sinal (distância entre linhas negras).	114
Figura 4.28: Dados de pressão registrados no TFR01 do Poço 1-DEP-004. Utilizado o ponto como separador decimal.	115
Figura 4.29: Derivada da variação de pressão do primeiro período de estática do TFR001 do poço 1-DEP-004.	116
Figura 4.30: Espectro de frequências da derivada da variação de pressão do primeiro período de estática do TFR001 do poço 1-DEP-004. Utilizado o ponto como separador decimal.....	116
Figura 4.31: Derivada da variação de pressão do primeiro período de estática do TFR01 do poço 1-DEP-004 após filtro das frequências diferentes de zero.	117
Figura 4.32: Dados de pressão do primeiro período de estática do TFR01 do poço 1-DEP-004 excluídos os ruídos e o efeito de maré. Utilizado o ponto como separador decimal.....	118
Figura 4.33: Sinal atribuído ao efeito de maré.	118
Figura 4.34: Registros de pressão no fundo do mar durante o TFR01 do poço 1-DEP-004.....	119
Figura 4.35: Detalhe dos registros de pressão no fundo do mar durante o TFR01 do poço 1-DEP-004.	120
Figura 4.36: Em vermelho, alturas das marés do Porto de Angra dos Reis durante a realização do TFR01 do poço 1-DEP-004 (fonte: www.mar.mil.br). Em azul, registros de pressão no fundo do mar.	121
Figura 4.37: Dados de pressão registrados no TFR01 do poço 1-DEP-005. Utilizado o ponto como separador decimal.	122
Figura 4.38: Dados de pressão registrados no segundo período de estática TFR01 do poço 1-DEP-005. Utilizado o ponto como separador decimal.	122
Figura 4.39: Detalhe dos dados de pressão registrados no primeiro período de estática do TFR01 do poço 1-DEP-005. Utilizado o ponto como separador decimal.	123
Figura 4.40: Espectro de frequências da pressão do primeiro período de estática do TFR001 do poço 1-DEP-005. Utilizado o ponto como separador decimal.	124
Figura 4.41: Dados de pressão do primeiro período de estática do TFR01 do poço 1-DEP-005 (pontos vermelhos) e dados após filtro das frequências diferentes de zero (pontos azuis). Utilizado o ponto como separador decimal.	124
Figura 4.42: Alturas das marés da Barra de Paranaguá, Canal da Galheta, Estado do Paraná durante a realização do TFR01 do poço 1-DEP-005 (fonte: www.mar.mil.br).	125

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1: Principais constantes harmônicas da maré astronômica (adaptado de REBORDÃO, 2008).....	57
Tabela 3.2: Correspondência entre símbolos (adaptado de BRACEWELL, 2000).	62
Tabela 4.1: Comparação entre os valores de c_i calculados.....	126
Tabela 7.1: Resultados dos cálculos de c_i	137
Tabela 7.2: Constantes para Adequação de Unidades aos Sistemas de Medidas (adaptado de ROSA, 2006).	137
Tabela 7.3: Sistemas de Unidades de Medidas (adaptado de ROSA, 2006).....	138

LISTA DE NOMENCLATURAS

FFT – Sigla da expressão *transformada rápida de Fourier* na língua inglesa;

PDG – Sigla da expressão *registradores permanentes de pressão* na língua inglesa;

TFR – Sigla da expressão *teste de formação a poço revestido*;

A_n amplitude da variação da força gravitacional da componente n
[$massa \times comprimento \times tempo^{-2}$];

c compressibilidade isotérmica [$massa^{-1} \times comprimento \times tempo^2$];

C módulo elástico do material bifásico [$massa^{-1} \times comprimento \times tempo^2$];

c_{fr} compressibilidade do arcabouço sólido (*framework compressibility*)
[$massa^{-1} \times comprimento \times tempo^2$];

c_g compressibilidade do gás [$massa^{-1} \times comprimento \times tempo^2$];

c_L compressibilidade do fluido [$massa^{-1} \times comprimento \times tempo^2$];

c_o compressibilidade do óleo [$massa^{-1} \times comprimento \times tempo^2$];

c_p compressibilidade de poros [$massa^{-1} \times comprimento \times tempo^2$];

c_{pc} compressibilidade quando a pressão de confinamento é perturbada e a pressão de poros é fixa [$massa^{-1} \times comprimento \times tempo^2$];

c_{pp} compressibilidade quando a pressão de poros é perturbada e a pressão de confinamento é fixa [$massa^{-1} \times comprimento \times tempo^2$];

c_s compressibilidade da matriz da rocha [$massa^{-1} \times comprimento \times tempo^2$];

c_t compressibilidade total [$massa^{-1} \times comprimento \times tempo^2$];

c_u	compressibilidade uniaxial $[massa^{-1} \times comprimento \times tempo^2]$;
c_w	compressibilidade da água $[massa^{-1} \times comprimento \times tempo^2]$;
d	distância do poço a uma linha com manutenção de pressão $[comprimento]$;
dP	variação de pressão $[massa \times comprimento^{-1} \times tempo^{-2}]$;
dV	variação no volume V_o sob uma mudança de pressão dP $[comprimento^3]$;
E	módulo de elasticidade (ou módulo de Young) $[massa \times comprimento^{-1} \times tempo^{-2}]$;
E_i	função integral exponencial;
F	razão de estocagem;
$f(t)$	sinal original;
$F(s)$	transformada de Fourier de $f(t)$;
\vec{F}_1	força no corpo de massa m_1 $[massa \times comprimento \times tempo^{-2}]$;
\vec{F}_2	força no corpo de massa m_2 $[massa \times comprimento \times tempo^{-2}]$;
g	aceleração gravitacional na superfície da terra $[comprimento \times tempo^{-2}]$;
G	constante gravitacional universal $[comprimento^3 \times massa^{-1} \times tempo^{-2}]$;
G_L	constante de Lamé, também chamada de módulo de elasticidade transversal $[massa \times comprimento^{-1} \times tempo^{-2}]$;
g_n	fase do componente n obtida a partir de argumentos astronômicos;
$G(s)$	transformada de Fourier de $g(t)$;
$g(t)$	sinal original;
h	espessura porosa $[comprimento]$;
\bar{h}	primeiro parâmetro viscoelástico da terra, também conhecido como Número de Love (<i>Love Number</i>);

- $h(t)$ função de corte;
- $H(s)$ transformada de Fourier da função de corte $h(t)$;
- k permeabilidade [comprimento^2];
- K módulo de elasticidade volumétrico [$\text{massa} \times \text{comprimento}^{-1} \times \text{tempo}^{-2}$],
- K_{fr} módulo de elasticidade volumétrico do arcabouço sólido [$\text{massa} \times \text{comprimento}^{-1} \times \text{tempo}^{-2}$];
- K_L módulo de elasticidade volumétrico do líquido [$\text{massa} \times \text{comprimento}^{-1} \times \text{tempo}^{-2}$];
- K_p módulo de elasticidade volumétrico de poros [$\text{massa} \times \text{comprimento}^{-1} \times \text{tempo}^{-2}$];
- K_s módulo de elasticidade volumétrico dos grãos (ou matriz) da rocha [$\text{massa} \times \text{comprimento}^{-1} \times \text{tempo}^{-2}$];
- ℓ razão entre a compressibilidade da matriz da rocha e a compressibilidade total da rocha;
- \bar{l} segundo parâmetro viscoelástico da terra e conhecido como Número de Love (*Love Number*);
- L distância do poço à falha selante [comprimento];
- M razão de mobilidade;
- M_b módulo elástico do material bifásico [$\text{massa}^{-1} \times \text{comprimento} \times \text{tempo}^2$];
- m_1 e m_2 massas 1 e 2 [massa];
- N número de registros;
- P pressão [$\text{massa} \times \text{comprimento}^{-1} \times \text{tempo}^{-2}$];
- p_c pressão de confinamento [$\text{massa} \times \text{comprimento}^{-1} \times \text{tempo}^{-2}$];
- P_D pressão adimensional;

P_i	pressão inicial $[massa \times comprimento^{-1} \times tempo^{-2}]$;
p_p	pressão de poros $[massa \times comprimento^{-1} \times tempo^{-2}]$;
$\Delta p_{p,g}$	mudança incremental da pressão de poros devido à expansão da terra $[massa \times comprimento^{-1} \times tempo^{-2}]$;
p_{tide}	pressão no fundo do oceano $[massa \times comprimento^{-1} \times tempo^{-2}]$;
P_0	pressão inicial $[massa \times comprimento^{-1} \times tempo^{-2}]$;
P_{wD}	pressão adimensional no poço;
P_{wDs}	pressão adimensional no poço durante o período de estática;
p^*	pressão externa $[massa \times comprimento^{-1} \times tempo^{-2}]$;
q_{Dj}	vazão adimensional;
q_j	vazão $[comprimento^3 \times tempo^{-1}]$;
q_{ref}	vazão de referência $[comprimento^3 \times tempo^{-1}]$;
q_w	vazão no fundo do poço $[comprimento^3 \times tempo^{-1}]$;
r	coordenada radial;
\hat{r}	vetor unitário;
r_D	raio adimensional;
R_D	distância adimensional;
r_w	raio do poço $[comprimento]$;
r_o	raio médio da terra $[comprimento]$;
s	frequência;
S_g	saturação de gás;

S_o	saturação de óleo;
S_w	saturação de água;
s_x	freqüência de x;
t	tempo [<i>tempo</i>];
t_D	tempo adimensional;
TE	eficiência de transmissão;
Δt_{eD}	tempo equivalente adimensional;
t_{pD}	tempo de produção adimensional;
u_r	velocidade radial [<i>comprimento</i> \times <i>tempo</i> ⁻¹];
ν	número de ciclos;
V_p	volume poroso [<i>comprimento</i> ³];
V_t	volume total [<i>comprimento</i> ³];
V_0	volume inicial [<i>comprimento</i> ³];
W_2	componente de segunda ordem (ou componente principal) do diferencial potencial gravitacional;
$x(t)$	sinal sinusoidal;
y	Altura da maré [<i>comprimento</i> ³];
α	constante de Biot;
α_p e α_t	constantes para adequação de unidades;
β	compressibilidade [<i>massa</i> ⁻¹ \times <i>comprimento</i> \times <i>tempo</i> ²];
$\partial P/\partial r$	gradiente de pressão [<i>massa</i> \times <i>comprimento</i> ⁻² \times <i>tempo</i> ⁻²];
$\varepsilon_x, \varepsilon_y, \varepsilon_z$	deformações normais;

- ε_v deformação volumétrica;
- ϕ porosidade;
- γ constante de Euler;
- γ_{xy} , γ_{xz} e γ_{yz} deformações cisalhantes;
- $\eta(t)$ somatório das variações das forças gravitacionais
 $[massa \times comprimento \times tempo^{-2}]$;
- λ constante de Lamé $[massa \times comprimento^{-1} \times tempo^{-2}]$;
- μ viscosidade $[massa \times comprimento^{-1} \times tempo^{-1}]$;
- θ expansão total do reservatório;
- ρ massa específica do fluido na pressão P $[massa \times comprimento^{-3}]$;
- ρ_0 massa específica do fluido na pressão P_0 $[massa \times comprimento^{-3}]$;
- σ tensor das tensões $[massa \times comprimento^{-1} \times tempo^{-2}]$;
- σ' tensão efetiva $[massa \times comprimento^{-1} \times tempo^{-2}]$;
- σ_h tensão horizontal mínima $[massa \times comprimento^{-1} \times tempo^{-2}]$;
- σ_H tensão horizontal máxima $[massa \times comprimento^{-1} \times tempo^{-2}]$;
- σ_n velocidade angular da componente n ;
- σ_v tensão de sobrecarga $[massa \times comprimento^{-1} \times tempo^{-2}]$;
- σ_x , σ_y e σ_z componentes normais do vetor tensão σ
 $[massa \times comprimento^{-1} \times tempo^{-2}]$;
- τ_{xy} , τ_{xz} e τ_{yz} tensões de cisalhamento $[massa \times comprimento^{-1} \times tempo^{-2}]$;
- ν coeficiente de Poisson da rocha;
- ν_{fr} coeficiente de Poisson do arcabouço sólido;

ζ deformação volumétrica do fluido em relação ao sólido, ou variação do conteúdo de fluido;

(Γ^{-1}) transformada de Fourier inversa;

(Γ) transformada de Fourier.

1 INTRODUÇÃO E JUSTIFICATIVA

É um aspecto muitas vezes pitoresco serem observadas perturbações na pressão de poros de reservatórios de petróleo devido à variação da força gravitacional do Sol e da Lua, a exemplo do que acontece com o nível dos mares facilmente observado nas praias. Apesar de algumas vezes gracioso, esse fenômeno pode interferir na interpretação dos dados de testes de formação. Ele aparece como uma onda de pequeníssima amplitude no gráfico de pressão. Apesar da pequena amplitude, a oscilação impede, em muitos casos, o uso do gráfico diagnóstico, introduzindo um sério problema de análise e interpretação de dados, criando uma necessidade de filtração desta onda.

Já nas primeiras civilizações surgidas na Crescente Fértil¹, os estudos da influência do Sol e da Lua nos destinos dos seres humanos atraíam as melhores mentes. Os médicos empregavam até o século XX o termo lunático para designar as pessoas que sofriam de doenças mentais. Como o Sol podia moldar as estações do ano e a Lua podia determinar as altas marés e moldar o calendário, por que todas essas forças tão poderosas não poderiam também moldar os destinos dos seres humanos? Hoje em dia a influência dos astros nos fenômenos humanos é repudiada nos círculos intelectuais (BLAINEY, 2009). Esses astros, porém, reconhecidamente influenciam diversos fenômenos naturais, tais como as estações do ano e as marés.

Diferentemente dos antigos que acreditavam que era obra de Poseidon², hoje se sabe que a maré observada nos oceanos acontece devido a fenômenos naturais. A Lei da Gravitação Universal, formulada por Isaac Newton no início do século XVII, fornece a explicação para sua ocorrência.

A Lei da Gravitação Universal diz que dois objetos quaisquer se atraem por meio de uma força proporcional ao produto das massas desses objetos e inversamente proporcional ao quadrado da distância que há entre eles. As rotas seguidas pelos astros e planetas, a destacar a Lua e a Terra, promovem uma variação cíclica na força gravitacional entre esses corpos em

¹ Região que vai do baixo rio Nilo até o golfo Pérsico, ao norte do deserto Sírio, passando pelas terras irrigadas pelos rios Eufrates e Tigre.

² Deus supremo do mar, segundo a mitologia grega.

função da variação da distância entre eles. Essa variação na força gravitacional gera um estado de tensão na superfície da Terra que induz a sua deformação radial. É possível esperar, portanto, que a maré não aconteça apenas nos mares e oceanos, mas também na terra e em qualquer outra massa sob influência de outra. Instrumentado apenas pela sua visão, porém, a maré na terra é de difícil ou impossível percepção para o ser humano.

Para a mais precisa e segura execução de suas atividades, o ser humano desenvolve ferramentas de medição desde a primeira civilização surgida no Vale do Indo (3000-1500 a.C.). Arqueólogos encontraram um elaborado sistema de pesos e medidas naquela região (BABER, 1996). Porém, foi com o desenvolvimento de sistemas eletrônicos que no século XX se tornou possível a fabricação de ferramentas com grande salto de precisão. Isso pode ser observado em instrumentos de medição de pressão hidrostática de fluidos utilizados em testes de formação.

Com a utilização de registradores de pressão cada vez mais precisos e o auxílio de visualizadores de dados mais poderosos, é possível perceber, de forma cada vez mais nítida, a presença de sinais oscilatórios de baixa amplitude nos dados de pressão de poros registrados em testes de formação de reservatórios de petróleo. Observa-se nesses dados uma flutuação periódica característica da variação cíclica da força gravitacional (vide Figura 1.1), o que sugere que o reservatório de petróleo sofre influência do Sol e da Lua. Essa flutuação periódica nos dados de pressão devida à variação da força gravitacional é chamada efeito da maré gravitacional, ou simplesmente efeito da maré.

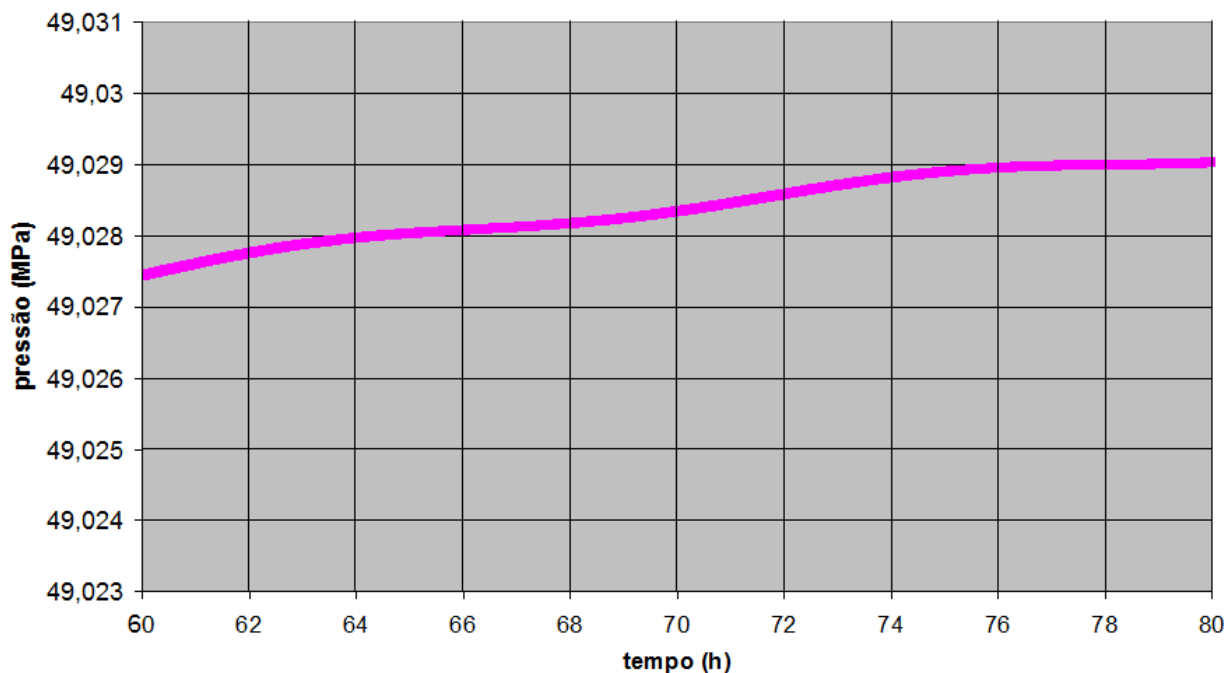


Figura 1.1: Flutuação nos registros de pressão de poros devido ao efeito de maré em teste de formação (TFR-01 do poço 1-DEP-001).

Testes de formação são procedimentos utilizados pela área de exploração e produção da indústria de petróleo para a determinação de diferentes parâmetros de reservatório e de poço, com o objetivo final de reduzir custos e riscos de investimentos para a extração do petróleo. São procedimentos que envolvem recursos da ordem de dezenas de milhares de dólares, em geral quando a operação é realizada em poços situados no continente, até recursos da ordem de alguns milhões de dólares em algumas operações *off-shore*, a depender também de outros fatores, como tempo de teste e características do reservatório de petróleo. A presença do efeito da maré nos dados registrados pode dificultar a interpretação dos testes de formação, sendo indesejado e considerado como um ruído. Neste caso, torna-se desejável filtrar os dados de modo a remover o sinal da maré. Por outro lado, o sinal da maré registrado na pressão de poros é uma resposta do sistema poroso a uma perturbação causada pelos astros e, uma vez filtrado e separado, este sinal também pode ser analisado para a obtenção de parâmetros poroelásticos de reservatório (CAMPOS, 2006).

As décadas de setenta e oitenta testemunharam o desenvolvimento das principais técnicas de interpretação de testes de formação, tais como o método semi-log, o método de Horner e o método da derivada da pressão (GRINGARTEN, 2006). Os maiores avanços percebidos nos dias atuais são relativos ao uso de instrumentação mais moderna na realização do teste e na

interpretação dos dados registrados e à melhoria na integração da disciplina de análise de testes com outras ciências, tais como petrofísica e geofísica. A geomecânica, disciplina necessária no entendimento da relação entre a perturbação causada pela variação do potencial gravitacional e a resposta registrada na pressão de poros, aparece como área em potencial para maior integração.

Percebendo-se a ocorrência do efeito da maré (*tide effect*, em inglês) nos dados de diversos testes de formação realizados pela Petrobras, destacadamente no pré-sal da Bacia de Santos³, e com a disposição de integrar ainda mais as disciplinas envolvidas nas avaliações dos reservatórios de petróleo, sentiu-se a necessidade de se estudar um pouco mais o assunto do efeito da maré com o objetivo de agregar valor à disciplina de interpretação de testes de formações. Este é o objetivo e a motivação para este trabalho.

No Capítulo 2 são sucintamente revisadas as referências, cujos conteúdos são de interesse para os temas abordados nesta dissertação. Ainda neste capítulo, são abordadas a percepção do efeito da maré em reservatórios de água e em reservatórios de hidrocarbonetos, a determinação de compressibilidades de interesse no estudo de engenharia de petróleo, o desenvolvimento dos estudos poroelásticos e o uso de rotinas para a extração do efeito de maré dos dados de testes de formação.

No Capítulo 3 são fundamentadas as teorias referentes aos modelos e métodos utilizados neste estudo. No Item 3.1 é descrita a formulação para a geração dos dados de pressão de diferentes modelos de reservatórios. No Item 3.2 são descritas a maré astronômica e sua formulação matemática. No Item 3.3 é descrito um método de extração de sinais periódicos utilizando transformada de Fourier, útil no tratamento de dados com efeito de maré. No Item 3.4 são descritas as diferentes compressibilidades de interesse no estudo de engenharia de reservatórios e métodos para suas determinações. No Item 3.5 é descrito o modelo poroelástico, cujo conhecimento é essencial para o entendimento dos carregamentos a que o reservatório de hidrocarbonetos está submetido. No Item 3.6 são descritos os modelos para cálculo de compressibilidade de reservatórios a partir de dados com efeito de maré.

³ Bacia de Santos: Região situada a sudeste da margem continental brasileira, abrangendo os litorais dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina.

No Capítulo 4 são demonstradas aplicações dos procedimentos apresentados no Capítulo 3, sendo utilizados dados gerados a partir dos modelos descritos nos Itens 3.1 e 3.2, dados disponíveis em livros e dados registrados em testes de formação reais.

No Capítulo 5 são destacadas algumas conclusões obtidas durante o estudo apresentado nesta dissertação e sugeridos estudos complementares.

No Capítulo 6 é apresentada a bibliografia citada nesta dissertação.

E finalmente, são incluídos os anexos, que trazem as memórias de cálculo para determinação de compressibilidades citadas no Capítulo 4, uma tabela com constantes referidas no Capítulo 4 e um algoritmo utilizado como filtro de sinais com componentes periódicas em linguagem MATLAB (MATrix LABoratory).

Foi utilizada a vírgula como separador de decimal nos numerais apresentados nesta dissertação, exceto quando mencionado diferente.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O primeiro registro do efeito da variação gravitacional entre o sol, a lua e a terra (ou efeito de maré) numa acumulação de fluidos foi realizado numa mina de carvão inundada na cidade de Duchcov, atual República Tcheca, em 1879 (KLONNE, 1880). Esse tipo de registro foi recorrente em minas e poços de água onde o nível de água podia ser facilmente detectado e medido, a exemplo do reportado por Melchior (1966), Bredhoeft (1967) e Robinson & Bell (1971). As primeiras citações do fenômeno de maré observado em reservatórios de petróleo ocorreram em meados da década de setenta, quando registradores mais sensíveis (cristal e quartzo) foram desenvolvidos. Strobel et al. (1976) e Arditty et al. (1978) observaram o efeito de maré em dados de pressão registrados em poços observadores de testes de interferência em reservatórios de petróleo. Hemala & Balnaves (1986) citaram que os principais desenvolvimentos e entendimentos do fenômeno e as iniciativas para aplicação de técnicas de análise estavam na hidrologia e profetizavam que o efeito de maré seria observado e registrado mais frequentemente em testes de poços de petróleo, o que realmente vem acontecendo. Isto se deve à utilização atual de instrumentação mais avançada que a usada naquela época.

Observado o efeito da maré, alguns autores foram motivados a extrair esse sinal para uma melhor interpretação dos seus dados. Witherspoon et al. (1978) extraíram o efeito da maré para melhor interpretação do teste de interferência de dois reservatórios geotérmicos. Eles utilizaram regressão não-linear, considerando os pontos onde a amplitude devido ao efeito de maré era zero, para extrair dos dados a tendência média. Cortes (1997) desenvolveu curvas-tipo para a interpretação de testes com presença de efeito de maré, o que dispensaria, em certos casos, a extração do efeito de maré para a interpretação de testes de formação.

Bredhoeft (1967) mostrou pioneiramente existir correspondência entre as características da formação e dos fluidos contidos nela e a amplitude do efeito de maré, o que motivaria a extração do efeito de maré para o cálculo, a partir dele, de parâmetros poroelásticos de reservatórios. Os trabalhos de Biot (1941) e Geertsma (1956), que desenvolveram analiticamente as equações para poroelasticidade descrevendo a mudança no volume causada pela variação de

tensão externa ou na pressão de poros, possibilitaram que autores como Bodvarsson (1970), Arditty et al. (1978), Hanson (1979), Van der Kamp & Gale (1983) e Rojstaczer & Agnew (1989) propusessem metodologias, muitas vezes complementares, para cálculos desses parâmetros.

Existem dois diferentes entendimentos sobre como atuam os mecanismos promotores da variação de pressão do reservatório devido ao efeito da maré. Alguns autores, como Hemala & Balnaves (1986), Furnes et al. (1991), Dean et al. (1994), Aase et al. (1995) e Netland et al. (1996), entendem que as variações nas espessuras das camadas de ar (atmosfera), chamada maré da atmosfera, do oceano (ou lençol freático), chamada maré do mar, e do maciço rochoso (litosfera), chamada maré da terra, todas devido à variação da força gravitacional, atuam variando a pressão de sobrecarga (*overburden*) nos reservatórios. Essa é uma consideração do método aqui chamado de método da variação da pressão de sobrecarga, a ser discutido no Item 3.6.1 do Capítulo 3, para cálculo de parâmetros poroelásticos de reservatório. Hemala & Balnaves (1986) consideram que analisar os efeitos da maré da terra e da atmosfera é muito mais complexo que analisar a maré do oceano devido à menor ordem de grandeza daqueles, com conseqüente dificuldade de medição, e superposição de diferentes processos com magnitude similar. Segundo eles, aplicar e explorar o efeito de maré do oceano poderia ser útil e produtivo, já que esse efeito é de simples, relativamente curta (aproximadamente 16 horas) e exequível medição, diferente da medição da maré da terra e da maré barométrica. Aase et al. (1995) afirmam que o efeito da maré da terra (variação na espessura da litosfera) seria desprezível se comparado ao efeito da maré do oceano (variação da espessura do oceano). Segundo eles, mudanças climáticas, além da variação da força gravitacional, também poderiam modificar a pressão de sobrecarga no reservatório pela significativa influência no nível do oceano. Não é possível, hoje, prever-se com a desejada exatidão essas mudanças climáticas e, por isso, registrar a pressão no fundo do oceano durante o teste de formação seria um requisito para se obter as mudanças na pressão de sobrecarga atuando no reservatório. Furnes et al. (1991) mostraram que há dependência entre a magnitude da mudança na maré do oceano e o efeito nos dados de pressão, o que permitiria dizer que um é conseqüência do outro. Porém, uma relação estatística, por mais forte e sugestiva que seja, nunca pode estabelecer uma conexão causal (KENDALL & STUART, 1961 apud GUJARATI & PORTES, 2011). Outros autores, como Arditty et al. (1978), entendem que a deformação radial sentida pelo globo terrestre devido à variação da força gravitacional teria seu equivalente no reservatório, alterando assim o volume deste e a pressão

dos fluidos ali confinados. Essa é uma consideração do método aqui chamado de método da deformação do reservatório, a ser discutido no Item 3.6.2, para cálculo de parâmetros poroelásticos de reservatório. Alguns autores, como Chang & Firoozabadi (1999), postulam que os fenômenos de aumento da pressão de sobrecarga e deformação do globo terrestre podem atuar concomitantemente, apesar de Chang & Firoozabadi (1999) citarem que o primeiro é de muito menor relevância para a variação de pressão do reservatório. Não é difícil provar que a flutuação da pressão do reservatório devido ao efeito da maré não ocorre por comunicação hidráulica entre o reservatório e o oceano.

Para extrair o efeito de maré dos dados de pressão registrados em testes de formação de petróleo, na tentativa de calcular compressibilidade total de reservatório a partir do efeito de maré, Arditty et al. (1978) utilizaram a Transformada Rápida de Fourier (*Fast Fourier Transform*). Para o cálculo da compressibilidade efetiva da formação, Hanson (1979) utilizou, em dados de pressão registrados em poços geotérmicos, um filtro apropriado do tipo passa-alta para eliminar ruídos indesejados. Ele extraiu o efeito de maré ajustando os dados de pressão aos principais harmônicos (O1, K1, N2, M2 e S2) do sinal de maré. Dean et al. (1994) demonstraram como dados com efeito de maré, adquiridos de PDG⁴ instalados em poços de petróleo, podem ser utilizados para calcular a compressibilidade efetiva *in situ* de rochas reservatórios e monitorar sua variação durante a vida do reservatório. Para extrair o efeito de maré, eles utilizaram um modelo numérico ajustado do reservatório Chalk, no Mar do Norte.

Hemala & Balnaves (1986) concluíram que o efeito da maré pode ser significativamente atenuado devido ao efeito de estocagem no poço em caso de reservatório de baixa permeabilidade. Essa atenuação viria acompanhada de um atraso (*time lag*) no registro do efeito da maré com relação à variação gravitacional que o gera.

Netland et al. (1996) apresentaram um modelo baseado na teoria da poroelasticidade de Biot considerando a dureza do arcabouço (ou esqueleto) da rocha, o que não teria sido considerado até então pelos demais autores e teria como consequência super-estimativas do módulo de compactação, mesmo para rochas macias. Eles observam que vários trabalhos utilizaram expressões erradas para cálculo do módulo de compactação uniaxial, entre eles Hemala & Balnaves (1986), Wannell & Morrison (1990) e Dean et al. (1991).

⁴ PDG é a sigla para *permanent downhole gauge*, expressão em língua inglesa para registradores permanentes de pressão e temperatura de fundo de poço.

Chang & Firoozabadi (1999) postulam que o produto da compressibilidade pela porosidade e a mobilidade dos fluidos no interior dos poros, relacionados, respectivamente, à amplitude da variação de pressão e ao atraso da resposta (*time lag*), podem ser calculados com o efeito de maré. Eles consideram que utilizar a técnica dos mínimos quadrados para ajustar as equações para o potencial gravitacional, conhecidas pelos estudos de astronomia, aos dados medidos é o melhor método para a extração do efeito de maré.

Schulze et al. (2002) utilizaram registros de variação do nível do mar e de pressão atmosférica para, com o efeito de maré registrado em PDG, calcular o coeficiente de Skempton, que é uma relação de compressibilidades e porosidade.

Zhao & Reynolds (2006) utilizaram o filtro Savitzky-Golay (SG) para suavizar os dados de pressão adquiridos em testes de formação de poços *on-shore*⁵. Subtraíram os dados suavizados dos dados medidos adquirindo um sinal modificado que idealmente representa o sinal da maré mais os erros de medida. Como os componentes harmônicos principais do efeito de maré são conhecidos, fizeram um ajuste usando a técnica dos mínimos quadrados nos dados de pressão modificados com series de senos e cossenos que contém apenas as frequências conhecidas do efeito de maré. Subtraindo a série obtida pelo ajuste de mínimos quadrados do sinal verdadeiro, removeram o efeito de maré. Utilizaram o método da deformação do reservatório para o cálculo da compressibilidade total do reservatório. Já para dados adquiridos em testes de formação realizados em poço *offshore*⁶, utilizaram um ajuste dos dados com a tendência da pressão no período de estática (*build up*) do teste de formação.

Araujo & Moreno (2011) utilizaram o ajuste do teste de formação para extração do efeito de maré para cálculo da compressibilidade total do reservatório, com o método da deformação do reservatório e com o método da variação da pressão de sobrecarga, a partir do efeito de maré.

Furnes et al. (1991) utilizaram dados de registradores deixados em um poço no Mar do Norte para a análise da transmissibilidade de falhas durante a abertura de outros dois poços para a produção. Para remover o comportamento na pressão devido à produção dos poços próximos, eles utilizaram um filtro do tipo passa-alta (Butterworth de quarta ordem). Eles determinaram a fase e a amplitude do comportamento da pressão devido à maré através de uma análise harmônica

⁵ Palavra inglesa para designar poço na costa ou no interior do continente.

⁶ Palavra inglesa para designar poço distante da costa ou em alto-mar.

da série estudada. Determinadas essas quantidades, eles fizeram um modelo para prever a oscilação da pressão.

Hanson & Owen (1982) propuseram um método para a determinação da orientação de fraturas a partir do atraso da resposta da pressão de poros aos sinais periódicos da maré e reafirmaram o uso do efeito de maré para o cálculo da porosidade. Morland & Donaldson (1984) utilizaram o atraso do sinal do efeito de maré para estimar a mobilidade dos fluidos. Wannell & Morrison (1990) propuseram uma teoria para o cálculo da permeabilidade vertical no contato água/gás de reservatórios utilizando os sinais de maré.

Chen et al. (1995) descreveram o acoplamento do fluxo de fluidos e da geomecânica em estudos de reservatórios baseado na teoria de Biot. Concluíram que a compressibilidade efetiva da rocha depende das condições de contorno do problema e que é importante uma consistente interpretação entre os resultados do laboratório, do campo e de simulações.

Carpenter & Spencer (1940), estimulados por estudos de subsidência de reservatórios de petróleo na costa do Texas, propuseram um procedimento laboratorial para a determinação da compressibilidade efetiva de amostras de rocha em condições drenadas. Drenada é a denominação utilizada neste trabalho para a condição em que a amostra ou o reservatório encontra-se com a pressão de poros constante, mesmo que a pressão de confinamento ou a pressão de sobrecarga se altere. Nesta condição, portanto, o fluido livre não é impedido de sair da amostra ou do reservatório. Não drenada é aqui utilizada para denominar a condição em que o fluido é impedido de deixar a amostra ou o reservatório. Hall (1953) mostrou a importância de se considerar a compressibilidade efetiva da rocha em estudos de reservatório. Ele utilizou procedimento similar ao descrito por Carpenter & Spencer (1940) para a determinação em laboratório da compressibilidade efetiva de amostras de rocha e propôs correlações de porosidade versus compressibilidade efetiva de arenitos e calcários em condições drenadas⁷. A diferença no procedimento residiu em Hall (1953) manter a pressão de confinamento constante e reduzir a pressão de poros. Newman (1973) analisou as correlações propostas por Carpenter & Spencer (1940), Hall (1953), Van der Knaap (1959), Fatt (1958), Dobrynin (1962), Kohlhaas & Miller (1969) e Van Gonten & Choudhary (1969) e observou que seus dados obtidos em 256 amostras resultaram em ajustes pobres. Newman (1973) sugeriu que a compressibilidade efetiva da rocha

⁷ Para definição de compressibilidades, ver Capítulo 3.4.

não deve ser meramente correlacionada com a porosidade, devendo ser investigados outros parâmetros. Essa conclusão valoriza a utilização de métodos para cálculo *in situ* das compressibilidades efetiva e total de rochas reservatório.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E METODOLOGIA

Para testar eficientemente as técnicas para extração do sinal da maré de dados de testes de formação e para calcular os parâmetros poroelásticos com este sinal, optou-se nesta dissertação por utilizar inicialmente dados simulados que descrevessem os fenômenos do efeito da maré e do escoamento de fluidos em meios porosos para a posterior utilização de dados registrados em testes de formação reais. Os dados simulados foram construídos como a soma da resposta de um dado modelo de reservatório submetido ao fluxo, demonstrado no Item 3.1, e uma soma de harmônicos, este representando o efeito da maré, demonstrado no Item 3.2.

Este capítulo, através dos Itens 3.3, 3.4, 3.5 e 3.6, também versa sobre o tratamento dos dados de pressão ou função da pressão através de filtros e da transformada de Fourier, sobre as diferentes definições de compressibilidade e seus significados, sobre o modelo poroelástico, utilizado no entendimento da distribuição das tensões internas do reservatório, e sobre os modelos para cálculo de compressibilidade de rocha a partir de dados de testes de formação com efeito de maré.

Na próxima seção são descritos os modelos que foram utilizados para geração de dados de pressão, incluindo a maior parte dos casos usualmente encontrados em testes de formação, para os seguintes regimes de escoamento: radial infinito, radial composto, radial alcançando barreira selante e radial alcançando linha de manutenção de pressão.

3.1 Modelos para Geração de Dados Simulados de Testes de Formação

Alguns conceitos são utilizados para a determinação das equações básicas a partir das quais os modelos matemáticos podem ser desenvolvidos. A devida associação da lei da conservação da massa (equação da continuidade), da lei de Darcy (equação de transporte de massa) e de uma equação de estado (lei dos gases ou equação da compressibilidade) resulta na equação do escoamento de fluidos em meios porosos.

Em coordenadas radiais, a lei da conservação da massa, a lei de Darcy e a equação de estado são dadas, respectivamente, por:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \rho u_r) = - \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) \quad (1)$$

$$u_r = - \frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} \quad (2)$$

$$\rho = \rho_0 e^{c(P-P_0)} \quad (3)$$

onde r é a coordenada radial, ρ é a massa específica do fluido nos poros da rocha na pressão P , ρ_0 é a massa específica do fluido na pressão P_0 , u_r é a velocidade radial do fluido, ϕ é a porosidade da rocha, k é a permeabilidade da rocha, μ é a viscosidade do fluido, $\partial P / \partial r$ é o gradiente de pressão imposto ao fluido e c é a compressibilidade isotérmica do fluido.

A equação de estado conforme apresentada acima é válida para fluidos de compressibilidade pequena e constante, constituindo uma boa aproximação para hidrocarboneto em estado líquido.

Com a combinação das três equações acima, a equação para o escoamento radial é dada por:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (4)$$

ou

$$\frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} + \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (5)$$

onde c_t é a compressibilidade total da rocha.

Na equação acima, considera-se que a permeabilidade e a porosidade do reservatório não são dependentes da pressão, que os efeitos gravitacionais são desprezíveis, que a viscosidade do fluido é constante, que os gradientes de pressão são pequenos, que o meio é homogêneo isotrópico, que o escoamento é monofásico, que o escoamento se dá apenas radialmente e que a Lei de Darcy é válida (número de Reynolds é menor que 1). Essas são considerações admissíveis para boa parte dos testes de formação realizados em reservatórios portadores de óleo.

Três grupos de regimes de escoamento podem acontecer e caracterizam-se por diferentes comportamentos de $\partial P / \partial t$, parâmetro da Equação 4. No grupo cujo regime de escoamento é

denominado como Permanente, observado quando algum mecanismo mantém a pressão da formação produtora constante, a pressão P não muda com o tempo t :

$$\frac{\partial P}{\partial t} = 0 \quad (6)$$

No grupo denominado Pseudo-Permanente, característico de sistemas fechados, a pressão P decresce a taxas constantes se mantida a vazão de produção:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \text{constante} \quad (7)$$

No grupo denominado Transitório, observado nos momentos iniciais, ou seja, antes que os limites do sistema fechado ou com manutenção de pressão sejam alcançados, a taxa de variação de pressão é função da geometria e das propriedades do reservatório, tais como permeabilidade e heterogeneidade (BOURDET, 2002):

$$\frac{\partial P}{\partial t} = f(x, y, z, t) \quad (8)$$

É este o grupo mais observado na realização de um teste de formação e os modelos para quatro regime de escoamento são descritos a seguir.

3.1.1 Escoamento Radial Infinito

Para resolver a equação da difusão e obter um modelo matemático para representar os dados de um teste de formação, algumas condições iniciais e de contorno são definidas. A validade destas condições para o caso analisado é que definirá a proficuidade da solução. Considerando os casos onde o modelo de reservatório é cilíndrico, homogêneo, isotrópico e infinito, a pressão inicial uniforme e igual a P_i em todo o meio poroso (condição inicial [$P(r,0) = P_i, r > 0$]), a pressão na borda do reservatório igual à pressão inicial para qualquer tempo t (condição de contorno externa [$\lim_{r \rightarrow \infty} P(r,t) = P_i$]) e a vazão constante no poço (condição de contorno interna [$\lim_{r \rightarrow 0} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\alpha_p q_w \mu}{kh}, t > 0$]) (ROSA, 2006), a solução é chamada de solução da fonte linear e é dada por:

$$P(r, t) = P_i - \frac{\alpha_p q_w \mu}{kh} \left[\frac{1}{2} E_i \left(\frac{\phi \mu c_i r^2}{4 \alpha_i kt} \right) \right] \quad (9)$$

onde α_p e α_i são constantes para adequação de unidades (ver Anexo 7.2), q_w é a vazão no fundo do poço e h é a espessura porosa. O símbolo E_i representa a função integral exponencial, definida por:

$$E_i(X) = -E_i(-X) = \int_X^{\infty} \frac{e^{-X}}{X} dX \quad (10)$$

Para pequenos valores do argumento, uma aproximação polinomial para a função integral exponencial (ABRAMOWITZ & STEGUN, 1964) pode ser utilizada.

$$E_i(-X) \cong \ln(Xe^\gamma) \quad (11)$$

onde $\gamma = 0,57722\dots$ é a constante de Euler. Essa aproximação apresenta erro menor do que 1% para $X < 0,025$, relação que de maneira geral é satisfeita para cálculo de pressão no poço (ROSA, 2006).

A Equação (8) pode ser escrita da forma adimensional como:

$$P_D(r_D, t_D) = - \left[\frac{1}{2} E_i \left(- \frac{r_D^2}{4t_D} \right) \right] \quad (12)$$

onde P_D é a pressão adimensional, que representa a variação de pressão, t_D é o tempo adimensional e r_D é o raio adimensional. Eles são dados por:

$$P_D(r_D, t_D) = \frac{kh(P_i - P(r, t))}{\alpha_p q_w \mu} \quad (13)$$

$$t_D = \frac{\alpha_i kt}{\phi \mu c_i r_w^2} \quad (14)$$

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (15)$$

O princípio da superposição de efeitos é utilizado para o caso mais prático de teste onde normalmente não se tem a vazão constante.

O princípio da superposição de efeitos constitui uma particularidade matemática aplicável às equações diferenciais lineares, segundo o qual qualquer combinação linear de soluções desse tipo de equação é também uma solução da equação.

Assim, a equação abaixo será utilizada para criação dos dados simulados para escoamento radial infinito utilizados no Capítulo 4:

$$P_{wD}(t_D) = \sum_{j=1}^N (q_{Dj} - q_{Dj-1}) \left[-\frac{1}{2} E_i \left(-\frac{1}{4(t_D - t_{Dj-1})} \right) \right] \quad (16)$$

onde P_{wD} é a pressão adimensional no poço ($r_D = 1$), $q_{Dj} = \frac{q_j}{q_{ref}}$ é a vazão adimensional para a vazão q_j e q_{ref} é uma vazão de referência qualquer (PERES, 2008).

Utilizando a aproximação logarítmica, a Equação (15) pode ser escrita como:

$$P_{wD}(t_D) = \sum_{j=1}^N (q_{Dj} - q_{Dj-1}) \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{4(t_D - t_{Dj-1})}{e^\gamma} \right) \right] \quad (17)$$

Considerando o tempo equivalente adimensional Δt_{eD} dado por:

$$\Delta t_{eD} = \frac{t_{pD} \Delta t_D}{(t_p + \Delta t)_D} \quad (18)$$

onde t_{pD} é o tempo de produção adimensional.

Podemos reescrever a Equação 17 como:

$$P_{wD}(t_D) = \sum_{j=1}^N (q_{Dj} - q_{Dj-1}) \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{4 \left(\frac{-t_{pD}}{t_{pD} - \Delta t_{eD}} \right)}{e^\gamma} \right) \right] \quad (19)$$

O período de estática é um caso particular do caso de vazão variável (PERES, 2008). Em um gráfico log-log a derivada de P_{wDs} em relação à $\ln \Delta t_{eD}$, onde o subscrito “s” representa o período de estática, contra Δt_{eD} apresenta valor igual a $\frac{1}{2}$ para qualquer Δt_{eD} em escoamento radial infinito (vide Figura 3.1).

$$\frac{dP_{wDs}(t_{eD})}{d \ln \Delta t_{eD}} = \frac{1}{2} \quad (20)$$

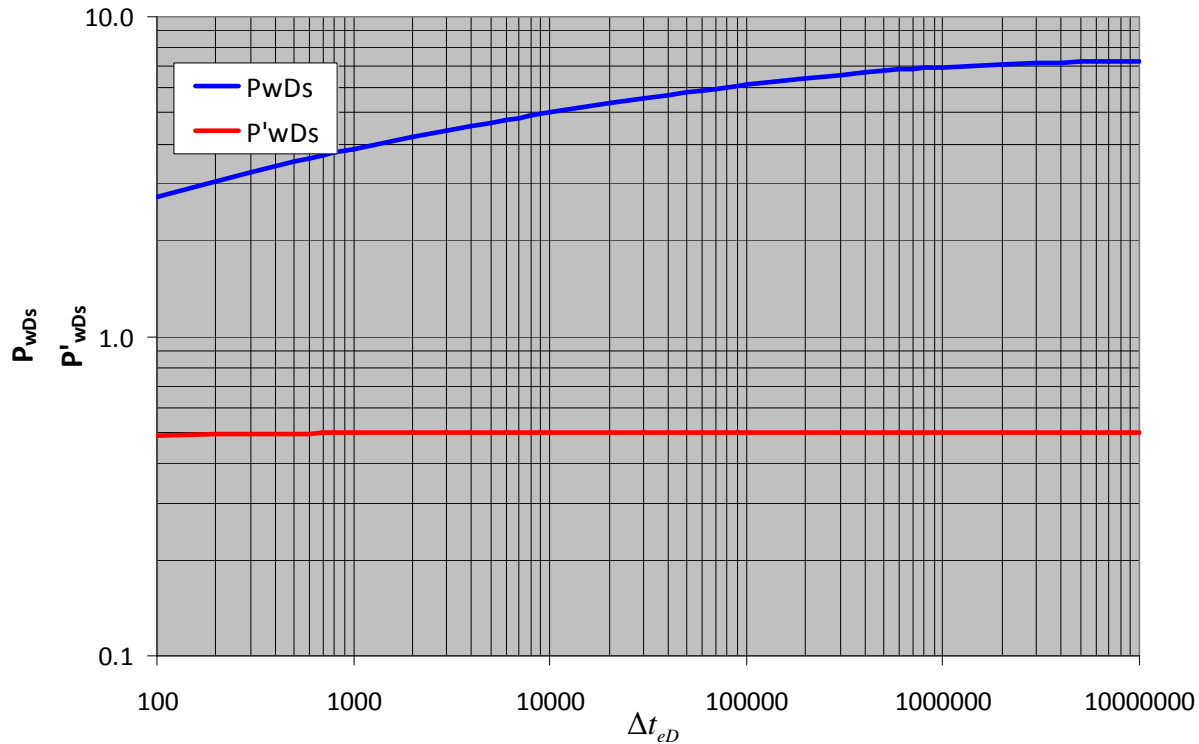


Figura 3.1: Pressão e derivada num gráfico log-log para escoamento radial. Utilizado o ponto como separador decimal.

Caso o tempo seja suficientemente grande para que o escoamento atinja uma região do reservatório com características permo-porosas ou de fluidos diferentes, um modelo que poderá representar este reservatório é o modelo de escoamento radial composto, que será visitado na próxima seção.

3.1.2 Escoamento Radial Composto

No modelo de reservatório composto considera-se que o escoamento se dá em dois meios com características distintas localizados em regiões diferentes do reservatório. Assume-se que o poço está localizado no centro de uma zona circular, enquanto a região externa a esta zona corresponde ao segundo meio (BOURDET, 2002) (vide Figura 3.2).

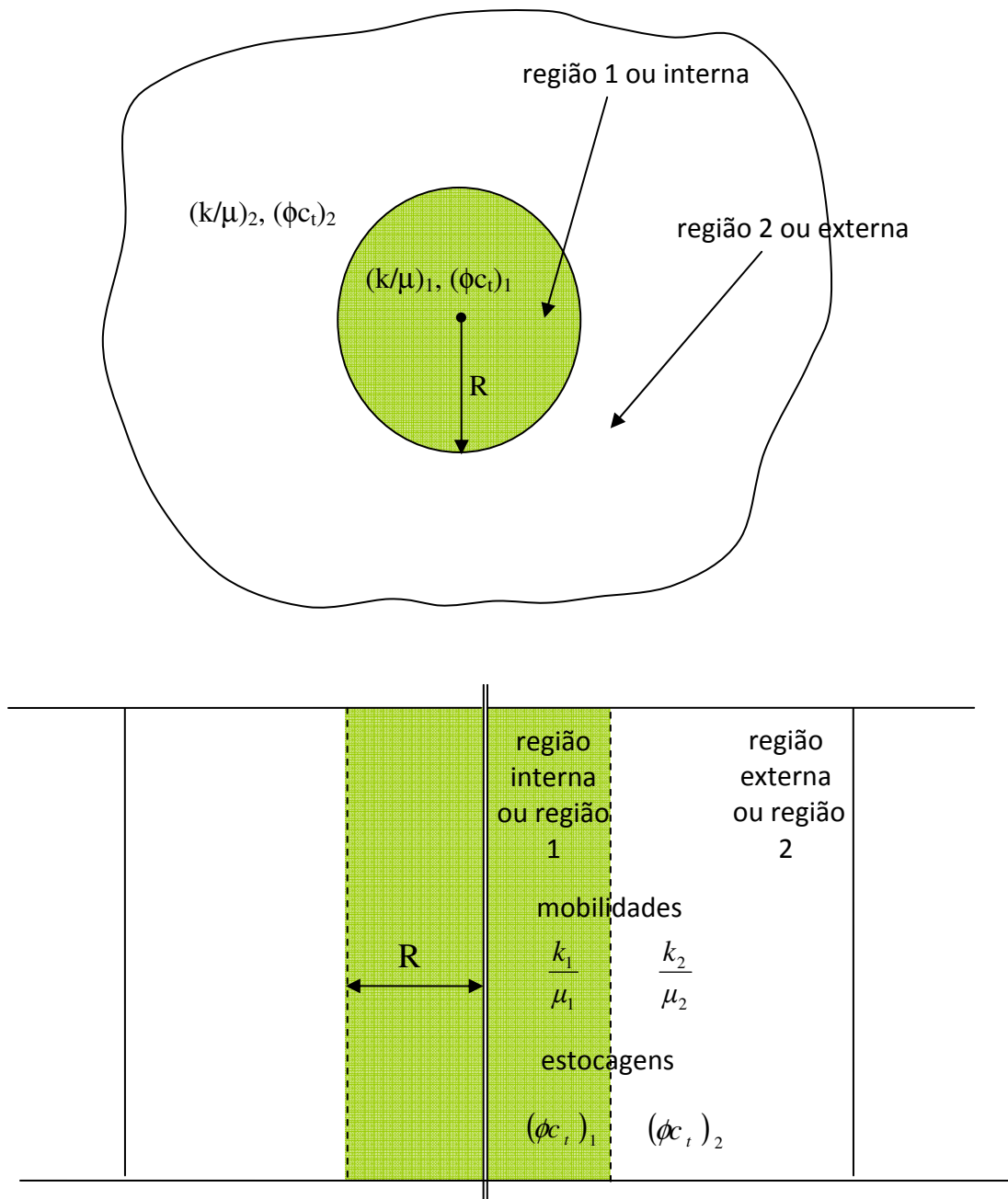


Figura 3.2: Modelo de escoamento radial composto visto em planta e em perfil.

Este modelo é utilizado para representar reservatórios cujas características de fluido ou petrofísicas se alteram radialmente.

Para este modelo, as variáveis adimensionais são expressas em referência aos parâmetros da região 1 (ao redor do poço).

A pressão adimensional P_D , o tempo adimensional t_D e o raio adimensional r_D são definidos similarmente ao caso do modelo de reservatório infinito:

$$P_D(r_D, t_D) = \frac{k_1 h (P_i - P(r, t))}{\alpha_p q \mu_1} \quad (21)$$

$$t_D = \frac{\alpha_i k_1 t}{(\phi \mu c_t)_1 r_w^2} \quad (22)$$

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (23)$$

Nas equações (21) e (22) o índice 1 que acompanha os parâmetros k , μ , e o grupo $\phi \mu c_t$ faz referência à região 1 do reservatório.

Um adimensional R_D é definido para representar a distância entre o poço e a fronteira entre as regiões 1 e 2:

$$R_D = \frac{R}{r_w} \quad (24)$$

Dois outros parâmetros são adicionados para expressar mudanças nas características entre as regiões 1 e 2 do reservatório: razão de mobilidade M , expressando a mudança na mobilidade (k/μ), e razão de estocagem F , expressando a mudança na capacidade de estocagem (ϕc_t):

$$M = \frac{(k/\mu)_1}{(k/\mu)_2} \quad (25)$$

$$F = \frac{(\phi c_t)_1}{(\phi c_t)_2} \quad (26)$$

Para tempos curtos, ou seja, quando o tempo não é suficientemente longo para que o escoamento alcance a região 2, e utilizando-se a aproximação logarítmica, a expressão que descreve a variação de pressão em um reservatório radial composto é idêntica à expressão para a variação de pressão em um reservatório infinito:

$$P_{wD}(t_D) = \sum_{j=1}^N (q_{Dj} - q_{Dj-1}) \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{4(t_D - t_{Dj-1})}{e^\gamma} \right) \right] \quad (27)$$

Para tempos longos, ou seja, quando o tempo é suficientemente longo para alcançar a região 2, a expressão que descreve a variação de pressão em um reservatório radial composto é:

$$P_{wD}(t_D) = \sum_{j=1}^N (q_{Dj} - q_{Dj-1}) \left[\frac{1}{2M} \ln \left(\frac{4(t_D - t_{Dj-1})}{e^\gamma} \right) \right] \quad (28)$$

Por conveniência na criação dos dados e por não afetar a derivada de variação de pressão P_{wD}' , o efeito de película aparente que acontece no regime radial composto foi ignorado.

Em um gráfico log-log a derivada de P_{wDs} em relação à $\ln \Delta t_{eD}$, onde o subscrito “s” representa o período de estática, contra Δt_{eD} apresenta valor igual a $1/2$ para Δt_{eD} curtos e $1/2M$ para Δt_{eD} longos (vide Figura 3.3).

$$\frac{dP_{wD}(t_{eD})}{d \ln \Delta t_{eD}} = \frac{1}{2} \quad (29)$$

$$\frac{dP_{wD}(t_{eD})}{d \ln \Delta t_{eD}} = \frac{1}{2M} \quad (30)$$

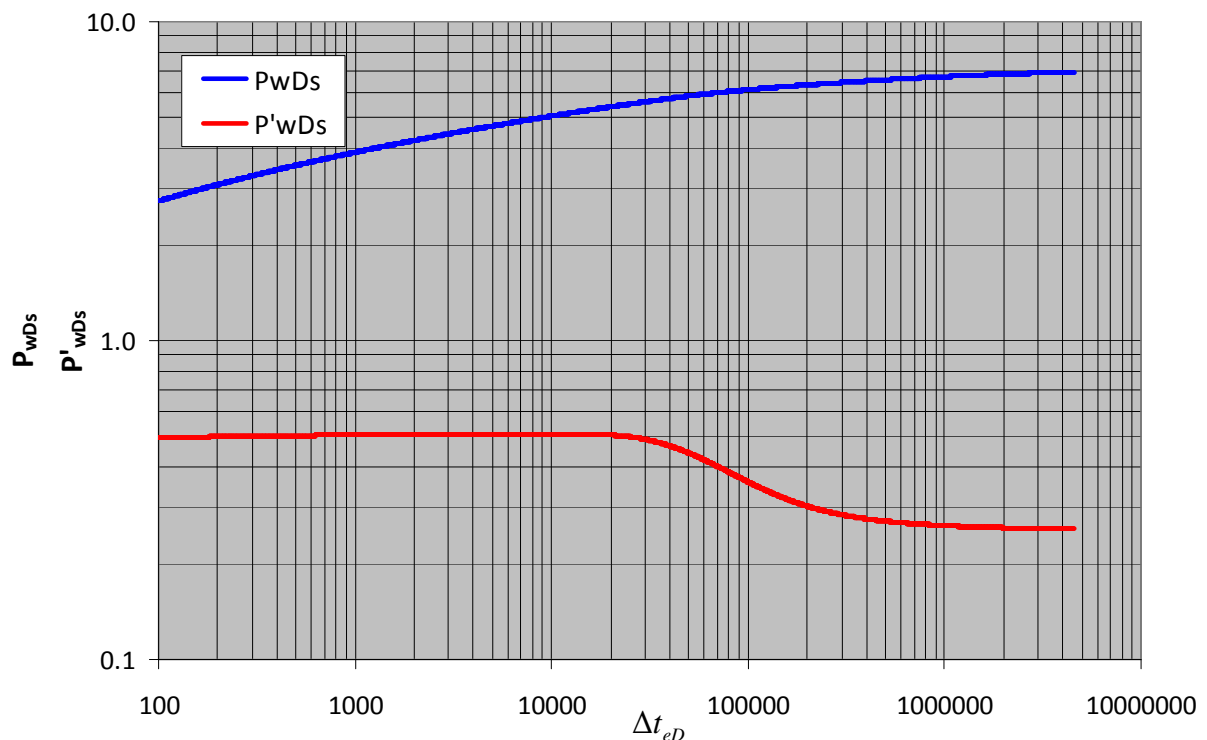


Figura 3.3: Pressão e derivada num gráfico log-log para escoamento radial composto ($M = 2$). Utilizado o ponto como separador decimal.

Caso exista no reservatório uma falha capaz de atuar como uma barreira ao escoamento, o modelo descrito na próxima seção poderá representá-lo a contento.

3.1.3 Poço Próximo à Falha Selante

O comportamento da pressão em um poço a uma distância d de uma falha selante é igual ao comportamento de um poço a uma distância $2d$ de um poço idêntico num reservatório infinito (vide Figura 3.4).

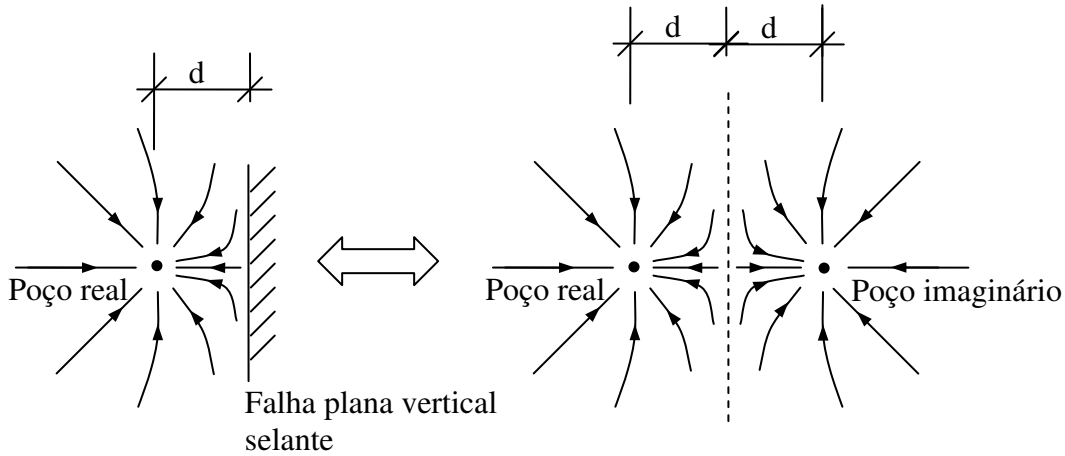


Figura 3.4: Linhas de escoamento com poço próximo a falha selante.

Dessa forma, a pressão no fundo do poço próximo a uma falha selante é dada por:

$$P_{wD}(t_D) = \sum_{j=1}^N (q_{Dj} - q_{Dj-1}) \left[-\frac{1}{2} E_i \left(-\frac{1}{4(t_D - t_{Dj-1})} \right) \right] - \sum_{j=1}^N (q_{Dj} - q_{Dj-1}) \left[-\frac{1}{2} E_i \left(-\frac{(2d_d)^2}{4(t_D - t_{Dj-1})} \right) \right] \quad (31)$$

onde $d_d = d/r_w$ (PERES, 2008).

Utilizando a aproximação logarítmica e para tempos curtos, quando o comportamento do poço não é afetado pela presença da falha selante, a Equação (29) pode ser escrita como:

$$P_{wD}(t_D) = \sum_{j=1}^N (q_{Dj} - q_{Dj-1}) \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{4(t_D - t_{Dj-1})}{e^\gamma} \right) \right] \quad (32)$$

Para tempos longos, utilizando a aproximação logarítmica, a Equação (30) pode ser escrita como:

$$P_{wD}(t_D) = \sum_{j=1}^N (q_{Dj} - q_{Dj-1}) \left[\ln \left(\frac{4(t_D - t_{Dj-1})}{e^\gamma} - \ln(2d_d) \right) \right] \quad (33)$$

Em um gráfico log-log a derivada de P_{wDs} em relação ao $\ln \Delta t_{eD}$ contra Δt_{eD} é igual a $\frac{1}{2}$ para tempos curtos e igual a 1 para tempos longos (vide Figura 3.5).

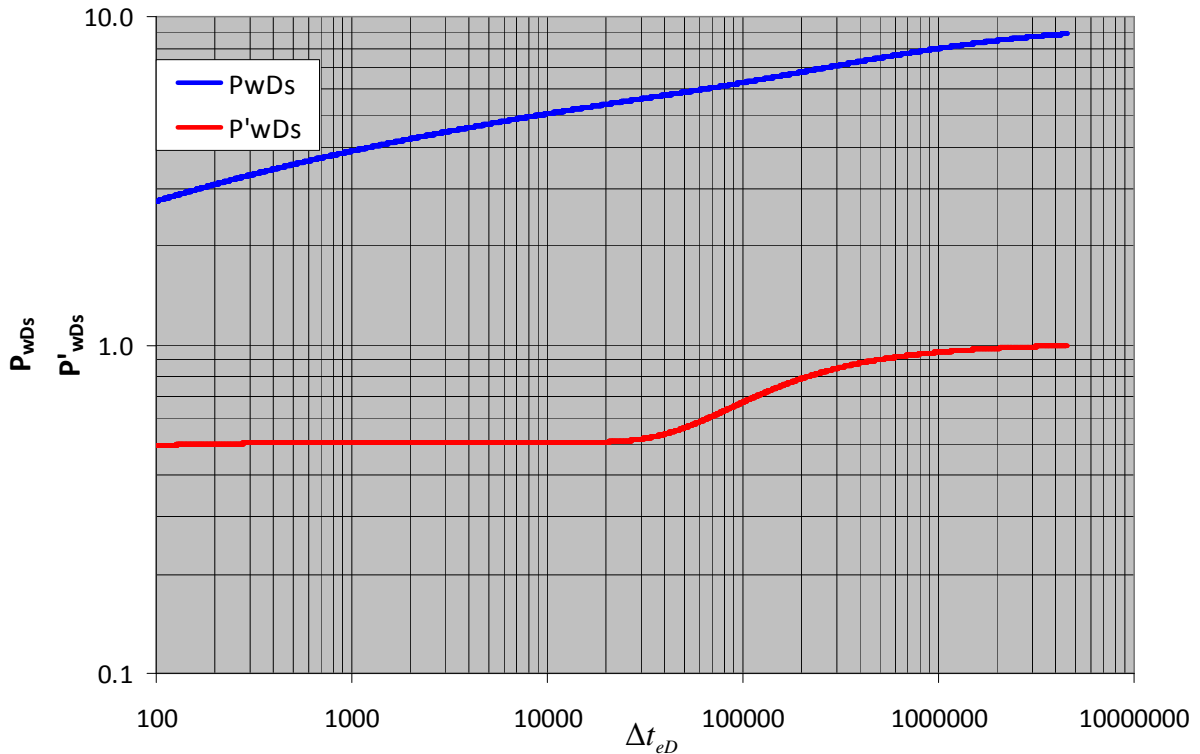


Figura 3.5: Pressão e derivada num gráfico log-log para escoamento radial com falha selante. Utilizado o ponto como separador decimal.

Se uma linha de manutenção de pressão está presente no reservatório, a exemplo do que acontece quando o reservatório de óleo tem um contato periférico com um aquífero, o modelo descrito na próxima seção poderá representá-lo.

3.1.4 Poço Próximo a Linha de Manutenção de Pressão

O comportamento da pressão em um poço a uma distância d de uma linha de manutenção de pressão é igual ao comportamento de um poço a uma distância $2d$ de um poço idêntico, porém injetor, num reservatório infinito (vide Figura 3.6).

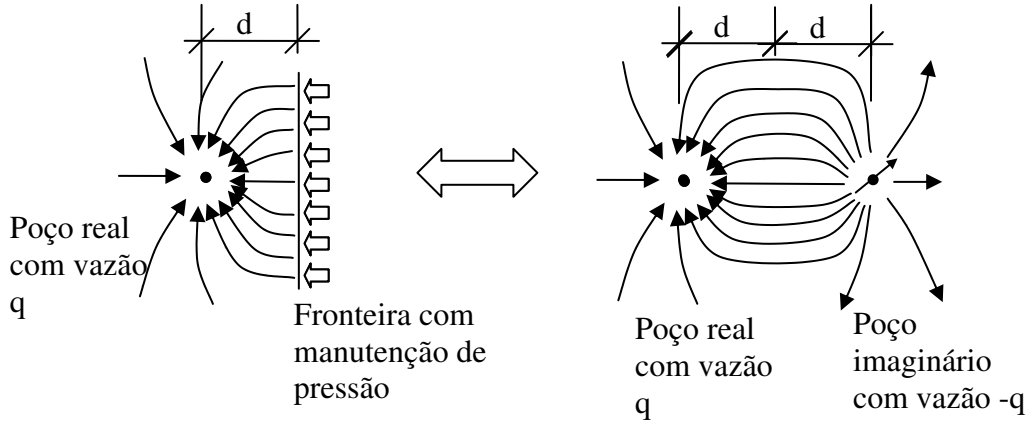


Figura 3.6: Modelo de escoamento com poço próximo a linha de manutenção de pressão (PERES, 2008).

A pressão no fundo do poço próximo a uma linha de manutenção de pressão é dada por:

$$P_{wD}(t_D) = \sum_{j=1}^N (q_{Dj} - q_{Dj-1}) \left[-\frac{1}{2} E_i \left(-\frac{1}{4(t_D - t_{Dj-1})} \right) \right] + \sum_{j=1}^N (q_{Dj} - q_{Dj-1}) \left[-\frac{1}{2} E_i \left(-\frac{(2d_d)^2}{4(t_D - t_{Dj-1})} \right) \right] \quad (34)$$

Utilizando a aproximação logarítmica e para tempos curtos, quando o comportamento do poço não é afetado pela linha de manutenção de pressão, a Equação (34) pode ser escrita como:

$$P_{wD}(t_D) = \sum_{j=1}^N (q_{Dj} - q_{Dj-1}) \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{4(t_D - t_{Dj-1})}{e^\gamma} \right) \right] \quad (35)$$

Para tempos longos, utilizando a aproximação logarítmica, a Equação (34) pode ser escrita como:

$$P_{wD}(t_D) = \sum_{j=1}^N (q_{Dj} - q_{Dj-1}) [\ln(2d_d)] \quad (36)$$

O que mostra que no longo tempo a pressão no poço é constante. Em um gráfico log-log a derivada de P_{wDs} em relação ao $\ln \Delta t_{eD}$ contra Δt_{eD} é igual a $\frac{1}{2}$ para tempos curtos e tende a zero para tempos longos (vide Figura 3.7).

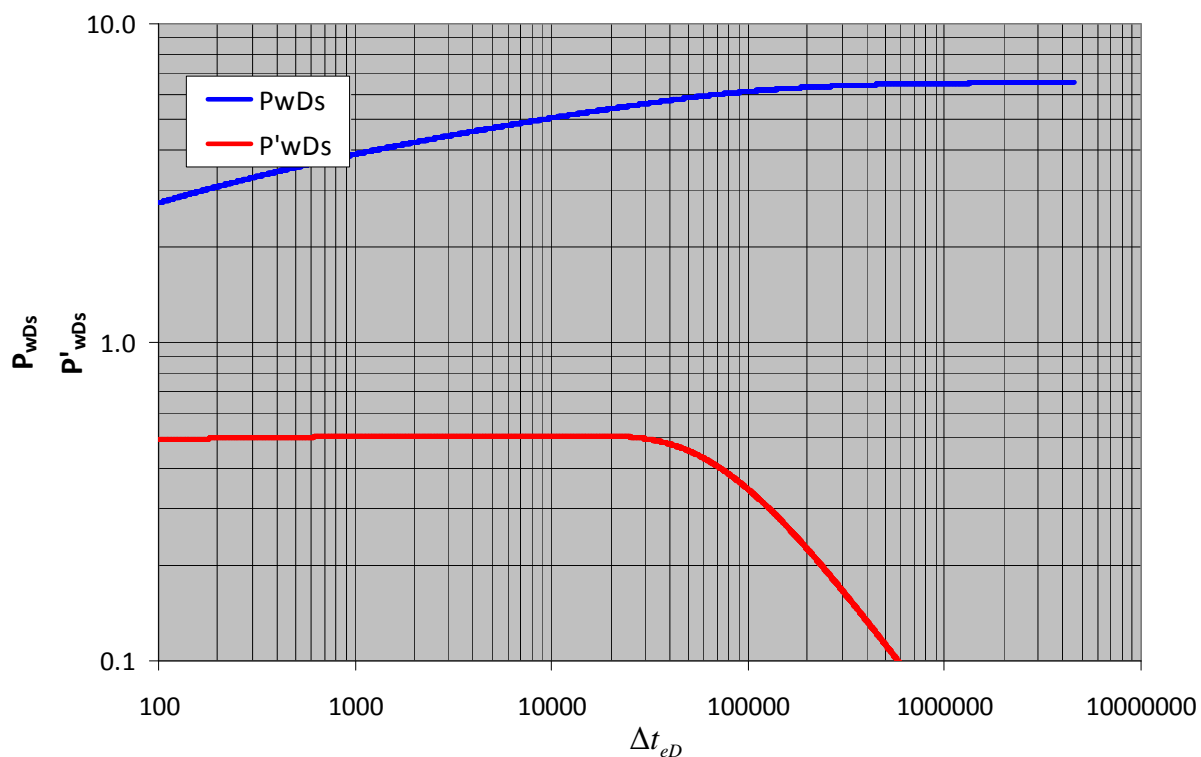


Figura 3.7: Pressão e derivada num gráfico log-log para reservatório com manutenção de pressão. Utilizado o ponto como separador decimal.

A fim de demonstrar o efeito do uso de filtros e transformada de Fourier, deseja-se nesta dissertação que os dados de testes de formação simulados contêm não apenas o sinal devido ao escoamento dos fluidos no meio poroso, mas também o sinal devido ao efeito da maré. Esse sinal é construído conforme modelo descrito no item a seguir.

3.2 Modelo Matemático para o Efeito da Maré

Como é usual em problemas de engenharia, para tratamento de dados com efeito da maré este pode ser aproximado por modelos matemáticos. Para estabelecer as equações que descrevem este fenômeno, é lançada mão da lei da gravitação universal.

Dados dois corpos de massas m_1 e m_2 distantes entre si de uma distância r (vide Figura 3.8), Newton (1687) formulou que esses corpos se atraem com uma força proporcional à massa de cada um deles e inversamente proporcional ao quadrado da distância r entre eles.

$$\vec{F}_1 = -\vec{F}_2 = G \frac{m_1 m_2}{r^2} \hat{r} \quad (37)$$

onde \vec{F}_1 é a força no corpo de massa m_1 , \vec{F}_2 é a força no corpo de massa m_2 , G é a constante gravitacional universal, \hat{r} é o vetor unitário com a mesma orientação do eixo que passa pelo centro de massa de m_1 e m_2 e r é a distância entre os centros das massas m_1 e m_2 .

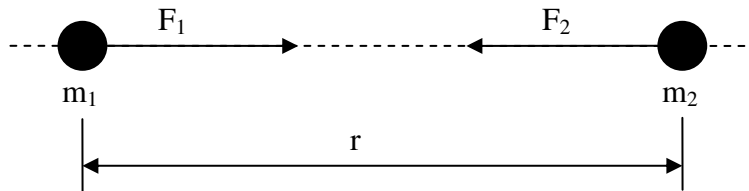


Figura 3.8: Representação esquemática da Lei da Gravitação Universal.

A órbita desenvolvida pela Terra em torno do Sol não é circular, mas elíptica. Similarmente, o movimento da Lua em torno da Terra também é elíptico. Esses movimentos relativos, em outras palavras, as variações na distância r entre estes corpos, induzem um elevado número de forças periódicas geradoras de maré. Este processo físico, que é a variação da força gravitacional, também é chamado de maré astronômica e pode ser representado matematicamente através da análise harmônica como o somatório de várias constituintes harmônicas dadas pela seguinte equação (UAISSONE, 2004):

$$\eta(t) = \sum_{n=1}^N A_n \cos(\sigma_n t - g_n) \quad (38)$$

onde A_n é a amplitude da variação da força gravitacional da componente n , σ_n é a velocidade angular da componente n , g_n é a fase do componente n obtida a partir de argumentos astronômicos, t é o tempo e $\eta(t)$ é o somatório das variações das forças gravitacionais dos N componentes considerados.

O período de cada constituinte é determinado a partir de estudos astronômicos e está listado na Tabela 3.1. Chamam-se constantes harmônicas os pares de valores (amplitude, fase) de cada constituinte. As constantes harmônicas não dependem do tempo e, sendo típicas de cada ponto do globo terrestre, constituem a base fundamental para a caracterização da maré num dado local (PATA, 2011). As maiores amplitudes são dos componentes M2, S2, O1, K1, K2, N2, P1 e Q1, que respondem por mais de 95% da energia total da maré astronômica (HANSON & OWEN, 1982).

Tabela 3.1: Principais constantes harmônicas da maré astronômica (adaptado de REBORDÃO, 2008).

Nome	Símbolo	Descrição	Período (horas)	Frequência ($\times 10^{-5}$ Hz)
Principal lunar	M2	Representa a rotação da Terra em relação à Lua.	12,4206012	2,23642780
Principal solar	S2	Representa a rotação da Terra em relação ao Sol.	12,0000000	2,31481481
Grande lunar elíptico	N2	Juntamente com L2, altera a frequência do M2 de modo a considerar os efeitos da variação da velocidade orbital da Lua devido à sua órbita elíptica.	12,6583475	2,19442370
Variável	MU2	Contribui para a alteração da amplitude e frequência do M2 devido aos efeitos da variação da atração solar sobre a Lua, resultando numa órbita lunar em forma de pêra.	12,8717576	2,15804078
Lunisolar	K2	Modela a amplitude e a frequência do M2 e do S2 devido aos efeitos da declinação da Lua e do Sol, respectivamente.	11,9672361	2,32115232
Grande Solar elíptico	T2	Contribui para a modelação da amplitude e da frequência do S2, contabilizando os efeitos da variação da velocidade orbital da Terra, devido à sua órbita elíptica.	12,0164493	2,31164607
Pequeno lunar elíptico	L2	Juntamente com N2 modifica a amplitude e a frequência do M2 tendo em conta os efeitos da variação da velocidade orbital da Lua, devido à sua órbita elíptica.	12,1916209	2,27843188
Lunar elíptico de 2ª ordem	2N2	Constituinte de segunda ordem.	12,9100000	2,15164816
Lunisolar	K1	Com O1, expressa o efeito da declinação da Lua, considerando a irregularidade diária e, num grau extremo, as marés diárias. Com P1 expressa os efeitos da declinação do Sol.	23,9344721	1,16057616
Lunisolar	O1	Com K1, expressam o efeito da declinação da Lua tendo em conta a irregularidade diária e, num grau extremo, as marés diárias.	25,8193387	1,07585164
Solar	P1	Juntamente com K1 expressam os efeitos da declinação do Sol.	24,0658877	1,15423865
Grande lunar elíptico	Q1	Com M1, modela a amplitude e frequência do O1 devido ao efeito de órbita elíptica da Lua.	26,8683500	1,03384755
Grande lunar <i>evectional</i>	Nu2	Um dos constituintes que modifica a amplitude e a frequência do M2 devido aos efeitos da variação da atração solar sobre a Lua.	12,6260076	2,20004444

Observa-se que a frequência dos principais componentes harmônicos do sinal da maré astronômica está na faixa de $1,0 \times 10^{-5}$ Hz a $2,4 \times 10^{-5}$ Hz, sendo essa a faixa de frequência dos sinais a serem eliminados dos dados de pressão ou função da pressão, caso a presença desse sinal esteja dificultando a interpretação do teste de formação. Por outro lado o sinal pode ser extraído e

salvado, caso o desejo seja utilizar esse sinal para cálculo de parâmetros poroelásticos de reservatórios.

Apesar de complexos, os movimentos dos astros, causadores das marés astronômicas, são bem conhecidos e previsíveis. Para a variação do nível do mar, porém, é necessário considerar também os fatores meteorológicos, tais como a variação da pressão atmosférica e a ação dos ventos e da agitação marítima. A previsão da maré meteorológica, como esta parcela é chamada, na precisão requerida para os cálculos apresentados neste trabalho, não é possível. Por este motivo, sugerem-se o uso de registradores de pressão no fundo do mar durante a realização do teste de formação. Caso o uso de registradores no fundo do mar seja inviável, essa ressalva é importante.

Definidos os modelos que descrevem a variação de pressão no fundo de poço devido à produção do reservatório e o modelo que descreve o comportamento da pressão devido ao efeito de maré, os dados de pressão de testes de formação simulados podem ser gerados. Esses dados serão explorados no Capítulo 4.

O item a seguir descreve a utilização de filtros para separação dos sinais referentes ao efeito de maré daqueles devido à produção do reservatório quando estes estão somados.

3.3 Filtros para Separação do Efeito de Maré de Dados de Pressão

Os dados de pressão registrados em testes de formação representam o comportamento do fluido em um reservatório submetido a um gradiente de pressão de poros, descrito pela equação do escoamento de fluidos, somado ao comportamento do fluido devido à maré astronômica, além de ruídos e erros de registros.

Como visto em capítulos prévios, a presença do efeito da maré ou de ruídos nos registros pode dificultar ou impedir a determinação de parâmetros do reservatório, por meio da análise da pressão transitória, objetivo do teste de formação. Também já foram descritas as características do efeito de maré, sinal estacionário formado pela soma de sinais sinusoidais de frequências conhecidas (vide Item 3.2). Os ruídos, assunto que não será aqui explorado, apresentam como característica serem sinais de alta frequência (BRACEWELL, 2000).

A utilização de filtros que atuam diretamente sobre as frequências que compõem os registros tem grande virtude ao remover sinais de forma seletiva. Um filtro com essa

característica e muito utilizado na área de telecomunicações é o filtro em transformada de Fourier, que será visitado na seção a seguir. Duas dificuldades podem ser encontradas para uso deste tipo de filtro: a primeira é a faixa de corte da frequência e a segunda é a aplicação em sinais não estacionários, isto é, sinais cujas frequências características variam com tempo. O primeiro é contornado utilizando uma função de corte apropriada (ver item 3.3.2), já que as frequências dos componentes do efeito de maré são bem conhecidas (ver Tabela 3.1). O segundo problema não é encontrado no presente estudo, já que as frequências dos componentes do efeito de maré não variam com o tempo.

O filtro de média móvel é muito utilizado em algumas aplicações, tal como a suavização de ruídos em sinais analíticos. A idéia básica do método é dividir o sinal analítico em uma série de intervalos com a mesma largura, seqüencialmente e ponto a ponto, e substituir o valor do ponto central do intervalo pelo valor médio do intervalo (CERQUEIRA et al., 2000). Ele é de fácil entendimento e encontra-se incorporado a diversos softwares, porém não é adequado para a aplicação aqui desejada: extração seletiva de um sinal periódico, ou seja, extração do efeito de maré.

Outro filtro para suavização de dados que distorce sinais analíticos é o filtro Savitzky-Golay. À semelhança do filtro de média móvel, o filtro Savitzky-Golay atua diretamente sobre o sinal analítico e não sobre as frequências que compõem tal sinal. Esta característica não permite diferenciar o que é sinal do que é ruído e, portanto, no processo de suavização de ruído uma parte da informação útil contida no sinal é simultaneamente removida (CERQUEIRA et al. 2000).

A próxima seção discorre sobre o filtro com transformada de Fourier.

3.3.1 Transformada de Fourier

A transformada de Fourier, definida pela Equação (39), é utilizada para obtenção do espectro de frequências $F(s)$ de registros quaisquer.

$$F(s) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{\infty} f(t) e^{-its} dt \quad (39)$$

onde $f(t)$ representa o sinal original. Neste trabalho, o sinal original será a pressão de fundo de poço medida em testes de formação ou uma função dela.

Obtido o espectro de frequências do sinal original, as frequências indesejadas podem ser eliminadas através de rotinas apropriadas (ver o Item 3.3.2). Dessa forma, conhecendo-se as frequências características dos principais constituintes harmônicos da maré, estas podem ser excluídas ou separadas do espectro de frequência. Aplicando-se a transformada de Fourier inversa, dada pela Equação 40, obtém-se um registro de pressão (ou da função da pressão) livre dos sinais formados pelas frequências eliminadas.

$$f(t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{\infty} F(s)e^{its} ds \quad (40)$$

Conforme descrito por Cerqueira et al. (2000), o filtro em transformada de Fourier pode ser entendido como a transformada de Fourier inversa (Γ^{-1}) da transformada de Fourier (Γ) de um sinal $f(t)$ convolvido com uma função de corte $h(t)$:

$$F(t) = \Gamma^{-1}\{\Gamma[f(t)h(t)]\} \quad (41)$$

A transformada de Fourier da convolução de duas funções é o produto das transformadas. Assim:

$$F(t) = \Gamma^{-1}\{\Gamma[f(t)]\Gamma[h(t)]\} \quad (42)$$

No domínio das frequências tem-se:

$$F(t) = \Gamma^{-1}\{F(s) * H(s)\} \quad (43)$$

onde $H(s)$ é a transformada de Fourier da função de corte que filtrará o sinal (ver o Item 3.3.2).

O diagrama da Figura 3.9 sintetiza a operação descrita:

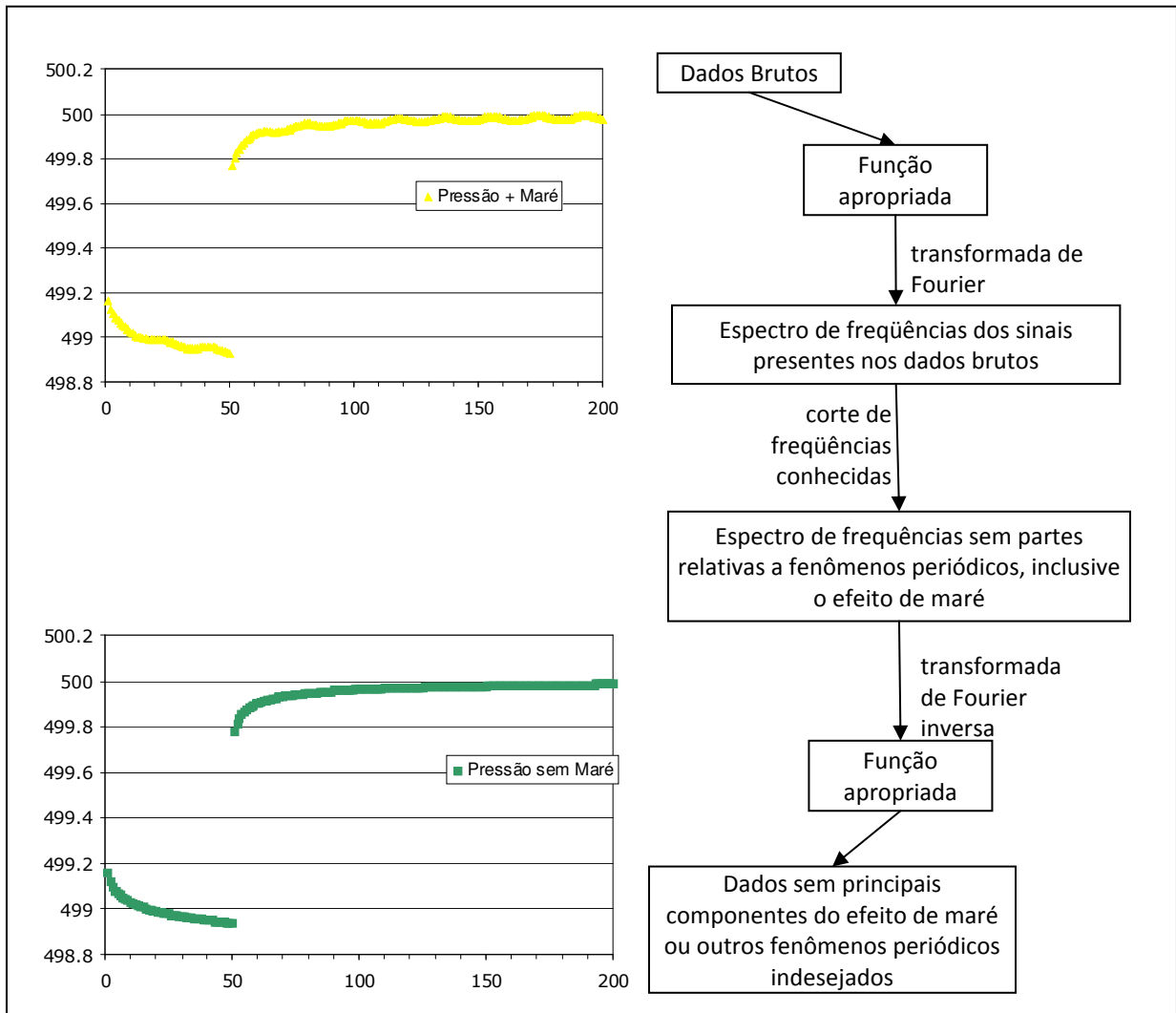


Figura 3.9: Representação esquemática da aplicação do filtro com transformada de Fourier (adaptado de CERQUEIRA et al., 2000). Nos gráficos, utilizado o ponto como separador decimal.

A transformada de Fourier de uma soma de sinais $f(t)$ e $g(t)$ é igual à soma das transformadas de Fourier $F(s)$ e $G(s)$ desses sinais (OSGOOD, 2011).

$$\frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{\infty} [f(t) + g(t)] e^{-its} dt = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{\infty} f(t) e^{-its} dt + \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{\infty} g(t) e^{-its} dt = F(s) + G(s) \quad (44)$$

Os registros de pressão são obtidos de forma discreta, o que impossibilita a utilização da transformada de Fourier como descrita pela Equação 39. Alternativamente, utiliza-se a transformada de Fourier discreta, que oferece uma aproximação $F(v)$ para $F(s)$:

$$F(v) = \frac{1}{N} \sum_{\tau=0}^{N-1} f(\tau) e^{-i\tau v/N} \quad (45)$$

A quantidade ν/N , onde ν representa o número de ciclos e N representa o número de registros, é análoga à frequência medida em ciclos por intervalo de amostragem.

Tabela 3.2: Correspondência entre símbolos (adaptado de BRACEWELL, 2000).

	Tempo	Frequência
Caso contínuo	t	f
Caso discreto	τ	ν/N

Para que um sinal $f(\tau)$ tenha transformada de Fourier é suficiente que $f(\tau)$ satisfaça às condições de Dirichlet:

1. A função $f(\tau)$ tem valores únicos, um número finito de máximos e mínimos e um número finito de descontinuidades em qualquer intervalo finito de tempo
2. A função $f(\tau)$ é absolutamente integrável, isto é $\int_{-\infty}^{\infty} |f(\tau)| d\tau < \infty$

As condições de Dirichlet são suficientes para haver transformadas de Fourier, mas não são estritamente necessárias (BRACEWELL, 2000). Para os sinais constituintes do registro de pressão do teste de formação, as condições de Dirichlet são atendidas.

Os algoritmos apresentados no Capítulo 7.3 empregam o algoritmo *Fast Fourier Transform* (FFT), disponível em vários ambientes de computação numérica, inclusive no MATLAB, utilizado neste trabalho, para as operações de transformada de Fourier discreta. A FFT executa a transformada de Fourier discreta de modo rápido. No MATLAB o comando `fft(f)` realiza a transformada de Fourier em uma seqüência f dada. A transformada inversa é realizada pelo comando `ifft`.

Como os registros de pressão são dados reais, a transformada de Fourier é definida em todo o espaço amostral. Porém, caso o primeiro registro da amostra analisada seja muito diferente do último registro, o algoritmo de FFT irá acrescentar elementos de frequências não encontrados nos dados, já que admite que o vetor de dados refere-se a um período de uma função periódica. Para resolver este problema, Cerqueira et al. (2000) sugerem tomar o vetor de dados como a combinação dos dados amostrados com a reflexão especular dos mesmos, conforme esquematizado na Figura 3.10.

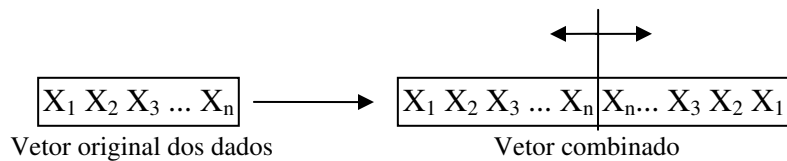


Figura 3.10: Esquema de composição do vetor de dados para eliminar a descontinuidade entre o primeiro e o último elemento (adaptado de CERQUEIRA et al., 2000).

Após a filtragem, remove-se a metade posterior do vetor de dados e retorna-se ao tamanho original.

Os algoritmos apresentados no Capítulo 7.3 foram utilizados para transformar conjuntos de dados no domínio do tempo para o domínio da frequência.

É possível que aconteça três diferentes fenômenos associados ao uso do caso discreto da transformada de Fourier. Eles são denominados na língua inglesa por *aliasing*, *leakage* e *picket-fence effect* e serão aqui utilizados em sua denominação original. Todos eles representam vieses de amostragem.

O *aliasing* ocorre quando a taxa de amostragem do sinal não é suficiente para representá-lo corretamente (vide Figura 3.11). A única solução para esse problema é garantir que a taxa de amostragem seja alta o suficiente para evitar qualquer sobreposição espectral. O Teorema de Amostragem de Nyquist afirma que, para evitar o *aliasing*, a taxa de amostragem deve ser igual ou superior ao dobro da maior frequência presente no sinal. No caso da análise do efeito da maré, para as componentes semi-diurnas, a taxa de amostragem deve ser de pelo menos cerca de $4,8 \times 10^{-5}$ Hz, ou seja, aproximadamente um registro a cada 21000 segundos (cerca de 6 horas). Em testes de formação, é usual a taxa de amostragem de um registro a cada 5 ou 10 segundos, o que mostra que o teorema de Nyquist é confortavelmente atendido.

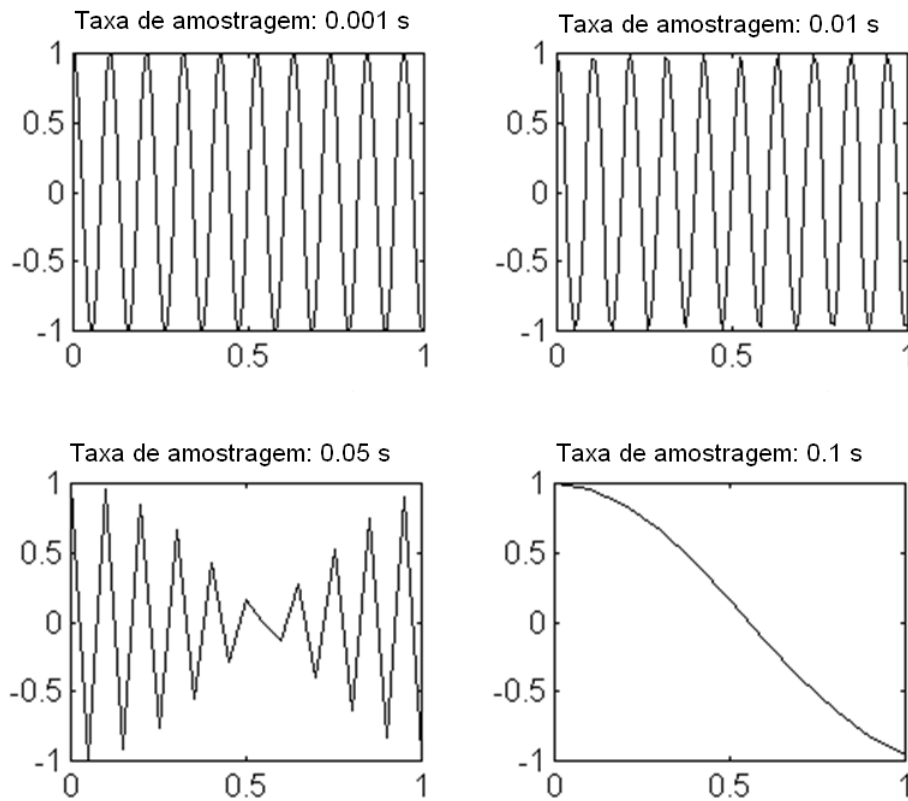
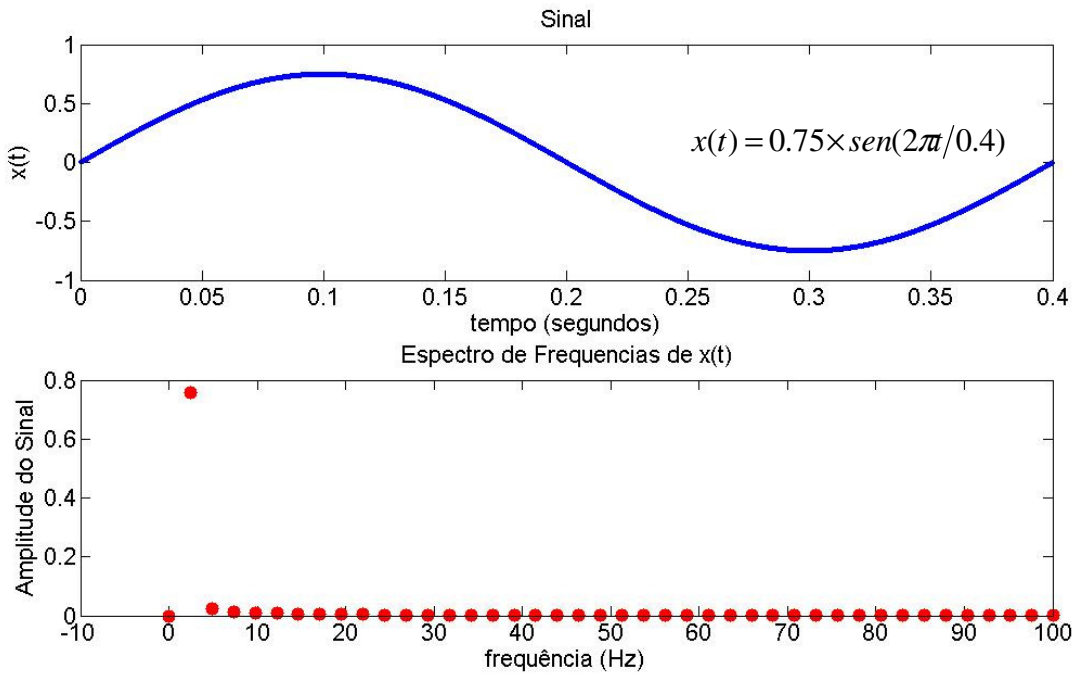
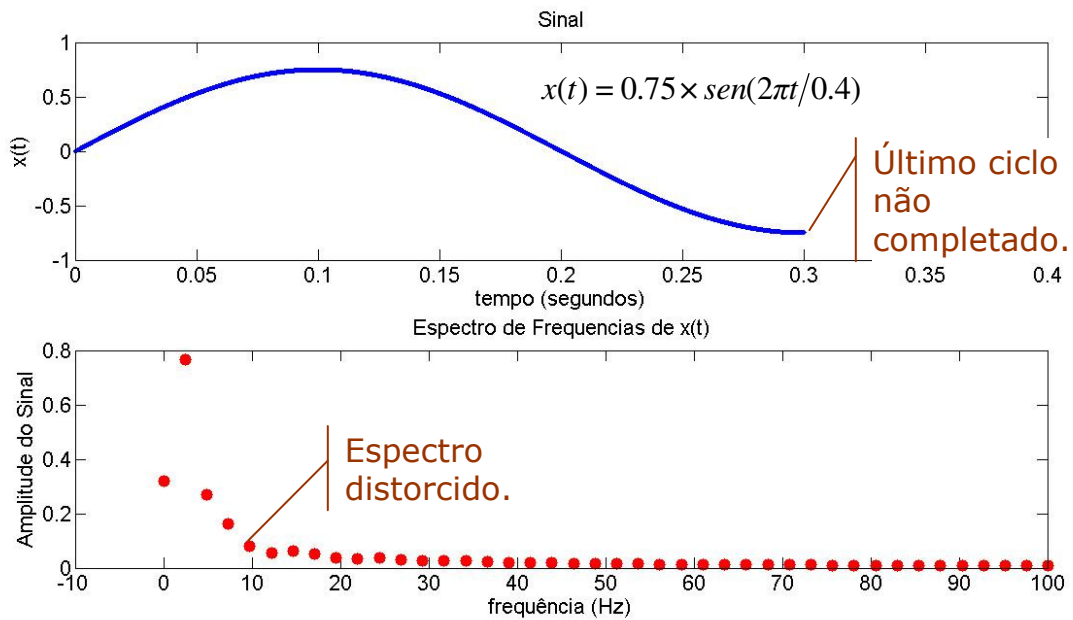


Figura 3.11: Exemplo de *aliasing* (adaptado de PATA, 2011). Utilizado o ponto como separador decimal.

O *leakage* ocorre quando se tem uma distorção do espectro de frequências por limitar-se, por razões práticas, o sinal a um intervalo finito. Terminar o sinal após um número finito de termos é equivalente a multiplicar o sinal por uma função janela. A melhor maneira de atenuar o *leakage* é escolher um intervalo de dados adequado. A Figura 3.12 ilustra o espectro de um sinal onde a janela de amostragem inclui um período completo e o espectro do mesmo sinal onde a janela limitou a amostragem a $\frac{3}{4}$ do período. No segundo caso, o problema de *leakage* aparece distorcendo o espectro de frequências.



(a)



(b)

Figura 3.12: Problema de *leakage* provocando uma distorção no espectro de frequências na Ilustração “b” (quando comparado ao espectro apresentado na Ilustração “a”). Utilizado o ponto como separador decimal.

Na Figura 3.13 observa-se que, em função do sinal ser apresentado com um número maior de períodos, o problema de *leakage* é atenuado mesmo para o caso onde a janela de amostragem, para o segundo sinal, foi escolhida de forma a incluir não mais que $\frac{3}{4}$ do último ciclo. Para dados

de pressão de reservatórios, onde os períodos dos principais componentes da maré astronômica são em torno de 12 horas e de 24 horas, deve-se ter em mente que amostras com duração de poucas horas sofrerão de problema de *leakage*.

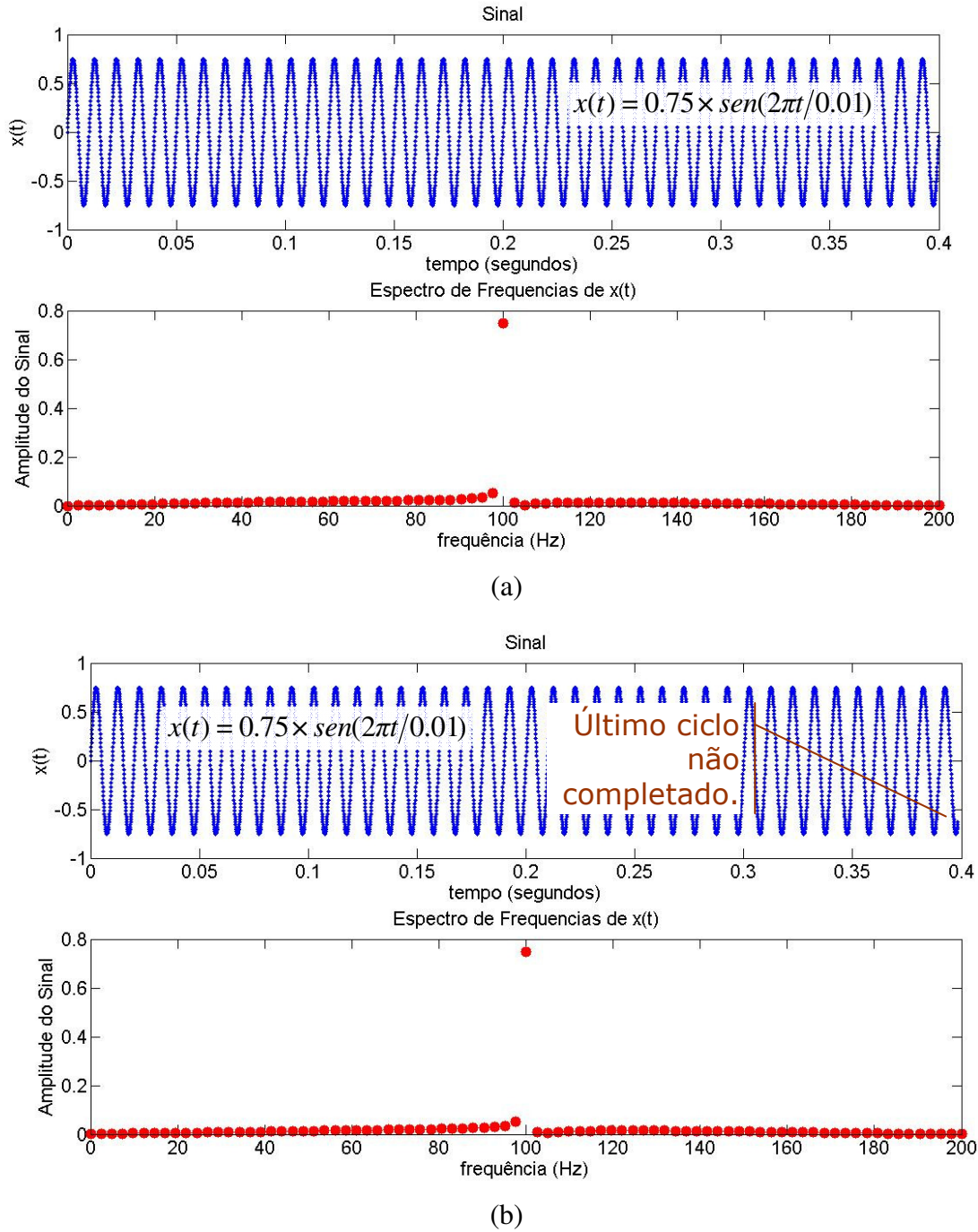
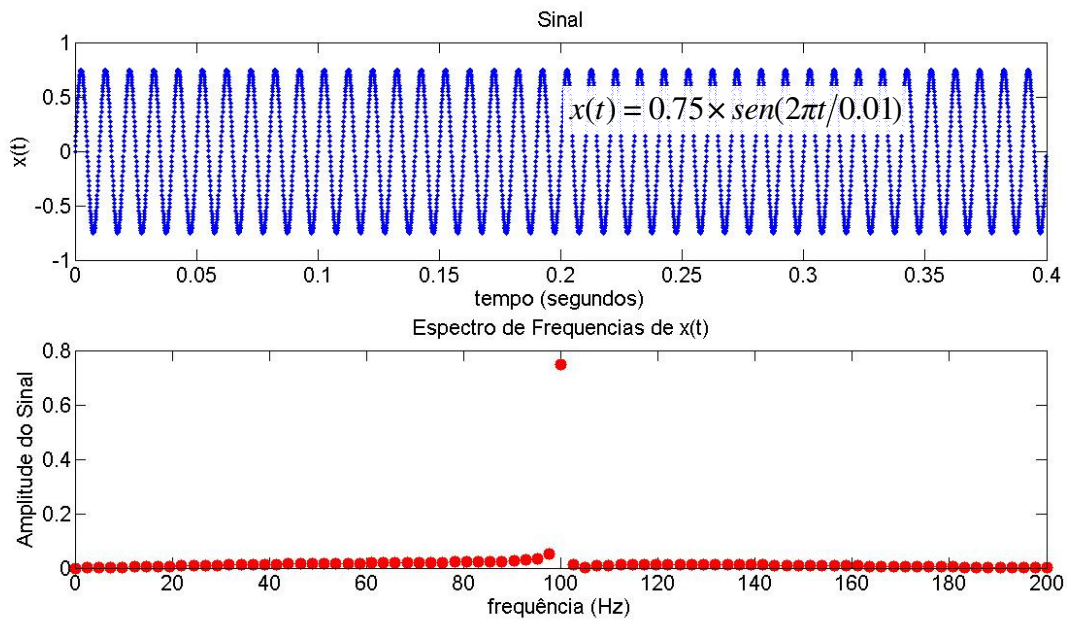
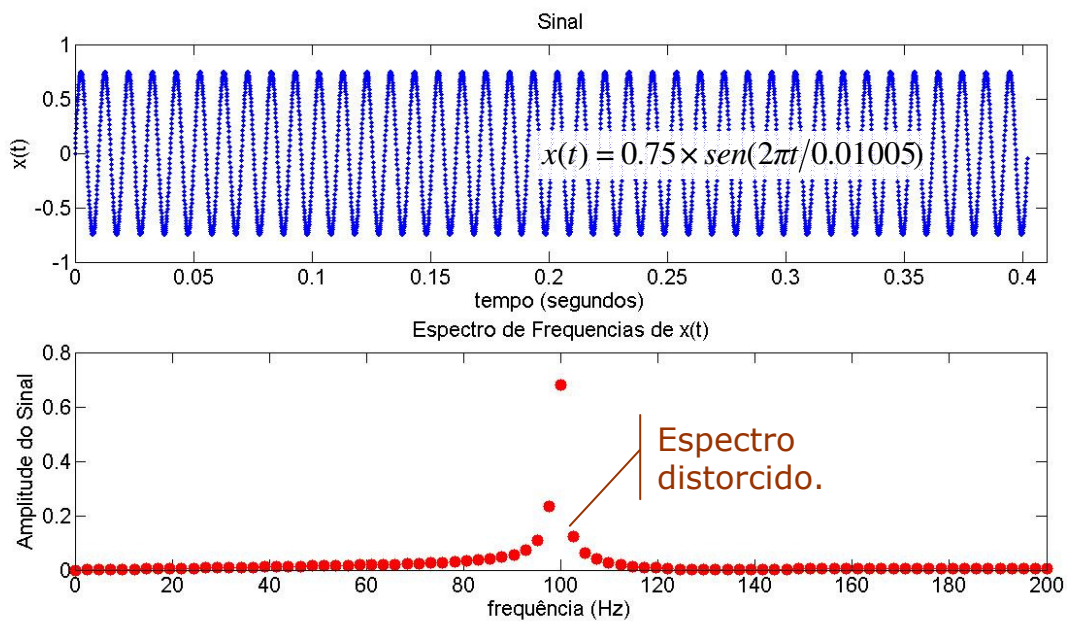


Figura 3.13: Problema de *leakage* não provocando distorção na Ilustração “b” (quando comparado ao espectro apresentado na Ilustração “a”). Utilizado o ponto como separador decimal.

O *picket-fence effect* acontece pela incapacidade da transformada de Fourier discreta observar o espectro como uma função contínua, uma vez que o cálculo do espectro é limitado a múltiplos inteiros da frequência fundamental F (recíproco do comprimento da amostra). A observação do espectro com a transformada de Fourier discreta é análoga a olhar para ele através de uma espécie de cerca, uma vez que se observa o comportamento exato só em pontos discretos. O pico principal de um determinado componente pode estar entre dois pontos da transformada discreta, e o pico da componente pode não ser detectado sem algum processamento adicional. Uma forma de reduzir o efeito é variar o número de pontos em um período de tempo, adicionando zeros no final do registro original, mantendo o registro original intacto. Este processo modifica artificialmente o período, que por sua vez modifica as posições das linhas espectrais, sem alterar a forma contínua do espectro original. Desta forma, os componentes espectrais inicialmente escondidos podem ser transferidos para os pontos onde podem ser observados (BRACEWELL, 2000). O *picket-fence effect* pode ser observado na Figura 3.14.



(a)



(b)

Figura 3.14: Problema de *picket-fence* provocando distorção na Ilustração “b” (se comparado ao espectro apresentado na Ilustração “a”). Utilizado o ponto como separador decimal.

A separação dos sinais periódicos tais como o efeito de maré de registros transformados para o campo de frequências pode ser realizada por diferentes funções de corte $h(t)$, assunto tratado na seção a seguir.

3.3.2 Funções de Corte

Para filtragem do sinal, conforme abordado na Equação 42, definem-se funções de corte específicas a depender da necessidade de se excluir frequências baixas, elevadas, intermediárias ou todas menos as intermediárias. Essas funções de corte são denominadas, respectivamente, passa-altas, passa-baixas, rejeita-faixa ou passa-faixa (HAYKIN & Van VEEN, 2001).

Diferentes funções podem ser utilizadas como função de corte $h(t)$. Neste trabalho foram utilizadas funções degrau. Para exclusão de frequências s acima de um valor s_x , a função de corte $H(s)$, já no campo das frequências, foi definida como:

$$H(s) = \begin{cases} 1 & \text{se } s \leq s_x \\ 0 & \text{se } s > s_x \end{cases} \quad (46)$$

Para outros tipos de filtro, altera-se a função $H(s)$ conforme desejado.

Encontram-se na literatura trabalhos que mostram a utilização do efeito de maré para cálculo de compressibilidade de reservatório. Para melhor entendimento dos procedimentos demonstrados em tais trabalhos, a próxima seção discorre sobre os diferentes parâmetros nomeados como compressibilidade.

3.4 Compressibilidade

A variação relativa do volume de um corpo sobre a variação da pressão a que ele está submetido é denominada compressibilidade β (ADAMS & WILLIAMSON, 1923), conforme Equação (47):

$$\beta = -\frac{1}{V_0} \frac{dV}{dP} \quad (47)$$

onde V_0 é o volume inicial do corpo e dV é a variação nesse volume sob uma mudança de pressão dP .

Alternativamente, denomina-se módulo de elasticidade volumétrico K como o inverso da compressibilidade:

$$K = \frac{1}{\beta} \quad (48)$$

O parâmetro K não deve ser confundido com o módulo de elasticidade (ou módulo de Young), comumente designado por E , dado pela divisão da tensão aplicada ao corpo pela conseqüente deformação elástica longitudinal.

Geertsma (1956) distingue três diferentes compressibilidades numa estrutura porosa: (1) compressibilidade da matriz (grãos) da rocha, isto é, a mudança fracionária no volume do material rochoso sólido por unidade de pressão; (2) compressibilidade total da rocha, isto é, a mudança fracionária do volume total da rocha porosa por unidade de pressão e ; (3) compressibilidade de poros, isto é, a mudança fracionária do volume dos poros por unidade de pressão. Com relação às compressibilidades (2) e (3), dois tipos de variação de tensão podem ser distinguidas: (a) variação na tensão interna ou nos poros (mudança na pressão de poros), mantendo-se a tensão externa constante e (b) variação na tensão externa à rocha porosa (como a pressão de sobrecarga), enquanto a pressão de poros é mantida constante. A primeira tensão é devido ao fluido, e por isso é sempre do tipo hidrostática. Frisa-se que a tensão externa, porém, pode ter diferentes valores em diferentes direções.

Neste trabalho a compressibilidade da matriz da rocha será indicada como c_s , a compressibilidade total da rocha como c_t e a compressibilidade de poros como c_p .

Adams & Williamson (1923) determinaram a compressibilidade do mineral quartzo, entre outros, e encontraram o valor da ordem de $2,7 \times 10^{-6} \text{ MBar}^{-1}$ ($2,7 \times 10^{-11} \text{ Pa}^{-1}$). Para uma rocha constituída desse mineral, a sua compressibilidade da matriz pode ser considerada igual à compressibilidade medida por Adams & Williamson (1923).

Carpenter & Spencer (1940) submeteram seis amostras encapsuladas a pressões externas de 5000 psi (34,5 MPa) até 8000 psi (55,7 MPa), em condições drenadas, com a pressão interna mantida constante igual a 1 atm, e determinaram a compressibilidade efetiva de arenitos portadores de óleo. Eles encontraram valores variando de $8,14 \times 10^{-6} \text{ MBar}^{-1}$ a $15,3^{-6} \text{ MBar}^{-1}$ ($8,15 \times 10^{-11} \text{ Pa}^{-1}$ a $1,53 \times 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$).

Hall (1953) submeteu diversas amostras de rocha a um ensaio onde a pressão externa foi mantida constante e igual a 3000 psi (20,68 MPa) e a pressão interna foi variada. Ele apresentou

um diagrama (ver Figura 3.15) para a compressibilidade medida nesse ensaio versus porosidade e estimou a importância de se considerar a compressibilidade efetiva das rochas para dois casos a destacar: 1- cálculo de óleo *in place* a partir de curvas de declínio em reservatórios volumétricos sub-saturados quando os limites do campo são desconhecidos ou indefinidos e 2 – estudos de desempenho de reservatórios com mecanismos naturais de influxo de água.

Hall (1953), assim como Carpenter & Spencer (1940), variou a pressão efetiva em seus ensaios. A pressão efetiva é dada pela diferença entre a pressão externa e a pressão interna a que a amostra é submetida. A compressibilidade efetiva é idêntica à compressibilidade do arcabouço sólido (*framework compressibility*), aqui designada por c_{fr} .

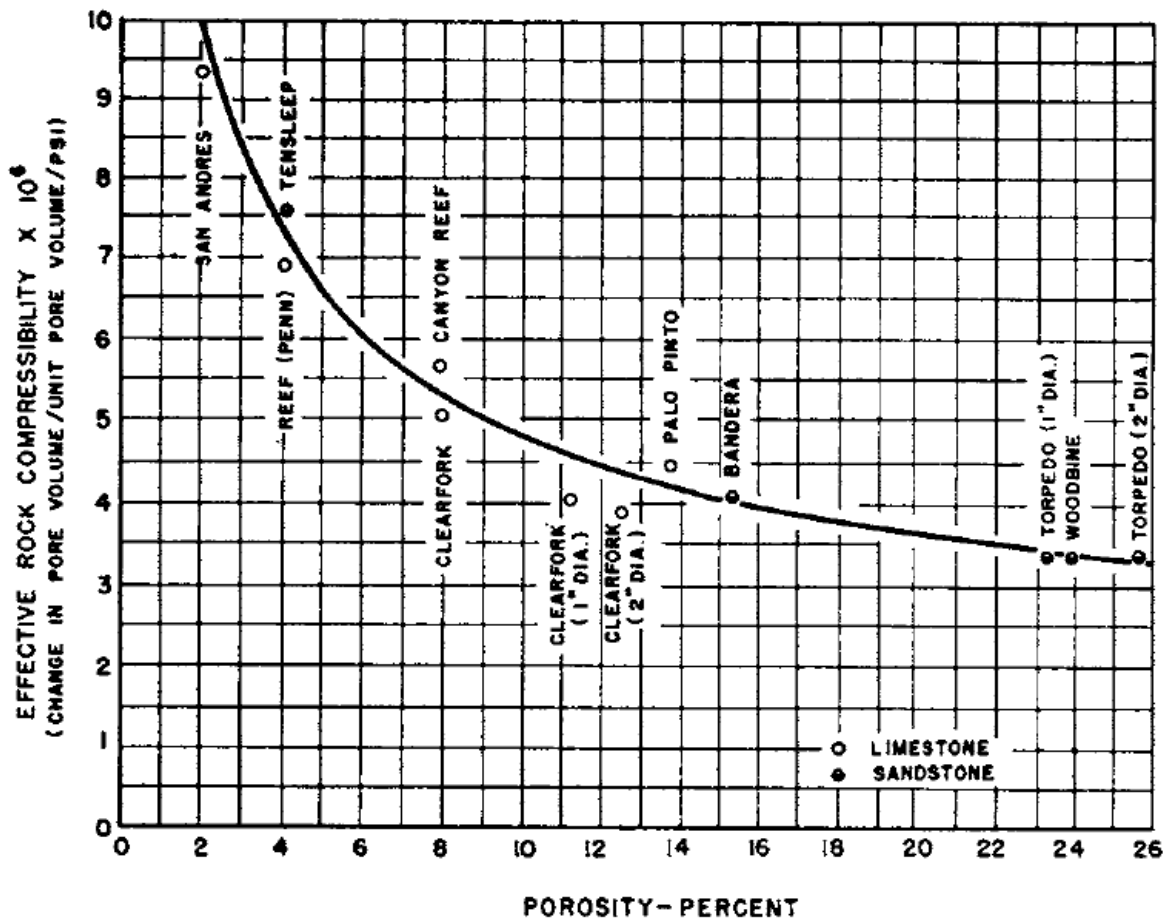


Figura 3.15: Compressibilidade efetiva⁸ de arenitos e carbonatos (extraída de HALL, 1953).

⁸ (1/psi)=1,45038 x 10⁻⁴ Pa⁻¹.

Hall (1953) sugere que seu diagrama não seja aplicável a areias não consolidadas ou formações muito fraturadas. O aparato utilizado por Hall (1953) é ilustrado na Figura 3.16 e é útil para entender o procedimento utilizado.

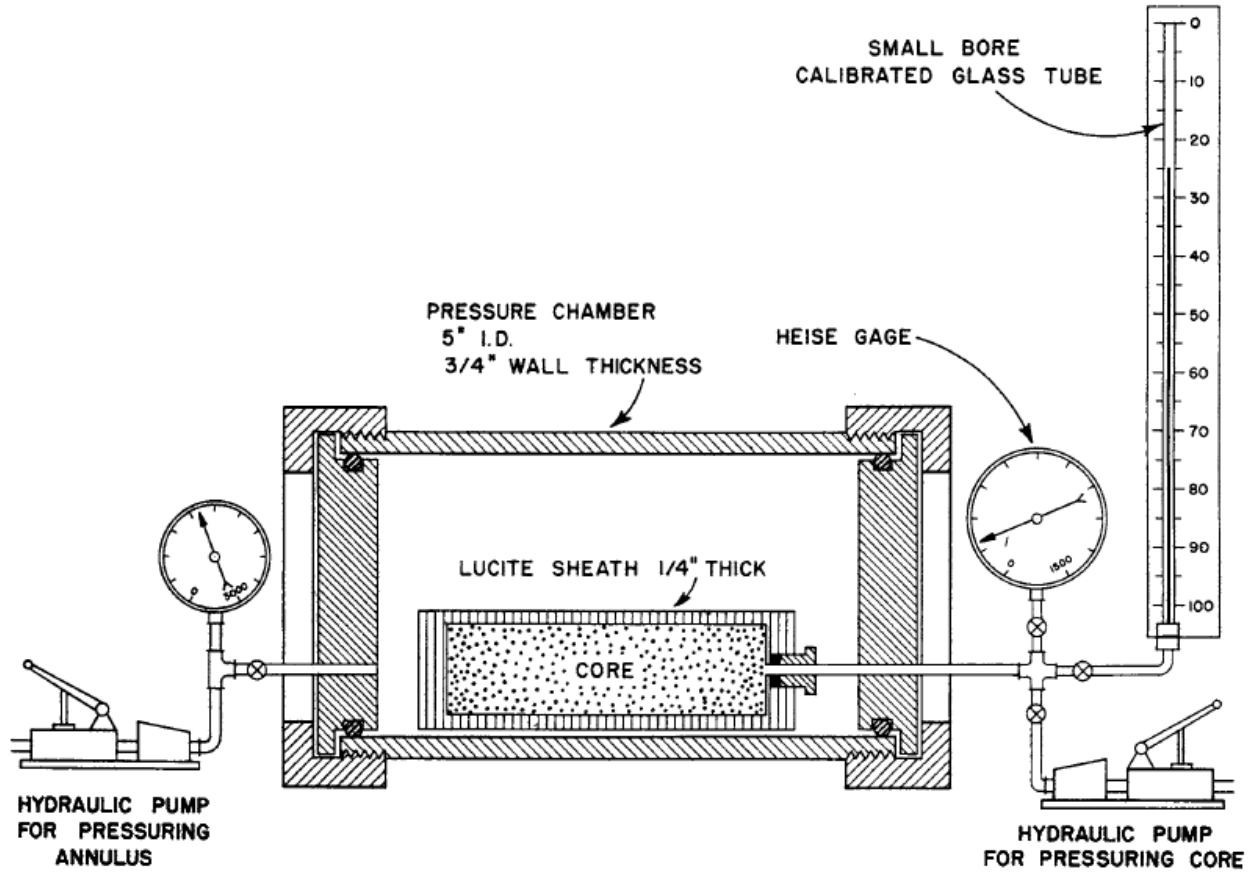


Figura 3.16: Ilustração do aparato utilizado por Hall (1953) para medição de compressibilidade efetiva (extraído de Hall, 1953).

A compressibilidade efetiva ou do arcabouço sólido é dada por:

$$c_{fr} = \frac{1}{V_t} \left(\frac{\partial V_t}{\partial (p_p - p^*)} \right) \tag{49}$$

onde V_t é o volume total da rocha, p_p é a pressão interna (pressão de poros) e p^* é a pressão externa.

A compressibilidade de poros é dada por:

$$c_p = \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial (p_p - p^*)} \right) \tag{50}$$

onde V_p é o volume poroso da rocha

A compressibilidade total (*bulk*) c_t varia, para a mesma rocha, se a condição é drenada ou não drenada e é dada por:

$$c_t = \frac{1}{V_t} \left(\frac{\partial V_t}{\partial (p^*)} \right) \quad (51)$$

Por outro lado, a compressibilidade de poros é dada pelo fluido contido nos poros da rocha e que oferece resistência à deformação dos poros. Para uma rocha saturada de gás, água e óleo, ou por algum destes, a compressibilidade do fluido c_L é dada por:

$$c_L = c_g \times s_g + c_w \times s_w + c_o \times s_o \quad (52)$$

onde s representa a saturação e os subscritos g , w e o identificam as fases gás, água e óleo, respectivamente.

Os valores de compressibilidade dessas fases podem ser obtidas a partir de ensaios PVT realizados em laboratório.

Von Gonten & Choudhary (1969) mostraram existir aparente correlação entre compressibilidade efetiva e temperatura

Hall (1953) publicou também outro gráfico (vide Figura 3.17), elaborado a partir de ensaios semelhantes aos realizados por Carpenter & Spencer (1940), que representa o que será chamado aqui de compressibilidade da formação c_f . A diferença entre a compressibilidade efetiva e a compressibilidade da formação representa a parcela da expansão da rocha que pode ser atribuída à expansão individual dos grãos quando a pressão de poros é reduzida.

$$c_f = c_{fr} - c_s \quad (53)$$

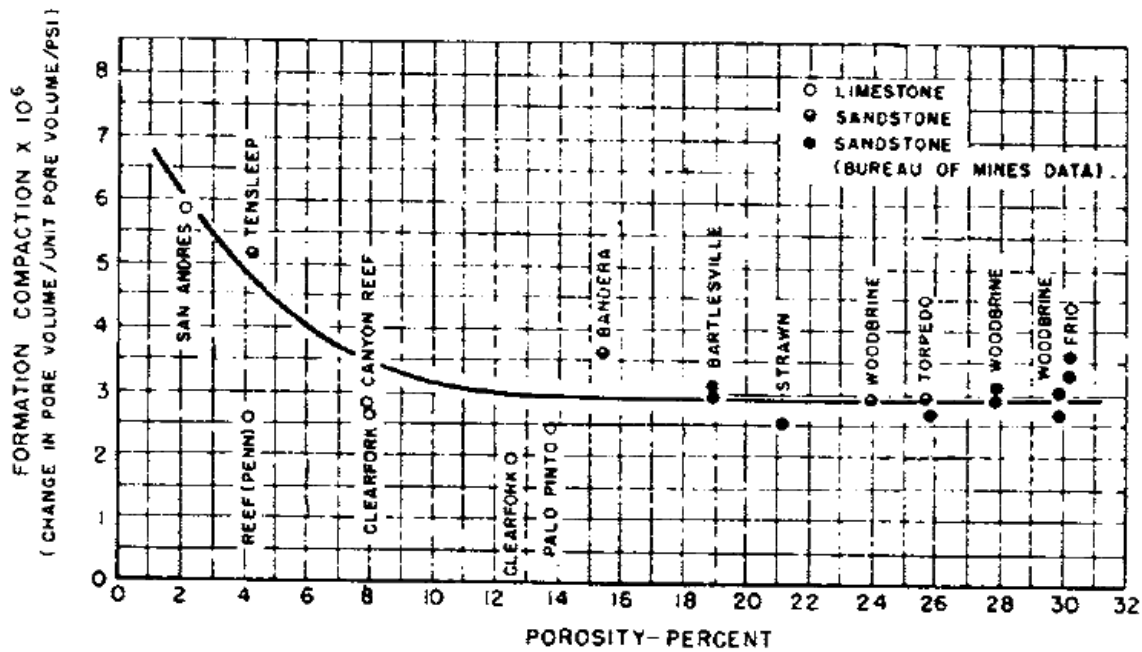


Figura 3.17: Compressibilidade⁹ da formação de amostras de arenitos portadores de óleo (extraído de HALL, 1953).

Earlougher (1977) diz que em geral é impossível correlacionar valores de compressibilidades de rocha, de tal maneira que a compressibilidade deve sempre ser medida para o reservatório que estiver sendo estudado. As correlações fornecem, na melhor das hipóteses, apenas uma ordem de magnitude dos valores de compressibilidades. Na ausência de valores medidos, no entanto, a correlação de Hall (1953), ilustrada na Figura 3.15, pode ser usada para estimativa da compressibilidade efetiva de uma rocha reservatório.

Segundo Teeuw (1971), a compressibilidade da rocha se relaciona com a compressibilidade uniaxial c_u por:

$$c_u = \frac{1}{3} \left(\frac{1+\nu}{1-\nu} \right) (1-\ell) c_t \quad (54)$$

onde $\ell = c_s / c_t$ é a razão entre a compressibilidade da matriz da rocha e a compressibilidade total da rocha e ν é o coeficiente de Poisson da rocha.

Van der Knaap (1959) propôs outra correlação para a estimativa da compressibilidade efetiva para rochas calcárias. Posteriormente, Newman (1973) apresentou outras correlações para

⁹ (1/psi)=1,45038 x 10⁻⁴ Pa⁻¹.

a estimativa da compressibilidade efetiva para rochas calcárias e para arenitos consolidados, friáveis e não consolidados.

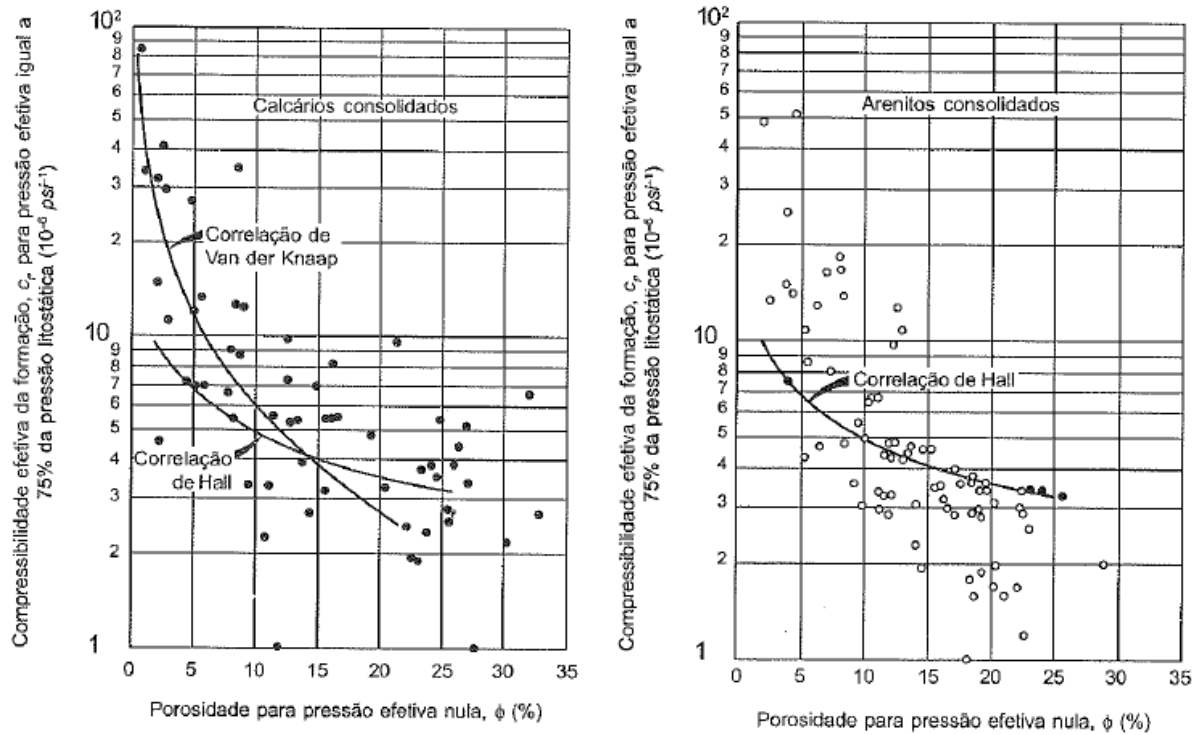


Figura 3.18: Compressibilidade efetiva de amostras a 75% da pressão litostática versus porosidade inicial para calcários consolidados e para arenitos consolidados (NEWMAN, 1973. Extraído de ROSA, 2006).

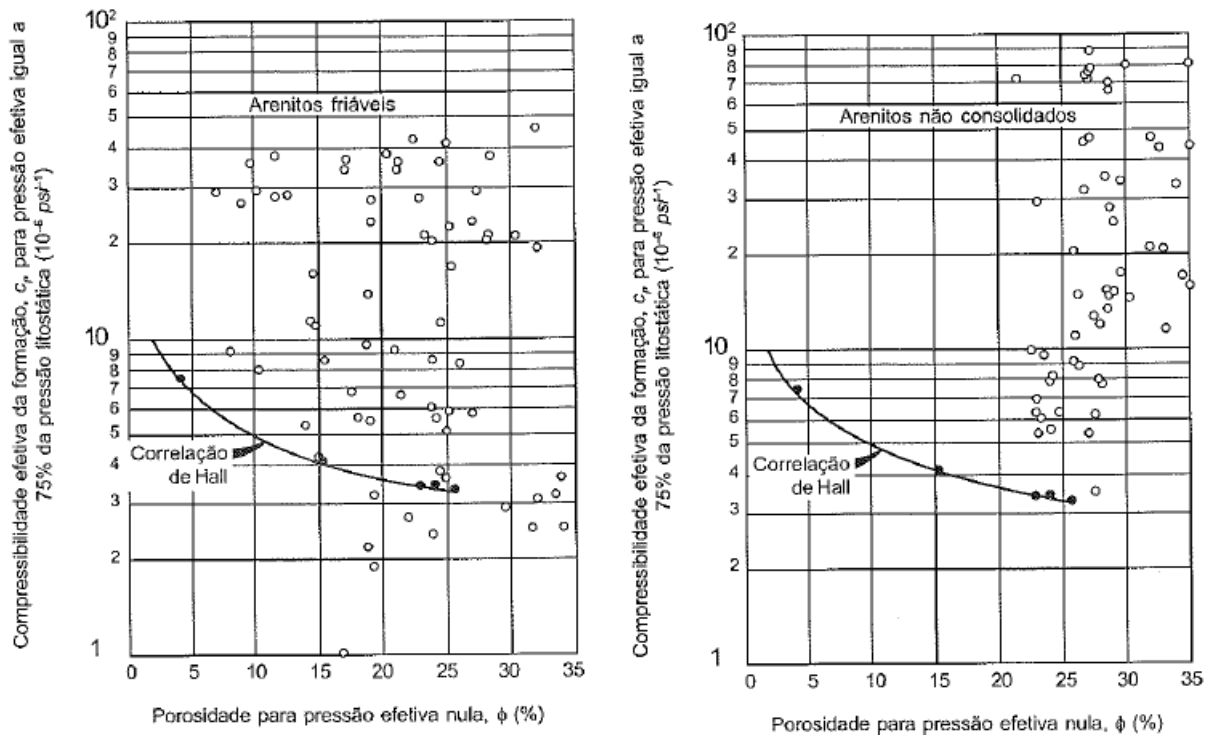


Figura 3.19: Compressibilidade efetiva de amostras a 75% da pressão litostática versus porosidade inicial para arenitos friáveis e para arenitos não consolidados (NEWMAN, 1973. Extraído de ROSA, 2006).

Algumas fontes de dados podem ser utilizadas para a determinação da compressibilidade efetiva da rocha de um reservatório de petróleo (adaptado de STANDING, 1974):

1. Suposição: escolher um valor ou traçar valores de compressibilidade dependentes da pressão de confinamento da rocha, tendo em vista valores observados em livros e artigos, resultando numa desconhecida e geralmente pobre exatidão, ficando sujeito a discussão por outros engenheiros;
2. Analogia: selecionar valores ou curvas apresentadas por outros campos e assumir que o seu sistema tem as mesmas características. Os resultados podem ser tão inexatos quanto no caso anterior, porém serão mais bem aceitos pelos outros engenheiros;
3. Medições em laboratório: esse é o método normalmente considerado como o que apresenta valores mais exatos. Porém, pode ser bastante inexato e impreciso se as medidas de laboratório não forem cuidadosamente realizadas. Acrescenta-se que a amostra utilizada para a definição da compressibilidade pode carecer de representatividade do reservatório. Todavia, este é o método que oferece menos questionamento por outros engenheiros;

4. Em alguns casos, uso das medidas de pressão de poros em testes de formação. A depender da qualidade dos dados adquiridos, pode ser exato e oferecer representatividade desejada nos estudos de engenharia de reservatórios.

Amostras de campo são pequenas e não são necessariamente representativas para todo o reservatório. Elas podem ser danificadas durante a amostragem, incluindo o alívio de tensões durante a retirada da amostra do reservatório. Dessa forma, o estado de tensões do reservatório não seria devidamente representado. Dados de perfis também carregam incertezas quanto ao estado de tensões modificado (neste caso ao redor do poço) e representatividade das paredes do poço com relação à média do reservatório. Pelos motivos expostos, um método *in situ* para determinação da compressibilidade média da rocha reservatório, representativo de todo o volume (ou considerável parte do volume) do reservatório, é de grande valia. Os métodos que utilizam o efeito de maré presente nos dados de pressão de fundo de poço se candidatam a ser este método.

A seção a seguir traz a descrição do modelo poroelástico utilizado para entendimento e cálculos dos carregamentos a que o reservatório de petróleo está submetido e empregado nos métodos para cálculo de compressibilidade de rocha descritos no Item 3.6.

3.5 Modelo Poroelástico

As rochas reservatório de petróleo são submetidas a tensões externas exercidas, em parte, pelas rochas depositadas acima delas, e a tensões internas exercidas pelos fluidos contidos nos seus poros (Figura 3.20). Dizendo de outra forma, as rochas são submetidas a tensões de confinamento e a tensões provocadas pela pressão de poros. A tensão interna é do tipo hidrostática, enquanto as tensões externas podem ter diferentes valores em diferentes direções (AMYX et al., 1960).

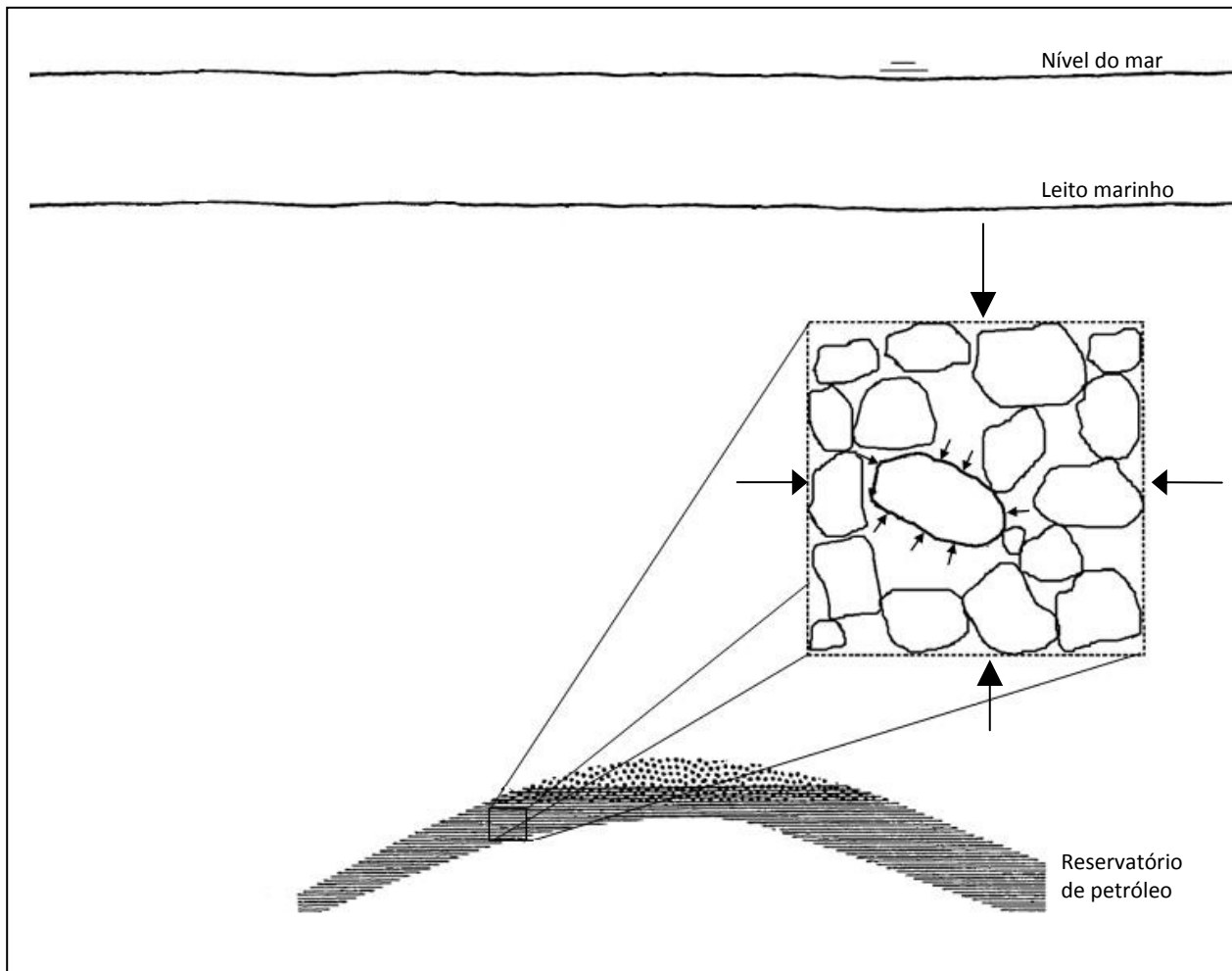


Figura 3.20: Reservatório confinado: no detalhe, carregamentos laterais e verticais e pressão de poros.

A depleção de fluidos do espaço poroso do reservatório, a variação das tensões externas ou a variação do volume total do reservatório resultam em mudanças nas tensões internas no reservatório. Essas mudanças nas tensões internas são traduzidas em mudanças nas tensões ao longo do arcabouço sólido e na pressão de poros do reservatório. Estas mudanças têm como consequência mudanças nos volumes dos grãos (*grain volume*), no volume total (*bulk volume*) e nos volumes dos poros (*pore volume*) da rocha reservatório.

O modelo poroelástico é utilizado para entender como se processam as mudanças nas tensões internas do reservatório. Considerar-se-á um meio isotrópico, permeável e poroso, constituído de uma parte sólida e outra fluida.

A tensão interna é do tipo hidrostática, onde as tensões tangenciais, também chamadas de tensões de cisalhamento, são nulas ($\tau_{ij} = 0$). Assim, o estado de tensões internas pode ser representado da seguinte forma:

$$\vec{\sigma} \doteq \begin{bmatrix} \sigma_x & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_y & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_z \end{bmatrix} \quad (55)$$

onde σ_x , σ_y e σ_z são as componentes normais do vetor tensão. Na ausência de tensões tectônicas, haverá simetria horizontal e as tensões horizontais máxima e mínima σ_H e σ_h , respectivamente, serão iguais, i.e. $\sigma_H = \sigma_h = \sigma_x = \sigma_y$ (CAMPOS, 2006).

Neste trabalho, todas as tensões serão consideradas positivas quando agirem em favor da compressão e negativa quando ao contrário. A deformação será considerada positiva quando em compressão e negativa quando em tração.

Alterações nas tensões de confinamento, como as causadas pela variação da força gravitacional, são somadas ao estado de tensão inicial, valendo-se do princípio da superposição de efeitos, e o novo estado de tensão pode ser representado por:

$$\sigma + \Delta\sigma = \begin{bmatrix} \sigma_x & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_y & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_z \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta\sigma_x & 0 & 0 \\ 0 & \Delta\sigma_y & 0 \\ 0 & 0 & \Delta\sigma_z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sigma_x + \Delta\sigma_x & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_y + \Delta\sigma_y & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_z + \Delta\sigma_z \end{bmatrix} \quad (56)$$

Biot (1955) representa o estado de tensões internas em termos de tensões efetivas (intergranulares) e de pressão de poros:

$$\sigma = \sigma' + \alpha p_p \delta = \begin{bmatrix} \sigma'_x & 0 & 0 \\ 0 & \sigma'_y & 0 \\ 0 & 0 & \sigma'_z \end{bmatrix} + \alpha p_p \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (57)$$

onde α é a constante de Biot e σ' é a tensão efetiva.

Fjaer et al. (2008) define a constante de Biot como:

$$\alpha = \frac{C}{M_b} \quad (58)$$

onde C e M_b são módulos elásticos do material bifásico.

Em termos de variação de tensão, como a que se encontra à medida que se tem variação da força gravitacional, tem-se:

$$\Delta\sigma = \begin{bmatrix} \Delta\sigma'_x & 0 & 0 \\ 0 & \Delta\sigma'_y & 0 \\ 0 & 0 & \Delta\sigma'_z \end{bmatrix} + \alpha\Delta p_p \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (59)$$

Durante o teste de formação, a pressão de poros p_p é medida e a variação na pressão de poros Δp_p devido à variação da força gravitacional, chamada de efeito de maré, pode ser percebida, conforme ilustrado na Figura 3.21.

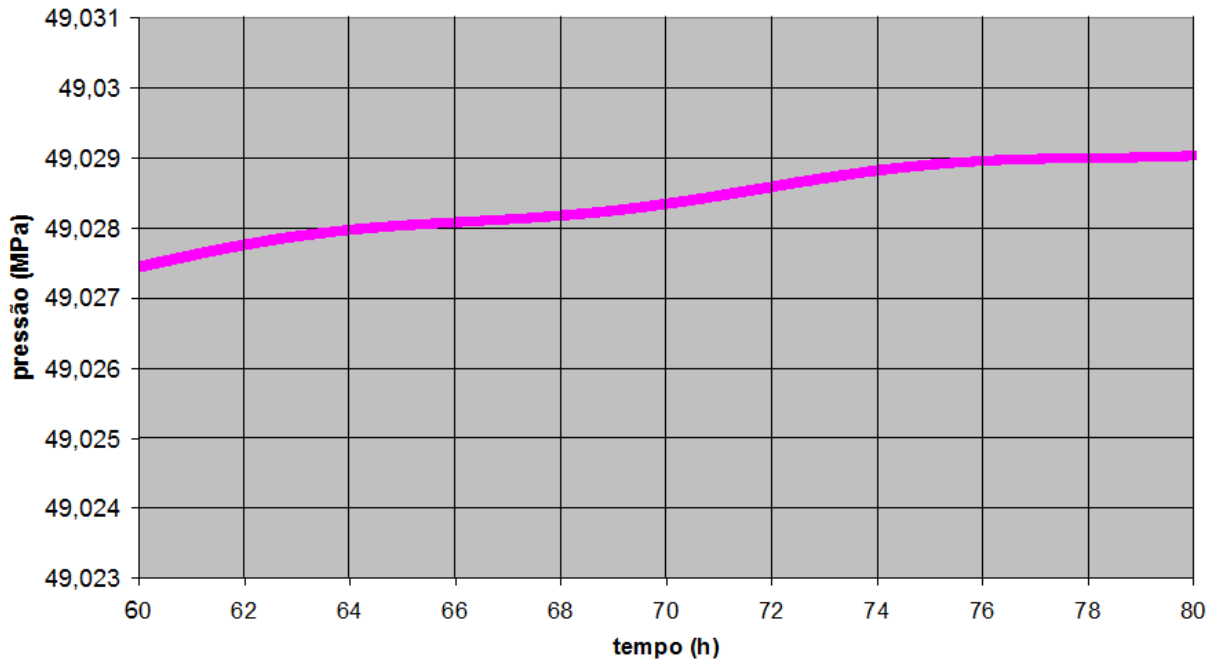


Figura 3.21: Flutuação nos registros de pressão de poros devido ao efeito de maré em teste de formação. (fonte: TFR01 do poço 1-DEP-001).

Biot (1962) mostra as relações tensão-deformação para o sistema bifásico, expressas em termos das componentes σ_x , σ_y e σ_z do tensor das tensões σ , das tensões de cisalhamento τ_{xy} , τ_{xz} e τ_{yz} , da deformação volumétrica da parte sólida ε_v , das deformações normais ε_x , ε_y , ε_z e cisalhantes γ_{xy} , γ_{xz} e γ_{yz} , da deformação volumétrica do fluido em relação ao sólido, ou variação do conteúdo de fluido, ζ , e da pressão de poros p_p .

$$\sigma_x = \lambda \varepsilon_v + 2G_L \varepsilon_x - C\zeta \quad (60)$$

$$\sigma_y = \lambda \varepsilon_v + 2G_L \varepsilon_y - C\zeta \quad (61)$$

$$\sigma_z = \lambda \varepsilon_v + 2G_L \varepsilon_z - C\zeta \quad (62)$$

$$\tau_{xy} = 2G_L \gamma_{xy} \quad (63)$$

$$\tau_{xz} = 2G_L \gamma_{xz} \quad (64)$$

$$\tau_{yz} = 2G_L \gamma_{yz} \quad (65)$$

$$p_p = C\varepsilon_v - M_b \zeta \quad (66)$$

onde λ e G_L são as constantes de Lamé. G_L também é chamada de módulo de elasticidade transversal. Como o fluido não resiste a esforços de cisalhamento, pode-se considerar que o módulo de elasticidade transversal do sistema poroso coincidente com o do arcabouço sólido:

$$G_L = G_{fr} \quad (67)$$

Com as tensões de cisalhamento nulas e para a variação de tensão incremental $\Delta\sigma = K\Delta\varepsilon_v$, onde K é o módulo de elasticidade volumétrico, as equações acima se reduzem a:

$$\Delta\sigma'_x = \lambda\Delta\varepsilon_v + 2G_L\Delta\varepsilon_x - C\Delta\zeta \quad (68)$$

$$\Delta\sigma'_y = \lambda\Delta\varepsilon_v + 2G_L\Delta\varepsilon_y - C\Delta\zeta \quad (69)$$

$$\Delta\sigma'_z = \lambda\Delta\varepsilon_v + 2G_L\Delta\varepsilon_z - C\Delta\zeta \quad (70)$$

$$\Delta p_p = C\Delta\varepsilon_v - M_b\Delta\zeta \quad (71)$$

As Equações 68 a 70 acima podem ser agrupadas como:

$$\Delta\sigma' = K\Delta\varepsilon_v - C\Delta\zeta \quad (72)$$

onde $\Delta\sigma' = \frac{\Delta\sigma'_x + \Delta\sigma'_y + \Delta\sigma'_z}{3}$ é a tensão intergranular (ou efetiva) média e $K = (\lambda + 2G_L)/3$ é o

módulo de elasticidade volumétrico da rocha porosa em condições não drenadas (SOUZA, 2010).

Este é o caso, durante um teste de crescimento de pressão, em que a estocagem do poço já foi

inteiramente vencida. Neste caso de condição não drenada, onde não ocorre variação do conteúdo de fluido ($\Delta\zeta = 0$), a variação da pressão de poros é dada por:

$$\Delta p_p = C\Delta\varepsilon_v \quad (73)$$

Utilizando as equações 68 a 71:

$$\frac{\Delta\sigma'}{\Delta\varepsilon_v} = K + \frac{\Delta p_p C}{M_b \Delta\varepsilon_v} - \frac{C^2}{M_b} = K_{fr} + \frac{\Delta p_p C}{M_b \Delta\varepsilon_v} = K_{fr} + \frac{C}{M_b} \left(\frac{\Delta p_p}{\Delta\varepsilon_v} \right) \quad (74)$$

onde $K_{fr} = K - \frac{C^2}{M_b}$ é o módulo de elasticidade volumétrico do arcabouço sólido.

Reorganizando a equação acima:

$$K_{fr} = \frac{\left(\Delta\sigma' - \frac{C}{M_b} \Delta p_p \right)}{\Delta\varepsilon_v} \quad (75)$$

A equação acima mostra que quando plotada a tensão efetiva, ao invés da tensão total, contra a deformação, a curva tensão-deformação fornece o K_{fr} , a exemplo do que ocorre para um teste drenado (SOUZA, 2010).

Alternativamente à Equação 58, a constante de Biot pode ser definida como:

$$\alpha = \frac{C}{M_b} = 1 - \frac{K_{fr}}{K_s} \quad (76)$$

O limite superior para K_{fr} é $(1 - \phi)K_s$, o que confere à constante de Biot valores variando de $\phi < \alpha \leq 1$. Em rochas não consolidadas ou fracas, α assume valores próximos de 1 (SOUZA, 2010).

Em condições drenadas, mantendo-se a pressão de poros constante ($\Delta p_p = 0$), qualquer incremento de tensão de confinamento é suportado pelo arcabouço sólido da rocha. Os experimentos de Carpenter & Spencer (1940) e Hall (1953) para determinação de compressibilidades efetivas de amostras de rocha foram realizados segundo esta condição.

Das equações 67 a 70, defini-se o módulo de elasticidade volumétrico do arcabouço sólido

K_{fr} :

$$\frac{\Delta\sigma'}{\Delta\varepsilon_v} = K + \frac{\Delta p_p C}{M_b \Delta\varepsilon_v} - \frac{C^2}{M_b} = K_{fr} + \frac{\Delta p_p C}{M_b \Delta\varepsilon_v} = K_{fr} \quad (77)$$

A condição acima representa o caso em que o teste de formação é realizado com o poço idealmente aberto e é, aproximadamente, o caso dos momentos iniciais do teste de crescimento de pressão.

Em Fjaer (2008) podem ser encontradas as demonstrações de que:

$$K = K_{fr} + \frac{K_L}{\phi} \frac{\left(1 - \frac{K_{fr}}{K_s}\right)^2}{1 + \frac{K_L}{\phi K_s} \left(1 - \phi - \frac{K_{fr}}{K_s}\right)} \quad (78)$$

$$C = \frac{K_L}{\phi} \frac{\left(1 - \frac{K_{fr}}{K_s}\right)}{1 + \frac{K_L}{\phi K_s} \left(1 - \phi - \frac{K_{fr}}{K_s}\right)} \quad (79)$$

$$M_b = \frac{CK_s}{K_s - K_{fr}} \quad (80)$$

onde ϕ é a porosidade da rocha, K_L é o módulo de elasticidade volumétrico (ou o inverso da compressibilidade) do fluido que preenche os poros e K_s é o módulo de elasticidade volumétrico dos grãos (ou matriz) da rocha.

Para os casos em que o arcabouço é rígido, ou seja, $K_{fr} \gg K_L$, e $\phi \gg \left(\frac{K_L}{K_s^2}\right)(K_s K_{fr})$ simplifica-se as equações acima por (SOUZA, 2010):

$$K \cong K_{fr} \quad (81)$$

$$C \cong \frac{K_L}{\phi} \left(1 - \frac{K_{fr}}{K_s}\right) \quad (82)$$

$$M_b \cong \frac{K_L}{\phi} \quad (83)$$

Para os casos em que o arcabouço é flexível, ou seja, $K_{fr} \ll K_L$ e $\phi \gg \frac{K_L}{K_s}$ simplifica-se as mesmas equações por (SOUZA, 2010):

$$K \cong K_{fr} + \frac{K_L}{\phi} \quad (84)$$

$$C \cong M_b - \frac{K_L}{\phi} \quad (85)$$

Os dois casos acima são extremos. Encontram-se, nos casos de avaliação de reservatórios, casos intermediários onde as equações devem ser utilizadas nas suas formas completas (Eq. 78 a 80).

A elasticidade volumétrica de poros K_p é dada por Zimmerman (1991) como:

$$K_p = \phi \left(\frac{K_{fr} K_s}{K_s - K_{fr}} \right) \quad (86)$$

Com base nas definições e demonstrações apresentadas neste Capítulo e, especialmente, no Item 3.4, demonstra-se o uso da variação de pressão encontrada em testes de formação, em especial em períodos de crescimento de pressão, como efeito da variação gravitacional (efeito da maré astronômica) para cálculo da compressibilidade efetiva ou da compressibilidade total de reservatórios, a depender das condições de contorno.

A próxima seção descreve dois métodos para cálculo de compressibilidade de rocha reservatório a partir de dados de pressão de fundo de poço com efeito de maré e que carregam considerações distintas que serão discutidas.

3.6 Modelos para Cálculo de Compressibilidade a Partir de Dados de Testes de Formação com Efeito de Maré

Dois métodos para cálculo da compressibilidade efetiva ou da compressibilidade total do reservatório a partir dos dados de testes de formação podem ser destacados e são aqui denominados como *método da variação da pressão de sobrecarga* e *método da deformação do*

reservatório. Ambos se utilizam de modelos poroelásticos e se diferenciam já nas considerações iniciais. O primeiro considera que toda alteração de carga acima do reservatório (variações no nível do mar ou na pressão atmosférica, por exemplo) é integralmente transmitida ao reservatório alterando sua pressão de sobrecarga, enquanto o segundo considera que a mesmas deformações sentidas pela litosfera devido às variações gravitacionais podem ser observadas no reservatório.

3.6.1 Método da Variação da Pressão de Sobrecarga

Este método foi mostrado pioneiramente por Bredehoeft (1967) e são assumidas duas considerações a destacar: (1) toda alteração de pressão devido a variações no nível do mar ou na pressão atmosférica é integralmente transmitida ao reservatório alterando sua pressão de sobrecarga e, (2) a deformação é uniaxial (a deformação lateral do reservatório é negligenciada). Essa segunda consideração é válida, conforme demonstrado por Geertsma (1956), para reservatórios de grandes extensões laterais se comparadas à espessura vertical.

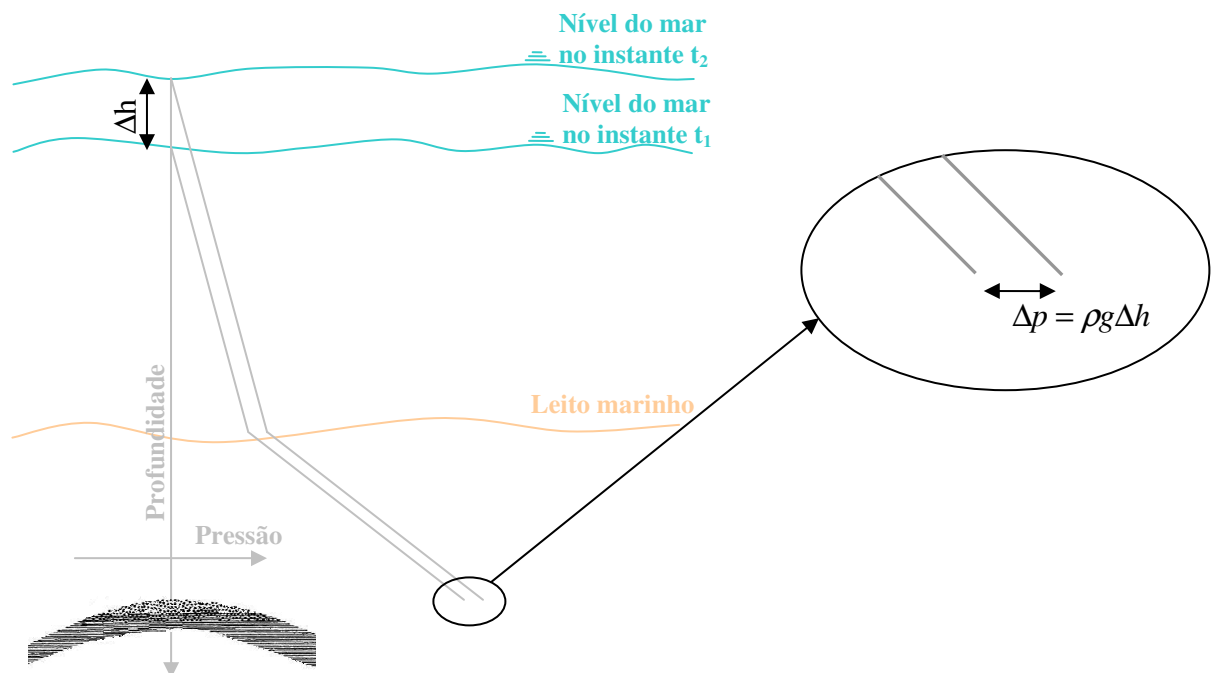


Figura 3.22: Esquema ilustrativo das alterações de sobrecarga segundo consideração do Método da Variação da Pressão de Sobrecarga.

Para derivar as equações para cálculo da compressibilidade, lança-se mão da teoria da poroelasticidade pioneiramente publicada por Maurice Anthony Biot (1941) e demonstrada no

Item 3.5. A teoria da poroelasticidade trata da elasticidade de meios porosos contendo fluidos, caso em que se encontram os reservatórios de petróleo.

Considerando um reservatório não protegido da pressão de sobrecarga acima dele por nenhuma estrutura natural, a variação de pressão Δp_{tide} no fundo do oceano promove uma variação de tensão vertical $\Delta \sigma_v$ no reservatório:

$$\Delta \sigma_v = \Delta p_{tide} \quad (87)$$

O módulo de compactação uniaxial é dado por (NETLAND et al., 1996):

$$K_u = K_{fr} + \frac{4}{3} G_{fr} \cong K_{fr} \frac{3(1 - \nu_{fr})}{1 + \nu_{fr}} \quad (88)$$

ν_{fr} representa o coeficiente de Poisson do arcabouço sólido. Para o final do período de crescimento de pressão de um teste de formação (também chamado de período de estática), considera-se uma situação de reservatório deformando de forma aproximadamente não drenada. Neste caso, ζ assume valor igual a zero. Dessa forma, a razão entre a variação da pressão de poros do reservatório Δp_p e a variação da pressão no fundo do mar Δp_{tide} , chamada de eficiência de transmissão TE , é dada por:

$$TE = \frac{\Delta p_p}{\Delta p_{tide}} = \frac{C}{K} \quad (89)$$

Em geral, $K_s \gg K_L$. Neste caso, utilizando as Equações (78), (79) e (80) do Item 3.5:

$$TE = \frac{\alpha \frac{K_L}{\phi}}{K_u + \alpha^2 \frac{K_L}{\phi}} \Rightarrow K_u = \alpha \frac{K_L}{\phi} \frac{1 - \alpha TE}{TE} \quad (90)$$

Segundo Teeuw (1971), a compressibilidade da rocha se relaciona com a compressibilidade uniaxial c_u por:

$$c_u = \frac{1}{3} \left(\frac{1 + \nu}{1 - \nu} \right) (1 - \ell) c_t \quad (91)$$

onde $\ell = c_s / c_t$ é a razão da compressibilidade da matriz da rocha pela compressibilidade total da rocha e ν é o coeficiente de Poisson da rocha.

Assim, de (90) e (91) escreve-se:

$$c_t = c_s + 3\phi TE \frac{c_L}{\alpha(1-\alpha TE)} \frac{1-\nu}{1+\nu} \quad (92)$$

Para o caso de arcabouço flexível, onde são admitidos $K_{fr}, G_{fr}, K_s \ll K_L$ e $\phi \gg K_L/K_s$:

$$TE = \frac{\frac{K_L}{\phi}}{K_u + \frac{K_L}{\phi}} \Rightarrow K_u = \frac{K_L}{\phi} \frac{1-TE}{TE} \quad (93)$$

De onde se pode deduzir c_t :

$$c_t = c_s + 3\phi TE \frac{c_L}{(1-TE)} \frac{1-\nu}{1+\nu} \quad (94)$$

Para aplicação desta abordagem, é necessário o conhecimento da variação da pressão no fundo do oceano, dado muitas vezes não disponível. Não tendo sido registrada a pressão no fundo do oceano durante o teste de formação, o cálculo pode ser aproximado utilizando-se os registros de tábuas de marés¹⁰, que oferecerão razoável aproximação.

A próxima seção traz o segundo método destacado para cálculo de compressibilidade de rocha a partir de dados de pressão de fundo de poço com efeito de maré.

3.6.2 Método da Deformação do Reservatório

Assume-se aqui que a deformação sentida pela litosfera devido aos efeitos da variação gravitacional acontece também no reservatório e que os grãos da rocha são incompressíveis

A expansão total do reservatório θ é dada por (ZHAO & REYNOLDS, 2009):

$$\theta = dV_t/V_t = \theta_g + \theta_v \quad (95)$$

Onde os subscritos g e v se referem, respectivamente, à parcela devido à deformação do globo terrestre e à parcela devido à mudança na pressão de sobrecarga e V_t significa volume total do reservatório. Considerando V_p o volume de poros do reservatório:

¹⁰ Tábuas de marés são os registros dos níveis dos mares em pontos específicos, normalmente portos, comumente divulgadas pela Marinha do país ou demais agências de informações marítimas.

$$\theta_g = dV_{t,g} / V_t = dV_{p,g} / V_t = \phi dV_{p,g} / V_p \quad (96)$$

$$\theta_v = dV_{t,v} / V_t = dV_{p,v} / V_t = \phi dV_{p,v} / V_p \quad (97)$$

Onde ϕ é a porosidade média do reservatório. Takeuchi (1950) apud Zhao e Reynolds (2009) desenvolveu a seguinte expressão para θ_g :

$$\theta_g = \frac{1-2\nu}{1-\nu} \left\{ (2\bar{h} - 6\bar{l}) \frac{W_2}{r_o g} \right\} \quad (98)$$

Onde W_2 é o componente de segunda ordem (ou componente principal) do diferencial do potencial gravitacional manifestado pelos corpos externos. Segundo Melchior (1966), W_2 assume valores de $0,766 \text{ m}^2/\text{s}^2$ a $7,66 \text{ m}^2/\text{s}^2$. Segundo Zhao e Reynolds (2009), os parâmetros \bar{h} e \bar{l} assumem os valores 0,60 e 0,07, respectivamente. Eles são parâmetros viscoelásticos da terra e são conhecidos como Números de Love (*Love Number*). O termo ν é o coeficiente de Poisson, que tem como um valor tipicamente utilizado de 0,25. r_o e g são, respectivamente, o raio médio da terra e a aceleração gravitacional na superfície da terra. Seus valores são $r_o = 6,373388 \times 10^6 \text{ m}$ e $g = 9,80 \text{ m/s}^2$.

Substituindo os valores acima em (98):

$$\theta_g = 0,83 \times 10^{-8} \text{ s}^2 / \text{m}^2 \times W_2 \quad (99)$$

Definindo a mudança incremental da pressão de poros devido à expansão da terra como $\Delta p_{p,g}$ e a pressão de confinamento como p_c . A mudança no volume de poros é função tanto da mudança na pressão de confinamento quanto da mudança na pressão de poros. Zimmerman (1991) definiu duas poro-compressibilidades: c_{pp} e c_{pc} . c_{pp} é a compressibilidade quando a pressão de poros é perturbada e a pressão de confinamento é fixa, enquanto c_{pc} é a compressibilidade quando a pressão de confinamento é perturbada e a pressão de poros é fixa:

$$c_{pp} = \frac{1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial p_p}_{p_c = \text{constante}} \quad (100)$$

$$c_{pc} = \frac{1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial p_c}_{p_p = \text{constante}} \quad (101)$$

De (96), (97) e (100):

$$\theta_v = \phi c_{pp} \Delta p_{p,g} \quad (102)$$

Considerando a compressibilidade do fluido como c_L , a mudança na pressão de poros $dV_p = dV_{p,t} + dV_{p,L}$ é dada por:

$$dV_p = -c_L V_p \Delta p_{p,g} \quad (103)$$

Como $dV_p = dV_t$ (ZHAO & REYNOLDS, 2009), de (94) e (102), a expansão total θ devido à expansão do fluido é dada por:

$$\theta = dV_t / V_t = \phi dV_p / V_p = -\phi c_L \Delta p_{p,g} \quad (104)$$

Combinando (95), (102) e (104), obtém-se a seguinte expressão para θ_g :

$$\theta_g = \theta - \theta_v = -\phi (c_{pp} + c_L) \Delta p_{p,g} \quad (105)$$

Das equações (102) e (105), observa-se que θ_g e θ_v têm sinais opostos: se a pressão de poros aumenta devido ao efeito de maré da terra, a expansão θ_g será negativa e a expansão causada pela mudança da pressão de sobrecarga θ_v será positiva.

$$c_t = c_{pp} + c_L \quad (106)$$

onde c_t é a compressibilidade total dividida em duas parcelas: uma parcela devido à variação da pressão de confinamento e uma parcela devido à variação na pressão de poros.

Utilizando (98), (105) e (106):

$$c_t = -\frac{\theta_g}{\phi \Delta p_{p,g}} = 0,83 \times 10^{-8} \text{ s}^2 / \text{m}^2 \frac{W_2}{\phi \Delta p_p} \quad (107)$$

onde Δp_p pode ser dado pela amplitude do sinal observado nos testes de formação.

O capítulo a seguir traz a aplicação dos fundamentos e metodologias descritas no Capítulo 3, incluindo a aplicação da transformada de Fourier e cálculos de compressibilidades de rochas utilizando o efeito de maré presente em dados de pressão registrados em testes de formação.

4 APLICAÇÕES

Para este trabalho, foram gerados alguns conjuntos de dados de pressão simulando-se testes de formação hipotéticos. Os modelos utilizados, demonstrados no Item 3.1, representam reservatórios isotrópicos homogêneos, com escoamento monofásico radial ao poço vertical e totalmente completado e quatro tipos de condição de contorno: escoamento radial infinito; escoamento radial composto; escoamento alcançando uma falha selante; e escoamento alcançando uma linha de manutenção de pressão. A esses dados de pressão, foram somados sinais típicos do efeito de maré. A seção a seguir descreve os parâmetros utilizados para geração dos dados de pressão a partir dos modelos matemáticos e as aplicações do filtro com transformada de Fourier.

4.1 Modelos Utilizados

Para demonstração do uso da transformada de Fourier, inicialmente foi construído um sinal de maré η constituído, inicialmente, de dois harmônicos. O primeiro harmônico com períodos de 12 horas (frequência σ_1 de $2,315 \times 10^{-5}$ Hz), amplitude A_1 de 100 Pa e fase g_1 de 0° . O segundo harmônico com período de 24 horas (frequência σ_2 de $1,157 \times 10^{-5}$ Hz), A_2 de 200 Pa e fase g_2 de 30° , conforme Figura 4.1.

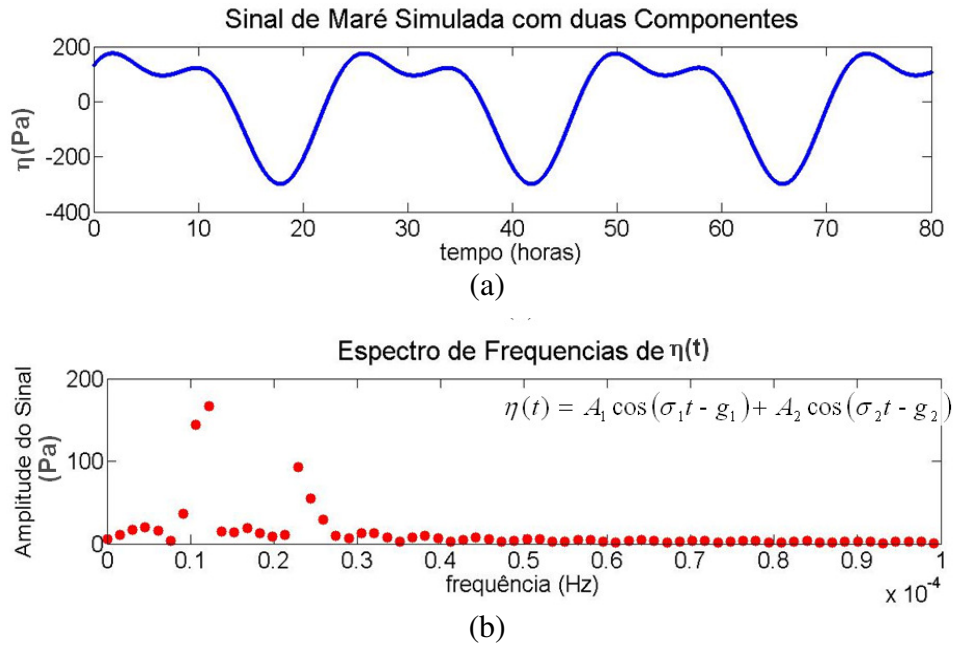


Figura 4.1: Sinal com dois componentes sinusoidais (Ilustração “a”) e transformado do tempo para a frequência (Ilustração “b”). Utilizado o ponto como separador decimal.

Percebe-se pela ilustração “b” da Figura 4.1 que a amplitude (potência) das frequências $2,315 \times 10^{-5}$ Hz e $1,157 \times 10^{-5}$ Hz são devidamente notadas (100 e 200, respectivamente). Observa-se também a ocorrência de distorção no espectro de frequências. Essa distorção ocorre por conta de dois dos problemas listados em seções anteriores: o *leakage* e o *picket-fence effect*. Não é interesse aqui mostrar a distorção atenuada, mas o problema de *leakage* no exemplo acima é amenizado ao se considerar uma janela maior de dados. Para atenuar o *picket fence effect*, faz-se necessário obter registros dos dados cujas frequências características do sinal sejam múltiplos.

4.1.1 Escoamento Radial

O sinal característico do escoamento dos fluidos para o modelo de reservatório com escoamento radial é dado pela função integral exponencial (vide Capítulo 3.1.1). Foram utilizados os seguintes parâmetros de reservatório e de fluidos: $P_i = 500 \text{ kgf} / \text{cm}^2$ ($4,913 \times 10^7 \text{ Pa}$), $q_w = 800 \text{ m}^3 / \text{d}$ ($9,26 \times 10^{-3} \text{ m}^3 / \text{s}$), $\mu = 1 \text{ cP}$ ($1 \times 10^{-3} \text{ Pa} \cdot \text{s}$), $k = 1000 \text{ mD}$ ($9,869 \times 10^{-13} \text{ m}^2$), $h = 70 \text{ m}$, $\phi = 0,14$, $c_i = 160 \times 10^6 \text{ cm}^2 / \text{kgf}$ ($1,63 \times 10^{-9} \text{ Pa}^{-1}$) e $t_p = 30 \text{ h}$. Essa função transformada para o domínio da frequência tem como característica a distribuição ilustrada na ilustração “b” da Figura 4.2.

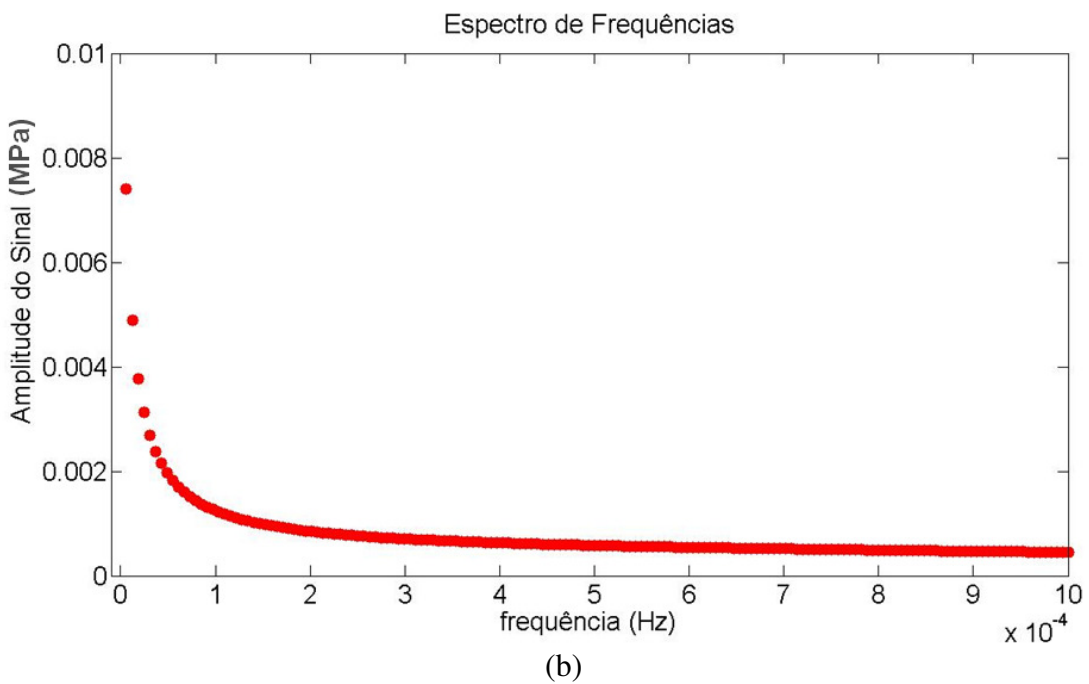
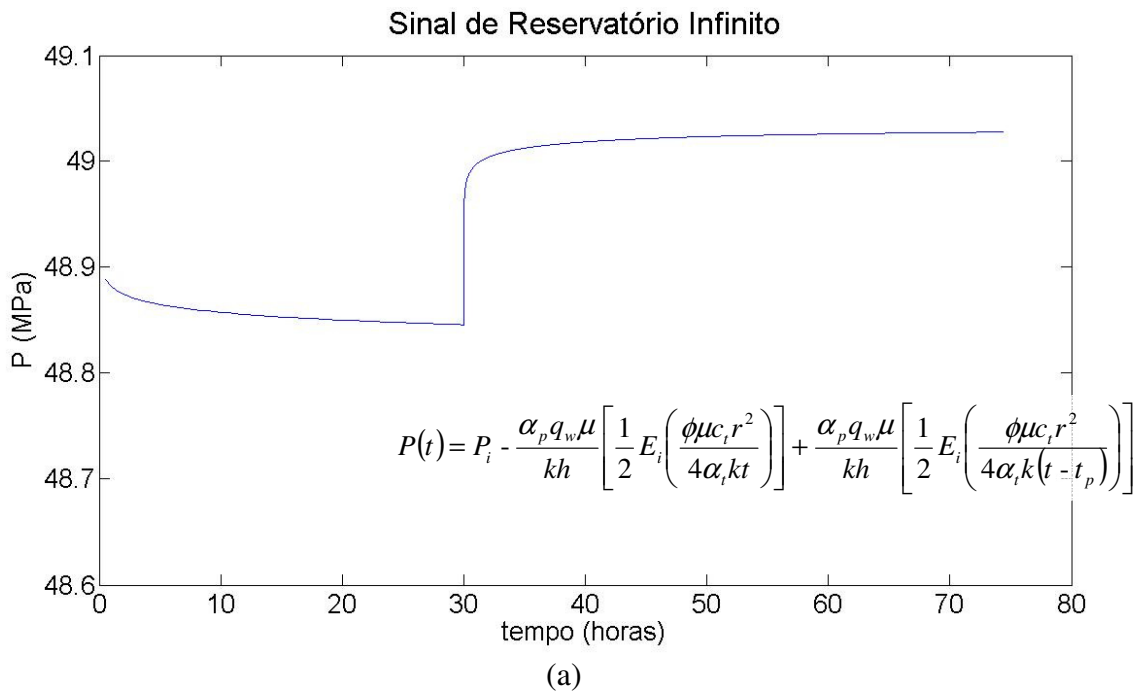


Figura 4.2: Sinal integral exponencial (Ilustração “a”) e transformado do tempo para a frequência (Ilustração “b”). Utilizado o ponto como separador decimal.

O espectro de frequência de uma integral exponencial é apresentado na ilustração “b” da Figura 4.2.

Constituído das componentes Escoamento dos Fluidos, Efeito de Maré e Ruídos, o sinal registrado no período de crescimento de pressão de um teste de formação é matematicamente

equivalente a um sinal formado pela soma de uma componente determinada por características do reservatório (aproximada aqui por uma integral exponencial), uma componente sinusoidal e uma componente de alta frequência variando em torno de um valor nulo. Ao aplicar a transformada de Fourier a um sinal constituído por estes termos¹¹, percebe-se que não é uma tarefa trivial separar suas frequências, a menos que o valor de pressão medido esteja próximo do valor da pressão estática do reservatório. Isso acontece porque a transformada de Fourier de uma função periódica é a soma das transformadas de Fourier das suas componentes individuais e a amplitude do sinal do efeito de maré é pequena se comparada à amplitude da componente Escoamento de Fluidos. O intervalo do eixo y (Amplitude do Sinal) da ilustração “b” da Figura 4.3 foi limitado a valores menores que 0,01 para que a distribuição das frequências fosse mais bem observada. Ainda assim, não é possível localizar a amplitude do sinal devido ao efeito de maré.

¹¹ O ruído não foi incluído nos dados dos exemplos mostrados nas figuras, o que não invalida a análise.

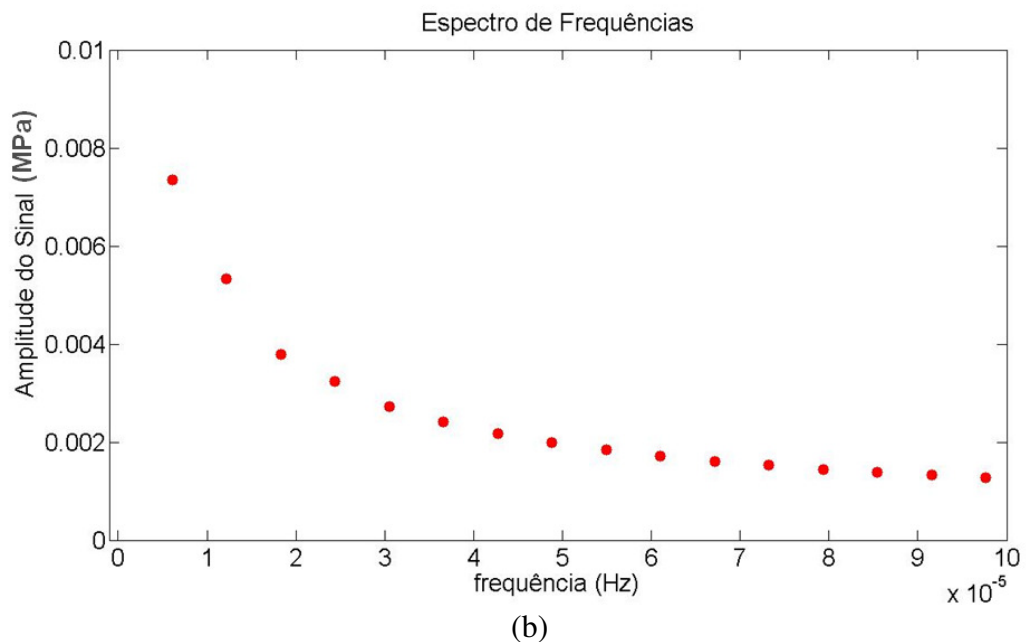
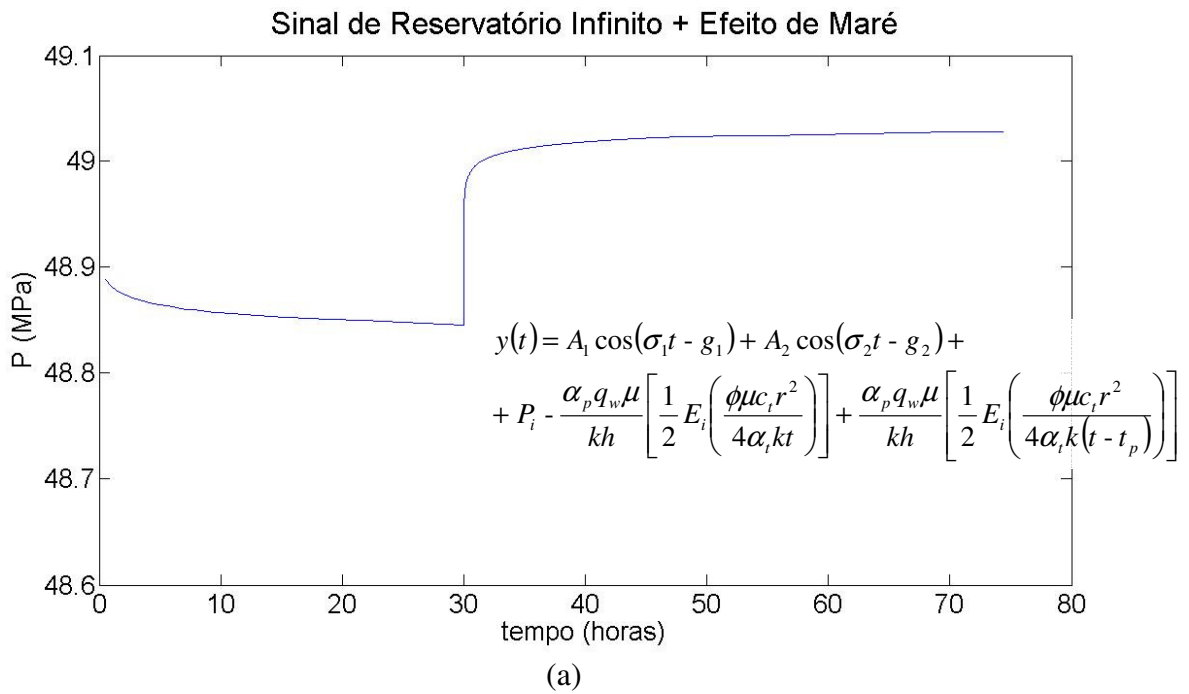


Figura 4.3: Soma das funções integral exponencial e sinusoidal (Ilustração “a”) e transformada do tempo para a frequência (Ilustração “b”). Utilizado o ponto como separador decimal.

Não sendo possível identificar as frequências características do efeito de maré em um sinal de pressão de reservatório, como discutido no parágrafo anterior, outra abordagem torna-se necessária. Como demonstrado no Capítulo 3.1.1, a derivada da variação de pressão da componente Escoamento de Fluidos, no caso de um reservatório homogêneo sem percepção de limites, apresenta um valor constante (vide Figura 4.4). Essa característica auxiliará na

identificação das frequências do efeito de maré quando os dados forem transformados para o domínio da frequência.

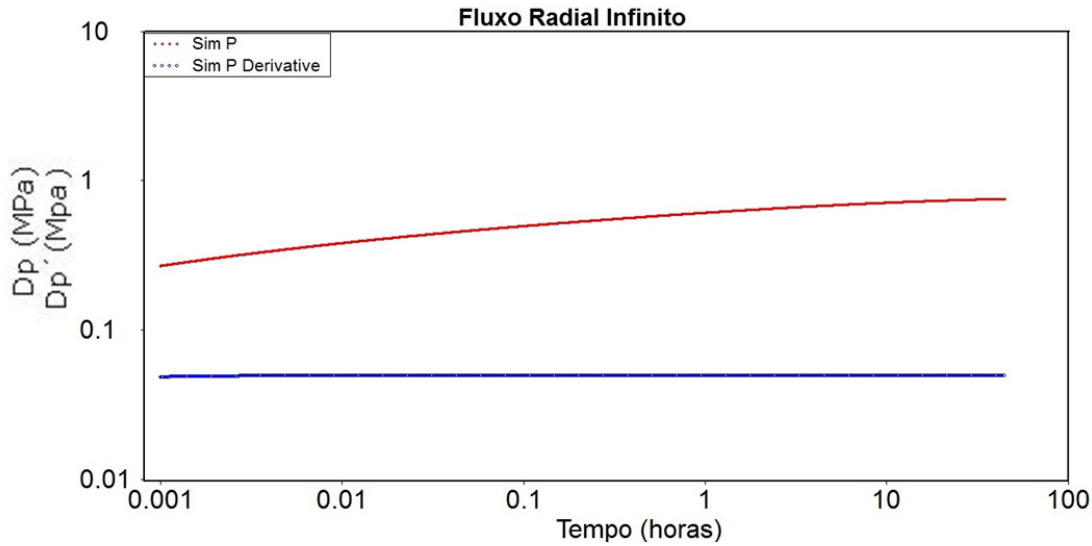


Figura 4.4: Gráfico diagnóstico de um teste de crescimento de pressão (reservatório homogêneo infinito). Utilizado o ponto como separador decimal.

Para obtenção dos dados da figura acima, foram utilizados os seguintes parâmetros: $P_i = 500 \text{ kgf/cm}^2$ ($4,913 \times 10^7 \text{ Pa}$), $q_w = 800 \text{ m}^3/d$ ($9,26 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$), $\mu = 1 \text{ cP}$ ($1 \times 10^{-3} \text{ Pa.s}$), $k = 70 \text{ mD}$ ($6,908 \times 10^{-14} \text{ m}^2$), $h = 100 \text{ m}$, $\phi = 0,14$, $c_t = 160 \times 10^{-6} \text{ cm}^2/\text{kgf}$ ($1,63 \times 10^{-9} \text{ Pa}^{-1}$), $r = r_w = 0,156 \text{ m}$ e $t_p = 30 \text{ h}$.

A transformada de Fourier de uma constante é um degrau de frequência nula. Transformando a derivada da variação de pressão (pontos azuis da Figura 4.4) para o domínio da frequência, tem-se o degrau apresentado na Figura 4.5.

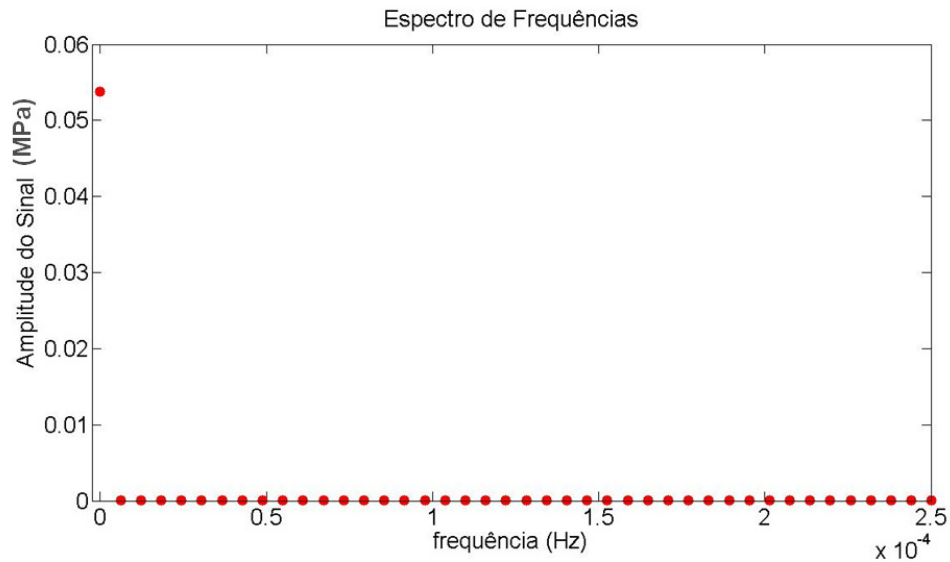


Figura 4.5: Derivada da variação de pressão de um escoamento radial infinito no domínio da frequência. Utilizado o ponto como separador decimal.

Por sua vez, a derivada de uma função sinusoidal, como a que representa o efeito de maré, é a derivada do seu argumento multiplicada por uma função também sinusoidal. Dessa forma, a derivada de um sinal constituído pela componente integral exponencial somada ao sinal sinusoidal tem a forma apresentada pelos pontos azuis da Figura 4.6.

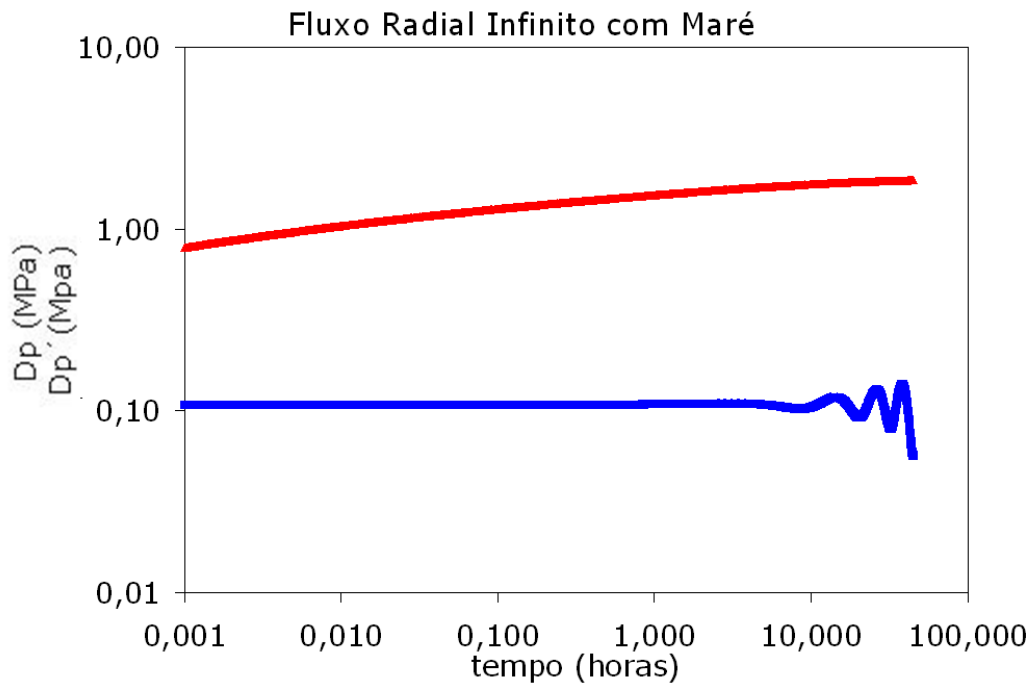


Figura 4.6: Gráfico diagnóstico de um teste de crescimento de pressão (reservatório homogêneo infinito).

Como a transformada de Fourier de uma constante é um degrau de frequência nula, é possível identificar as frequências atribuídas ao efeito de maré transformando a derivada da variação de pressão (pontos azuis da Figura 4.6) para o domínio da frequência (vide Figura 4.7).

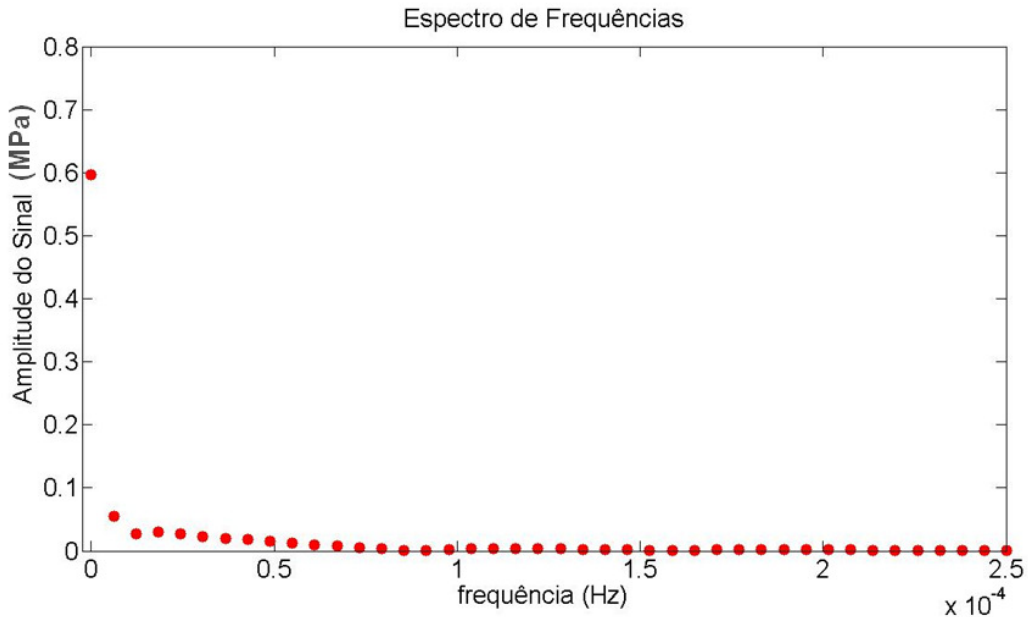


Figura 4.7: Transformada do tempo para a frequência (Ilustração “b”). Utilizado o ponto como separador decimal.

Utilizando um filtro do tipo passa baixa, as frequências relativas ao sinal sinusoidal podem ser extraídas, conforme Figura 4.8.

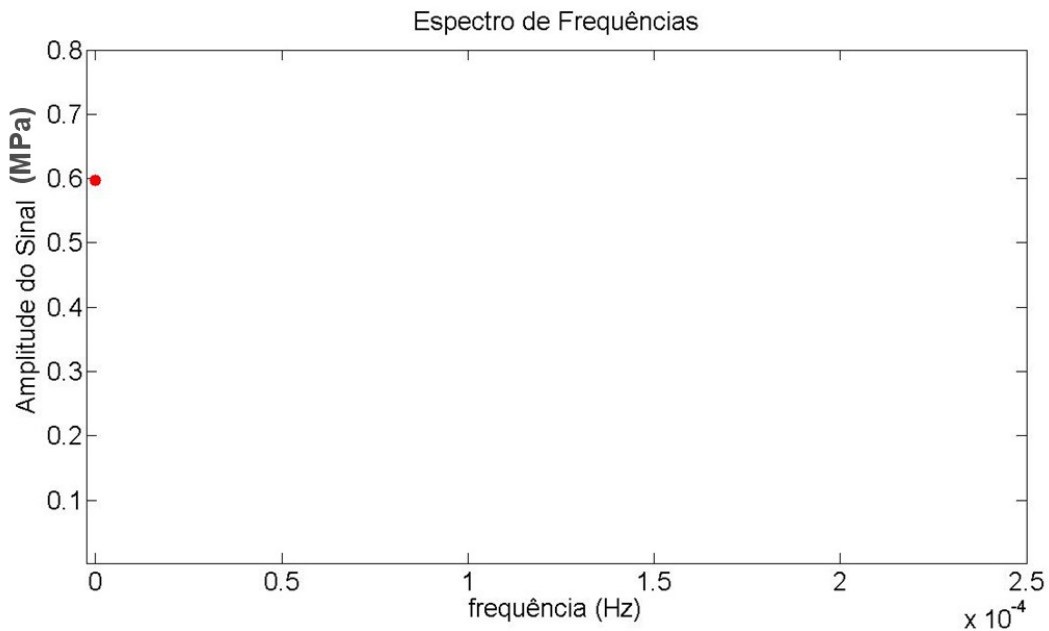


Figura 4.8: Aplicado filtro passa baixa em sinal de reservatório infinito com efeito de maré. Utilizado o ponto como separador decimal.

A aplicação da transformada inversa de Fourier permite recuperar o sinal (derivada da variação de pressão) sem o sinal do efeito de maré (vide Figura 4.9).

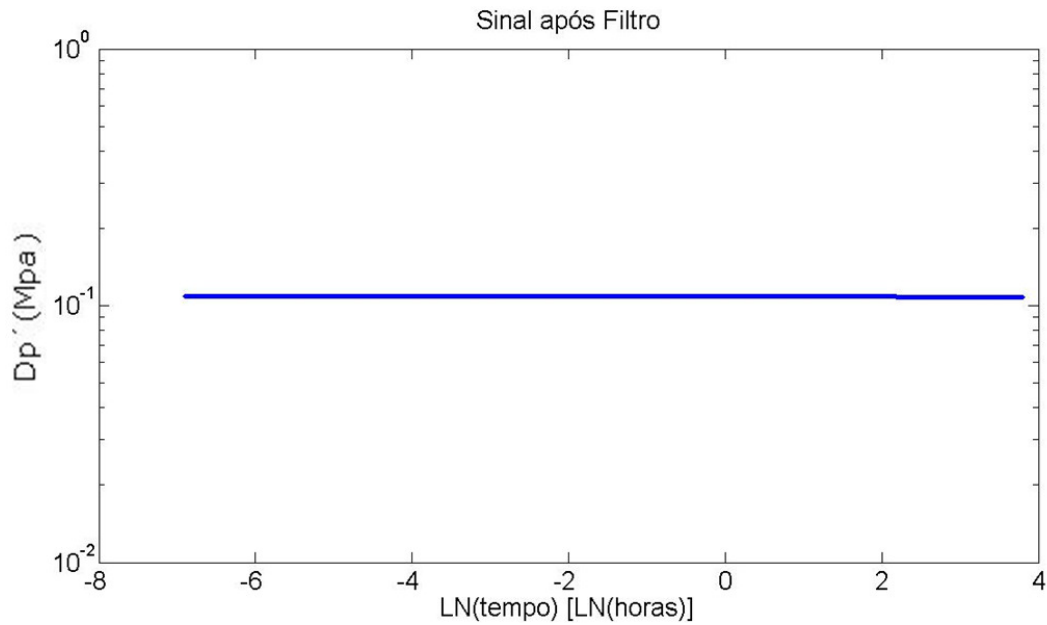


Figura 4.9: Sinal após filtro das frequências características do efeito de maré. Utilizado o ponto como separador decimal.

4.1.2 Escoamento Radial Composto

Para obtenção dos dados da Figura 4.10 que descrevem o escoamento radial composto, foram utilizados os seguintes parâmetros: $P_i = 500 \text{kgf} / \text{cm}^2$ ($4,913 \times 10^7 \text{Pa}$), $q_w = 800 \text{m}^3 / \text{d}$ ($9,26 \times 10^{-3} \text{m}^3 / \text{s}$), $\mu = 1 \text{cP}$ ($1 \times 10^{-3} \text{Pa.s}$), $k = 70 \text{mD}$ ($6,908 \times 10^{-14} \text{m}^2$), $M = 2$, $R = 50 \text{m}$, $h = 100 \text{m}$, $\phi = 0,14$, $r = r_w = 0,156 \text{m}$, $c_t = 160 \times 10^{-6} \text{cm}^2 / \text{kgf}$ ($1,63 \times 10^{-9} \text{Pa}^{-1}$) e $t_p = 30 \text{h}$. O parâmetro R descreve a distância radial entre o poço e a zona do reservatório com mobilidade alterada, conforme ilustrado na Figura 3.2.

Para a derivada da variação de pressão de um escoamento radial composto (Figura 4.10), a transformada de Fourier fornece o espectro de frequência ilustrado na Figura 4.11.

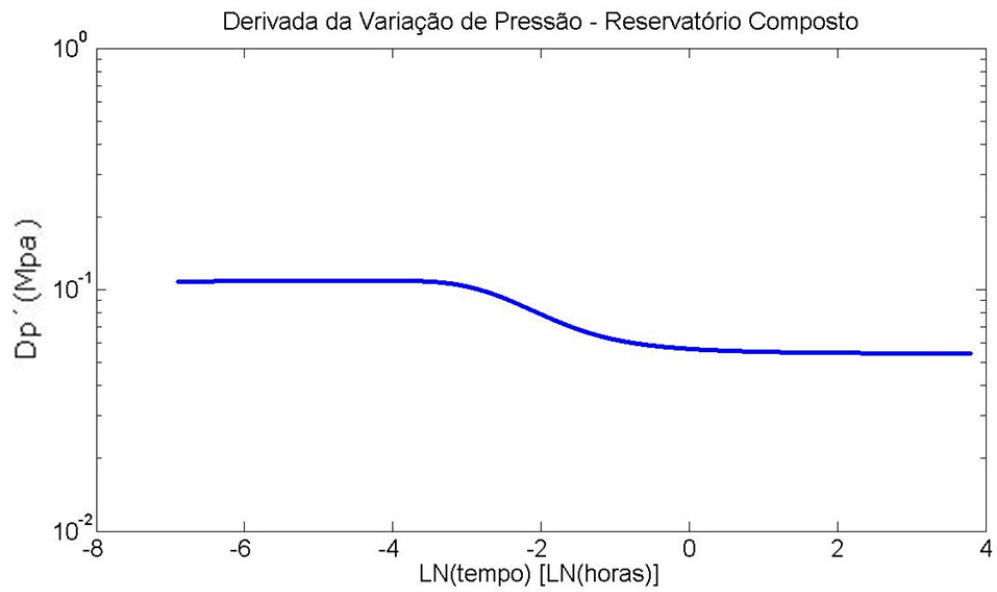


Figura 4.10: Sinal de reservatório com escoamento radial composto.

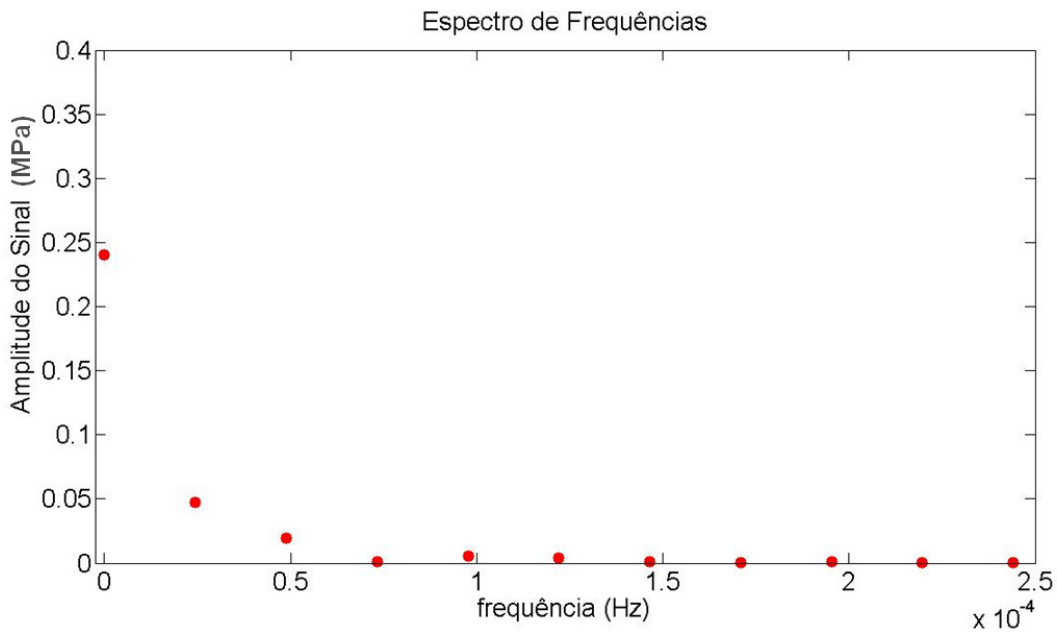


Figura 4.11: Espectro de frequências do sinal de reservatório com escoamento radial composto. Utilizado o ponto como separador decimal.

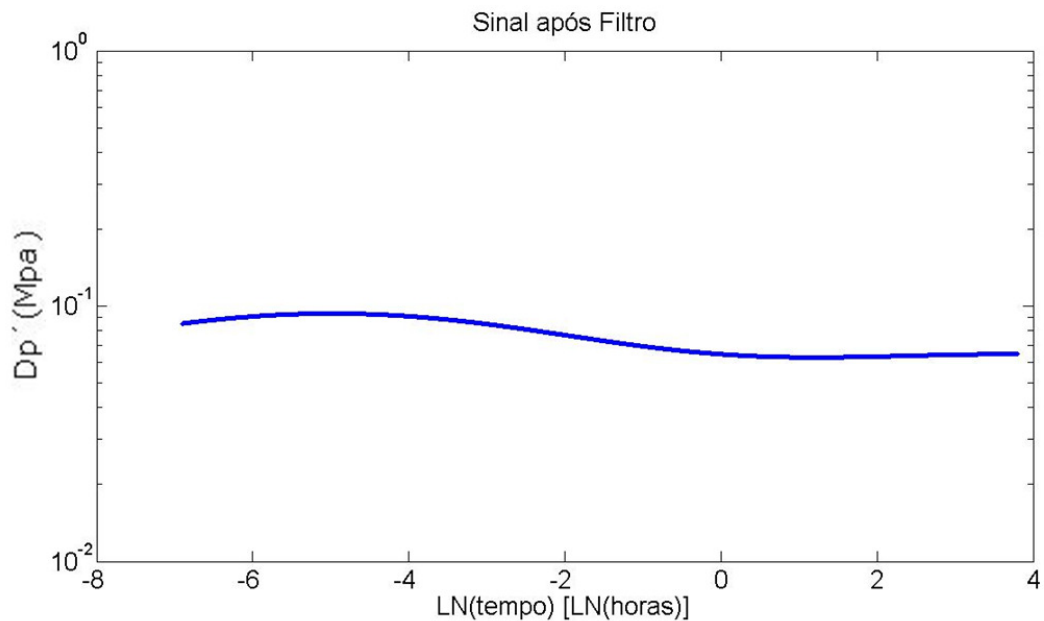
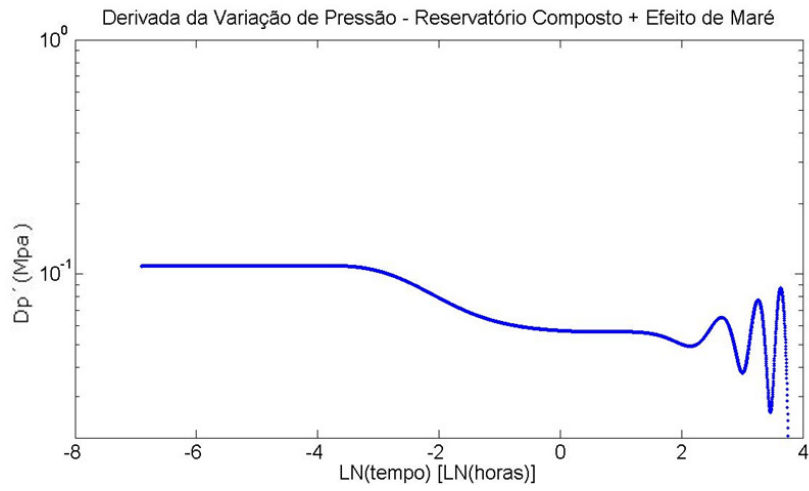


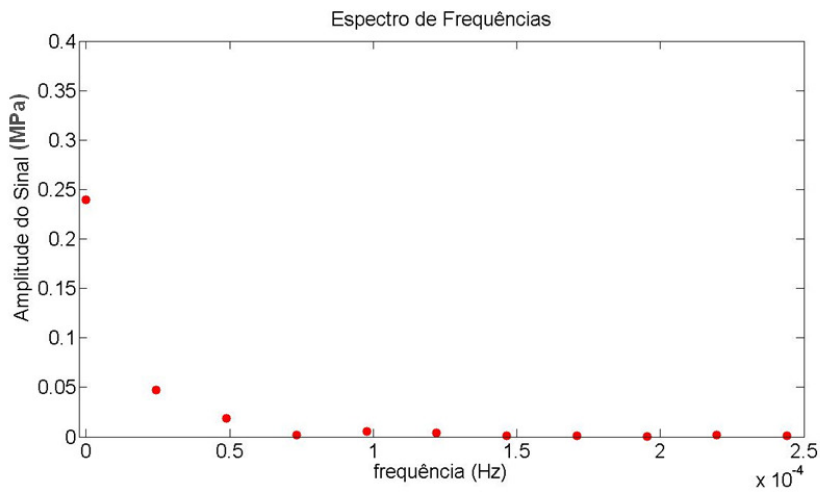
Figura 4.12: Sinal de reservatório com escoamento radial composto após filtro das frequências diferentes de zero.

Observa-se na Figura 4.12 e na Ilustração “c” da Figura 4.13 que no início do primeiro patamar das derivadas o procedimento utilizado está incorporando um pequeno desvio. Esse desvio, porém, não prejudica a leitura dos instantes finais da derivada, porção de mais difícil interpretação num gráfico diagnóstico com presença de maré. Com isso, não se dispensa a interpretação dos instantes iniciais da derivada com os dados brutos, ou seja, antes do tratamento com o filtro. Solução para que o desvio não aconteça é analisar os dados que formam cada um dos patamares em separado.

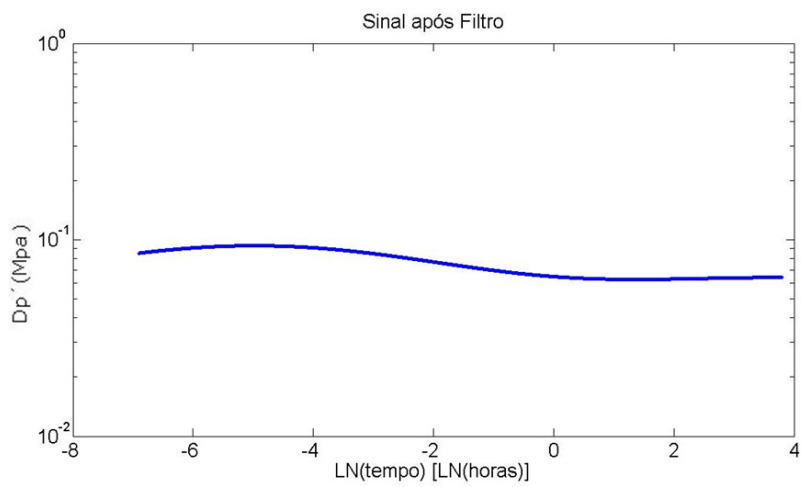
Para a derivada da variação de pressão de um escoamento radial composto com maré, a transformada de Fourier fornece o espectro de frequência ilustrado na Figura 4.13. Na ilustração “c” da Figura 4.13, observe-se que o efeito de maré foi filtrado com sucesso, mas a variação da derivada de pressão sofreu pequena distorção, semelhante ao exposto no caso anterior.



(a)



(b)



(c)

Figura 4.13: Sinal de reservatório com escoamento radial composto com presença de maré (Ilustração “a”), espectro de frequências (“b”) e Sinal após filtro das frequências características do efeito de maré (“c”). Utilizado o ponto como separador decimal.

4.1.3 Escoamento Radial Alcançando uma Falha Selante

Para a derivada da variação de pressão de um escoamento radial alcançando uma falha selante (Figura 4.14), a transformada de Fourier fornece o espectro de frequência ilustrado na Figura 4.15.

Para obtenção dos dados da Figura 4.14, foram utilizados os seguintes parâmetros: $P_i = 500 \text{ kgf/cm}^2$ ($4,913 \times 10^7 \text{ Pa}$), $q_w = 800 \text{ m}^3/d$ ($9,26 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$), $\mu = 1 \text{ cP}$ ($1 \times 10^{-3} \text{ Pa.s}$), $k = 70 \text{ mD}$ ($6,908 \times 10^{-14} \text{ m}^2$), $h = 100 \text{ m}$, $L = 50 \text{ m}$, $\phi = 0,14$, $r = r_w = 0,156 \text{ m}$, $c_t = 160 \times 10^{-6} \text{ cm}^2/\text{kgf}$ ($1,63 \times 10^{-9} \text{ Pa}^{-1}$) e $t_p = 30 \text{ h}$.

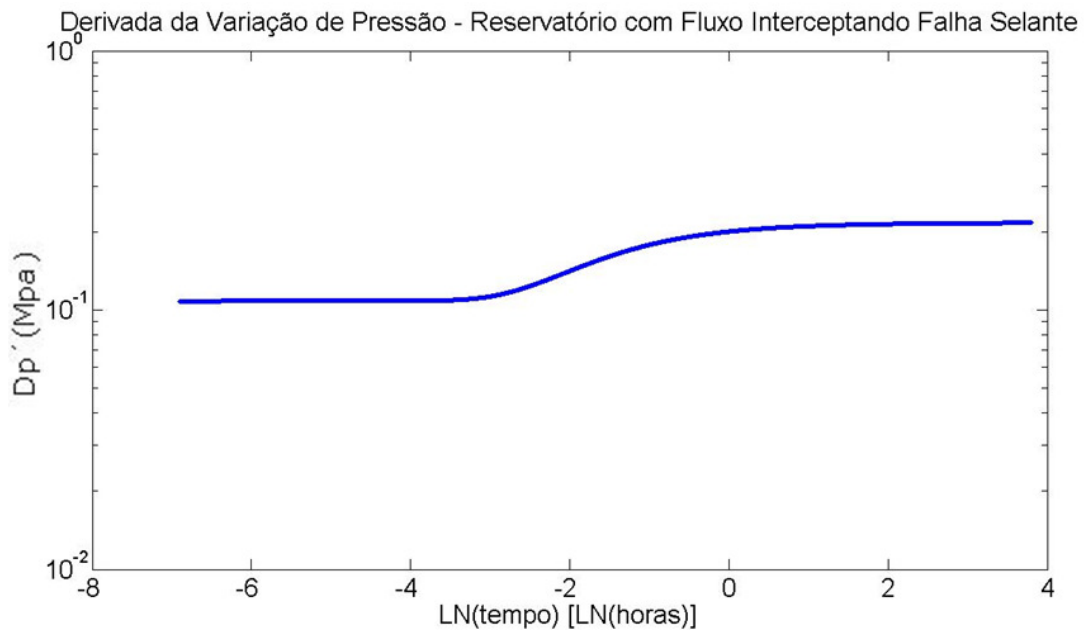


Figura 4.14: Sinal de reservatório com escoamento radial alcançando uma falha selante.

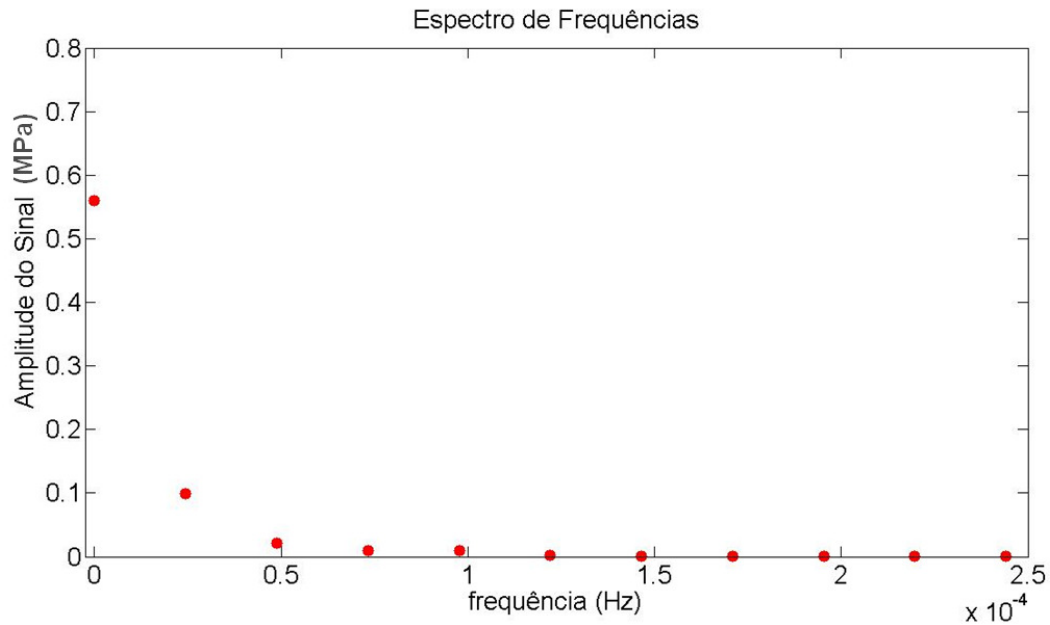


Figura 4.15: Espectro de frequências de sinal de reservatório com escoamento radial alcançando uma falha selante. Utilizado o ponto como separador decimal.

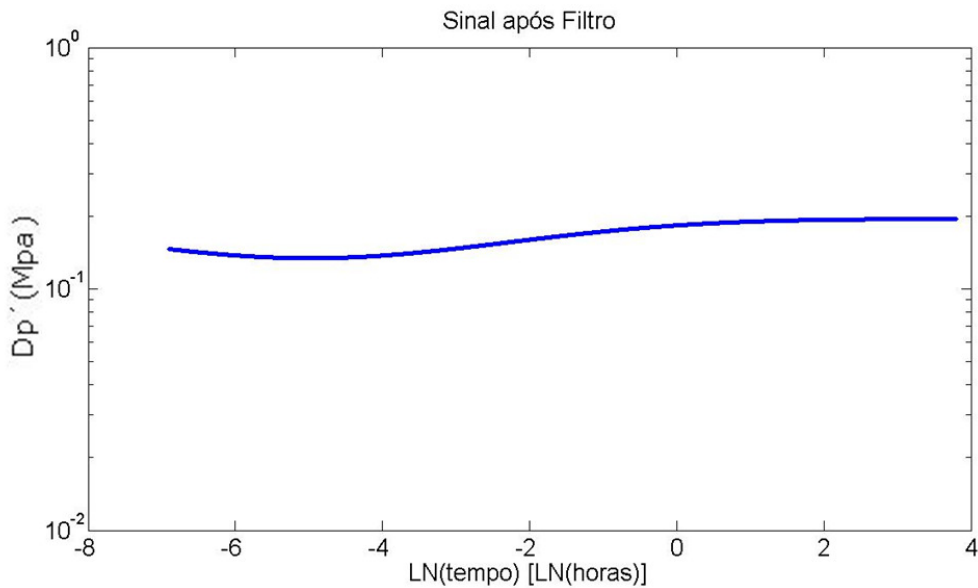


Figura 4.16: Sinal de reservatório com escoamento radial alcançando uma falha selante após filtro das frequências diferentes de zero.

Observa-se na da Figura 4.16 (o mesmo acontece na Ilustração “b” da Figura 4.18) que aparece um desvio no início do primeiro patamar da derivada. Também para esse caso não há problema tendo em vista não ser crítico o problema de interpretação de testes de formação devido ao efeito de maré nos tempos iniciais da estática e o desvio não acontecerá se os dados que formam cada um dos patamares forem analisados em separado.

Para a derivada da variação de pressão de um escoamento radial alcançando uma falha selante e com efeito de maré (Figura 4.17), a transformada de Fourier fornece o espectro de frequência ilustrado na Figura 4.18.

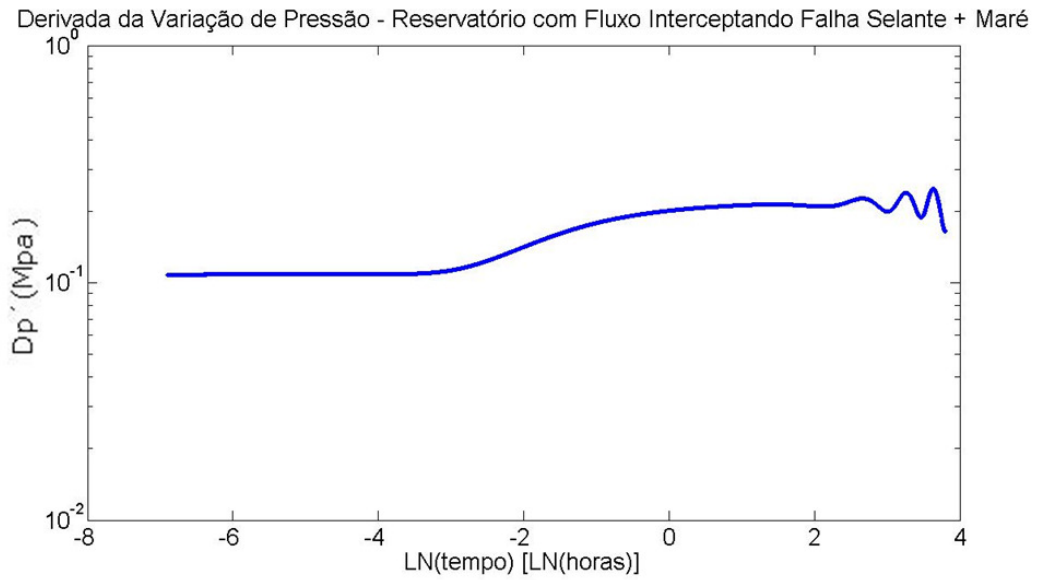


Figura 4.17: Sinal de reservatório com escoamento radial alcançando uma falha selante e com presença de maré.

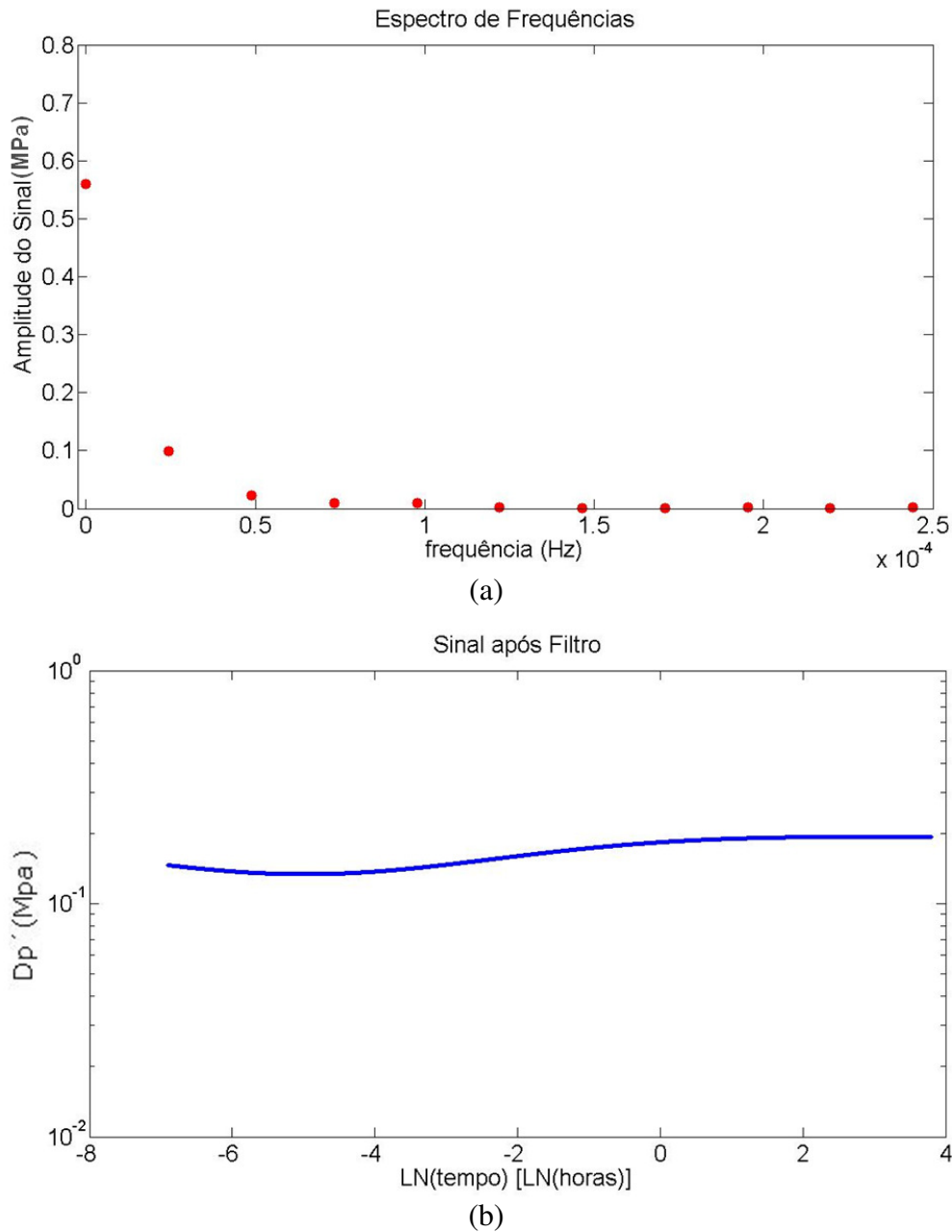


Figura 4.18: Espectro de frequências de sinal de reservatório com escoamento radial alcançando uma falha selante e com presença de maré (Ilustração “a”) e Sinal após filtro das frequências características do efeito de maré (“b”). Utilizado o ponto como separador decimal.

4.1.4 Escoamento Radial Alcançando uma Linha de Manutenção de Pressão

Para a derivada da variação de pressão de um escoamento radial alcançando uma linha de manutenção de pressão (Figura 4.19), a transformada de Fourier fornece o espectro de frequência ilustrado na Figura 4.20.

Para obtenção dos dados da Figura 4.20, foram utilizados os seguintes parâmetros: $P_i = 500 \text{kgf/cm}^2$ ($4,913 \times 10^7 \text{Pa}$), $q_w = 800 \text{m}^3/d$ ($9,26 \times 10^{-3} \text{m}^3/\text{s}$), $\mu = 1 \text{cP}$ ($1 \times 10^{-3} \text{Pa.s}$), $k = 70 \text{mD}$ ($6,908 \times 10^{-14} \text{m}^2$), $h = 100 \text{m}$, $d = 50 \text{m}$, $\phi = 0,14$, $c_t = 160 \times 10^{-6} \text{cm}^2/\text{kgf}$ ($1,63 \times 10^{-9} \text{Pa}^{-1}$), $r = r_w = 0,156 \text{m}$ e $t_p = 30 \text{h}$.

Observa-se na Ilustração “b” da Figura 4.20 que o procedimento utilizado incorporou comportamento não derivado do modelo de reservatório com fluxo alcançando falha selante. Para modelos como este, portanto, a função de pressão a ser tratada pelo algoritmo deve ser modificada.

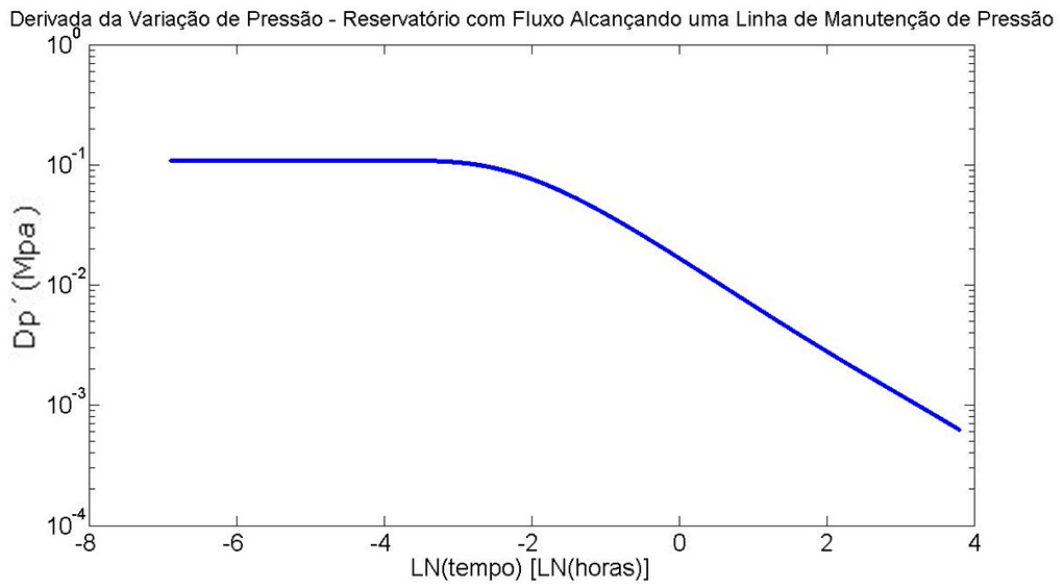
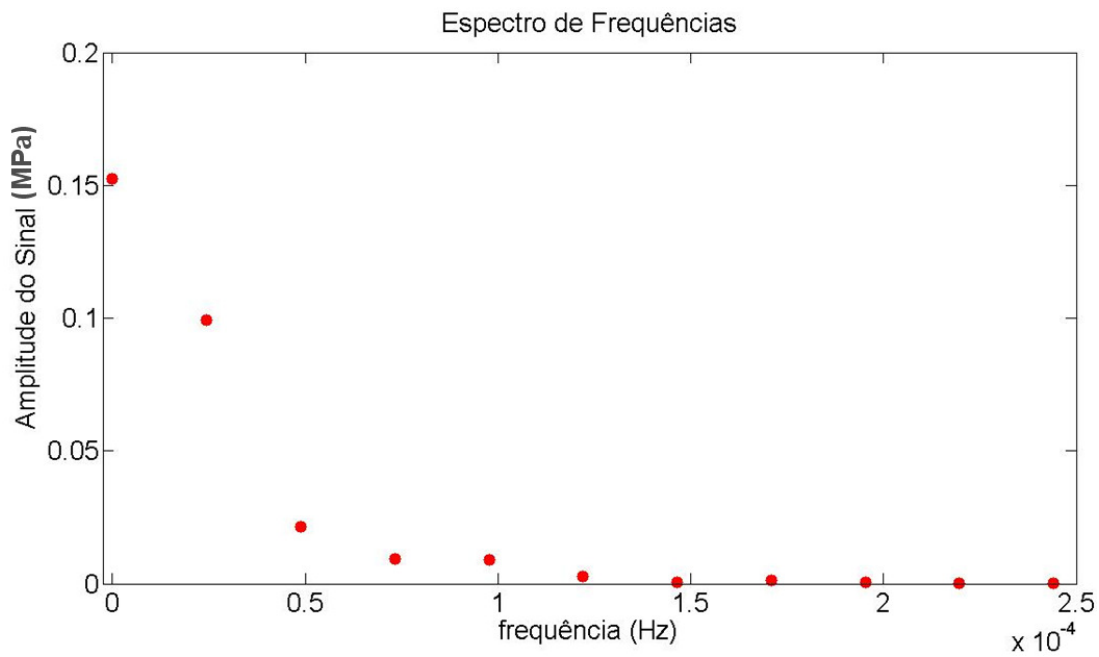
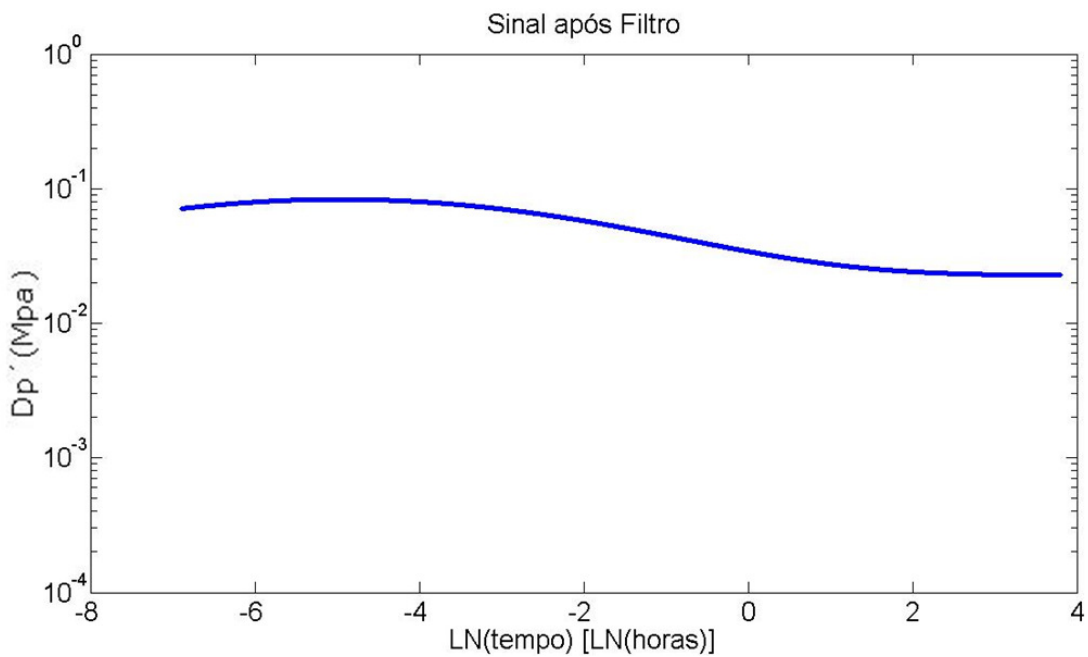


Figura 4.19: Sinal de reservatório com escoamento radial alcançando uma linha de manutenção de pressão.



(a)



(b)

Figura 4.20: Espectro de frequências de sinal de reservatório com escoamento radial alcançando uma linha de manutenção de pressão (Ilustração “a”) e Sinal após filtro das frequências diferentes de zero (“b”). Utilizado o ponto como separador decimal.

Na seção a seguir, dados de pressão registrados em testes de formação são utilizados na aplicação do filtro com transformada de Fourier.

4.2 Dados Adquiridos em Testes de Formações

Três conjuntos de dados de pressão são apresentados nas seções a seguir, aplicando-se também o filtro com transformada de Fourier.

4.2.1 Teste 1-DEP-001

Do conjunto de dados de pressão adquirido em um teste de formação no poço aqui denominado 1-DEP-001 (vide Figura 4.21), a derivada da variação de pressão do primeiro período de estática foi transformada para o domínio da frequência (vide Figura 4.22). Esse poço localiza-se numa lâmina d'água de cerca de 2100 m e o reservatório está soterrado por cerca de 3000 m de litosfera, totalizando uma profundidade de cerca de 5100 m.

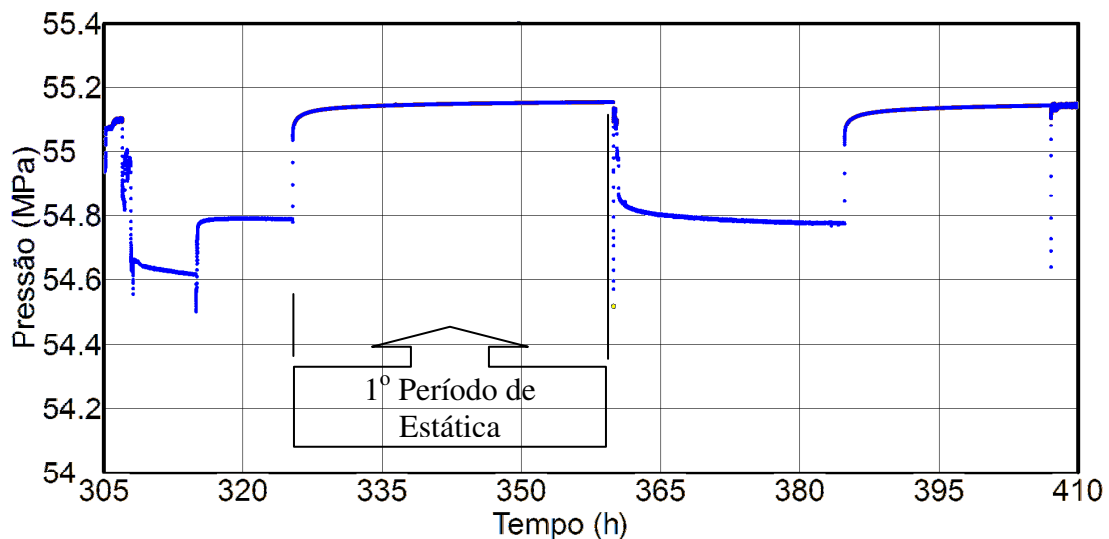


Figura 4.21: Dados de pressão registrados noTFR01 do poço 1-DEP-001. Utilizado o ponto como separador decimal.

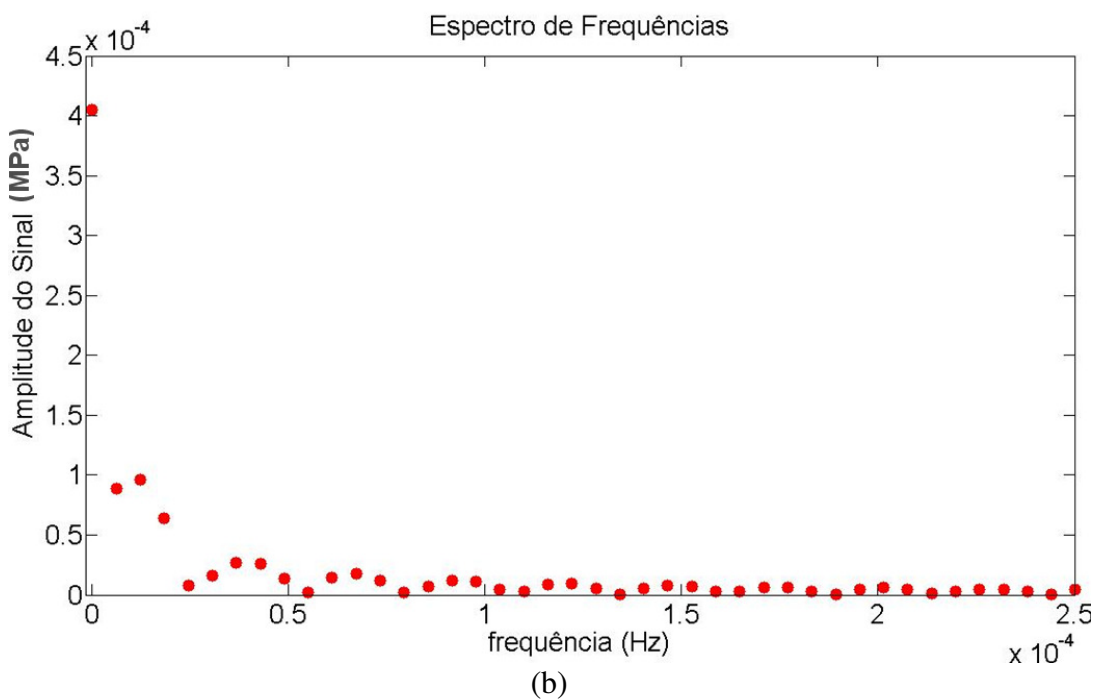
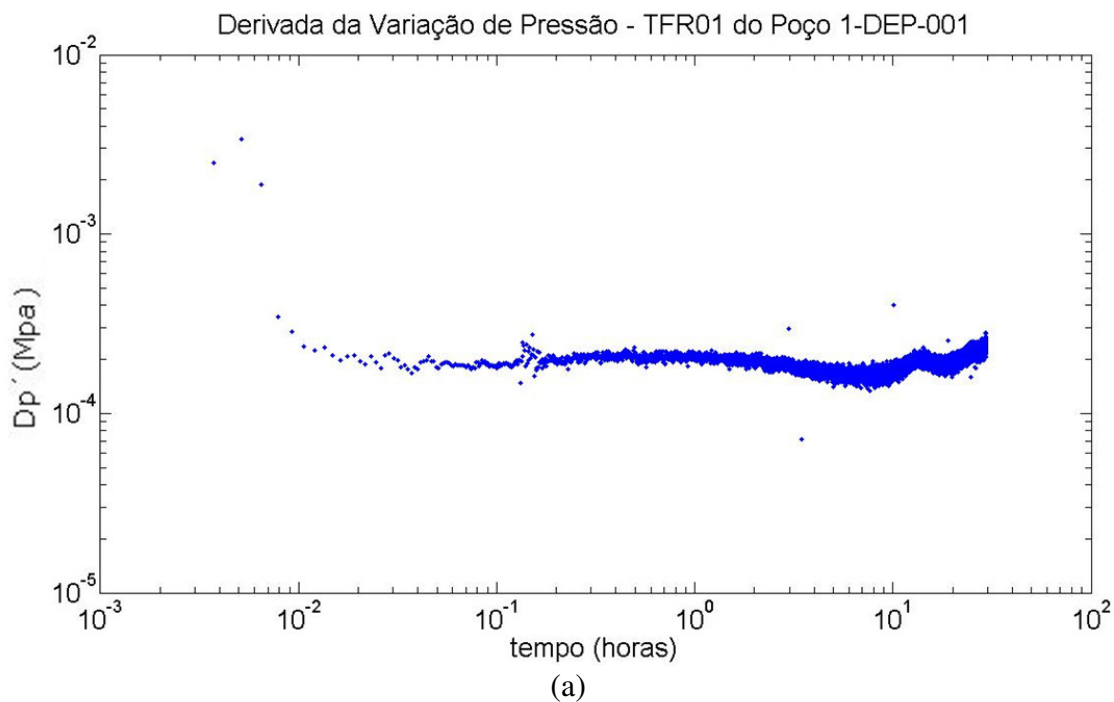


Figura 4.22: Derivada da variação de pressão do primeiro período de estática do TFR001 do poço 1-DEP-001 (Ilustração “a”) e espectro de frequências (“b”). Utilizado o ponto como separador decimal.

O espectro de frequências da ilustração “b” da Figura 4.22 foi filtrado de forma a retirar os sinais de ruídos e os sinais característicos do efeito de maré. Como produto, obteve-se o gráfico da Figura 4.23.

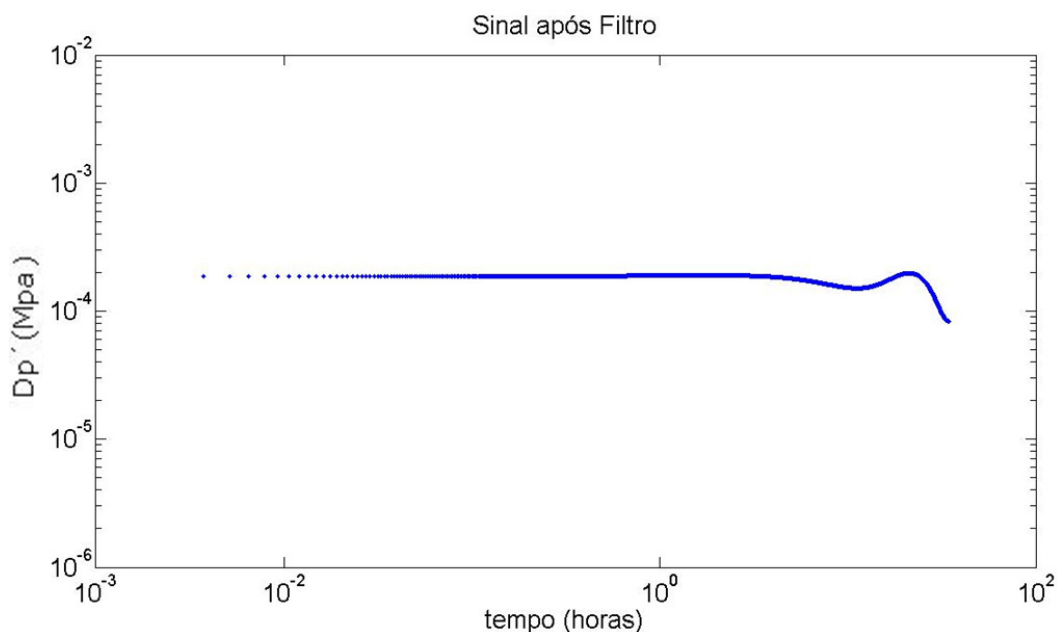


Figura 4.23: Derivada da variação de pressão do primeiro período de estática do TFR01 do poço 1-DEP-001 após filtro das frequências diferentes de zero.

O procedimento para exclusão de ruídos e do efeito de maré foi bastante eficiente, auxiliando na visualização de um patamar no gráfico da Figura 4.23 e na determinação da transmissibilidade do reservatório. Um comportamento não característico de escoamento radial em reservatório infinito passa a ser observado nos tempos finais do mesmo gráfico. Não há dados suficientes para declarar se esse comportamento observado é devido às características do reservatório ou se há falha no procedimento utilizado para filtragem dos dados.

Determinada a transmissibilidade do reservatório a partir do gráfico da Figura 4.23, o comportamento da pressão do primeiro período de estática do TFR01 do poço 1-DEP-001 pôde ser modelada sem a presença de ruídos ou efeito de maré (vide Figura 4.24).

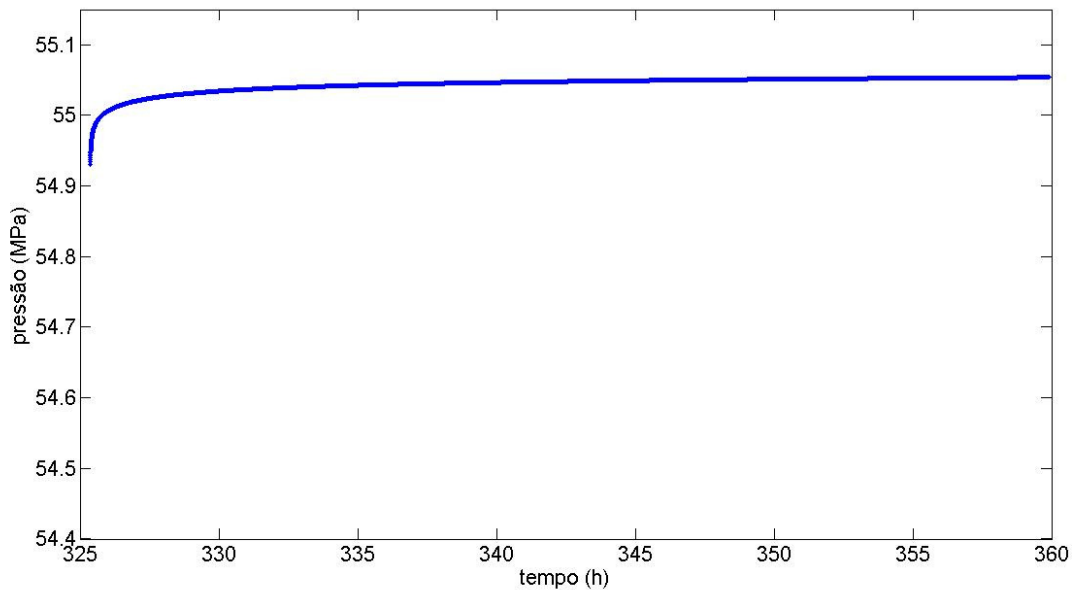


Figura 4.24: Dados de pressão do primeiro período de estática do TFR01 do poço 1-DEP-001 excluídos os ruídos e o efeito de maré. Utilizado o ponto como separador decimal.

Subtraindo-se os valores apresentados na Figura 4.24 dos valores originalmente registrados (1º período de estática da Figura 4.21), obtém-se o efeito de maré somado a ruídos e outros fenômenos não mapeados, como erros de medidas (vide Figura 4.25).

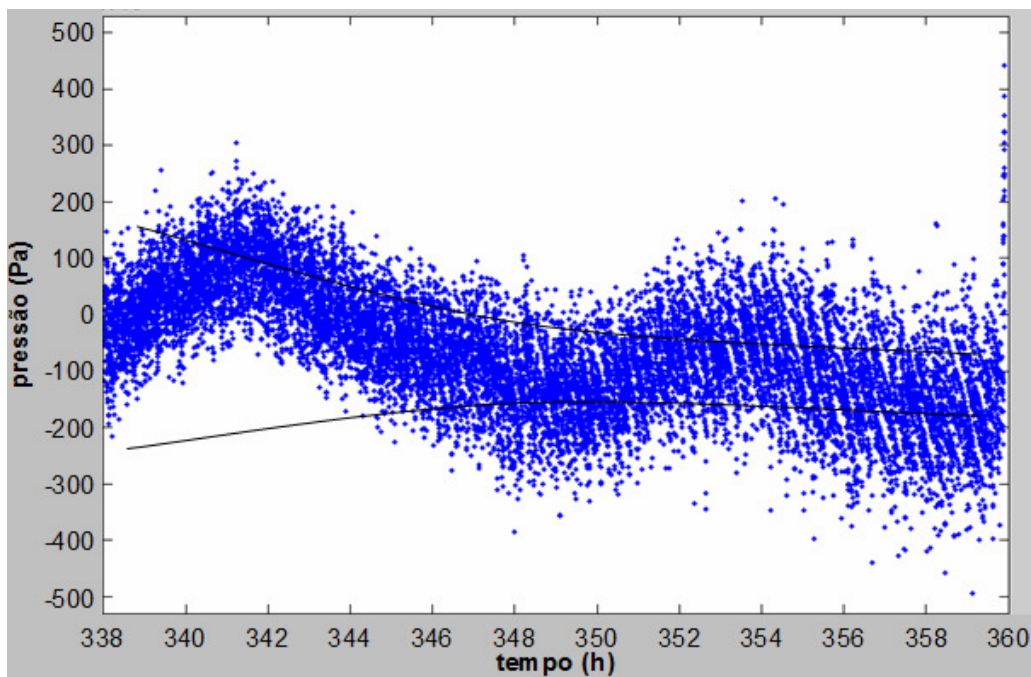


Figura 4.25: Sinal atribuído ao efeito de maré (pontos azuis) e tendência da amplitude do sinal (distância entre linhas negras).

Aproximando-se os valores apresentados na Figura 4.25 ao efeito de maré, desconsiderando-se, portanto, ruídos e erros de medidas, pode-se determinar a amplitude na variação de pressão de poros Δp_p e os dois métodos para cálculo de compressibilidade do reservatório podem ser utilizados.

Para utilização do primeiro método, chamado aqui de Método da Variação da Pressão de Sobrecarga (vide Item 3.6.1), é necessário o conhecimento da variação de pressão Δp_{tide} no fundo do oceano. Esse dado não está disponível para o TFR01 do poço 1-DEP-001. Porém, foi considerada a variação de pressão que a variação do nível do mar, informada pela tábua de marés da Marinha do Brasil (Figura 4.26), promoveria. Nesse caso, a compressibilidade total do reservatório tende ao valor de $2,95 \times 10^{-6} / (kgf / cm^2)$ ou, no sistema internacional de unidades, $3,01 \times 10^{-2} / Gpa$ (vide cálculos apresentados no Anexo 7.1).

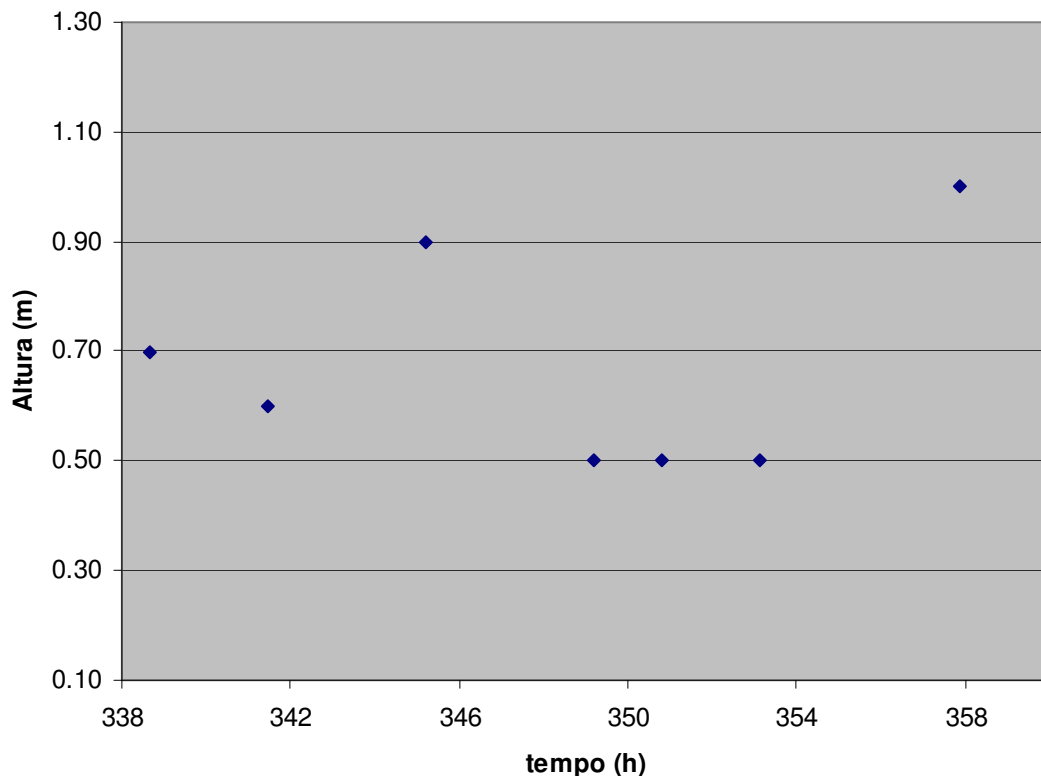


Figura 4.26: Alturas das marés do Porto de Angra dos Reis durante o TFR01 do poço 1-DEP-001 (fonte: www.mar.mil.br). Utilizado o ponto como separador decimal.

Utilizando o segundo método, chamado aqui de Método da Deformação do Reservatório (vide Item 3.6.2), a compressibilidade total tende ao valor de $2,50 \times 10^{-4} / (\text{kgf} / \text{cm}^2)$ ou $2,55 \times 10^0 / \text{Gpa}$ (vide cálculos apresentados no Anexo 7.1).

O fenômeno denominado *estocagem do poço* pode ser observado, como é comum na análise de dados de testes de formação, na ilustração “a” da Figura 4.22. Esse fenômeno é reflexo da produção de fluido do reservatório para dentro do poço, mesmo em período de estática. Nesse caso, ainda não se tem configurada uma situação de reservatório não drenado. A situação de reservatório não drenado é encontrada à medida que a pressão no poço atinge a pressão média do reservatório. Na Figura 4.27 esse comportamento é flagrado na amplitude da variação de pressão devido ao efeito de maré que varia de um valor de cerca de 3000Pa (aproximadamente 0,03 kgf/cm^2) e decai até tender ao valor de cerca de 100Pa (aproximadamente 0,001 kgf/cm^2). Na condição intermediária entre reservatório drenado e não drenado, o valor de compressibilidade calculado segundo os dois métodos destacados é um valor intermediário entre a compressibilidade do arcabouço sólido c_{fr} e a compressibilidade total c_t dada pela compressibilidade da formação somada à compressibilidade dos fluidos contidos nos poros.

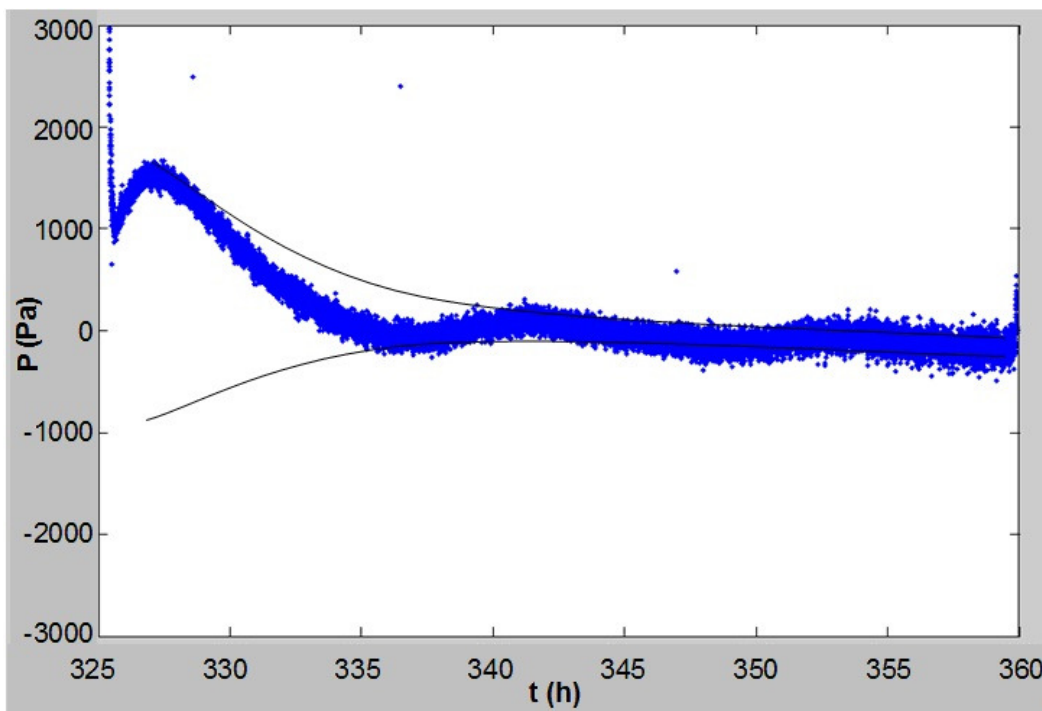


Figura 4.27: Sinal atribuído ao efeito de maré (pontos azuis) e tendência da amplitude do sinal (distância entre linhas negras).

Utilizando a correlação de Hall (1953) (gráfico da Figura 3.15) e dados de fluidos, a compressibilidade total é de $1,64 \times 10^{-4} / (\text{kgf} / \text{cm}^2)$ ou $1,67 \times 10^{-6} / \text{Gpa}$.

4.2.2 Teste 1-DEP-004

Os mesmos métodos foram utilizados para extração do efeito de maré e determinação da compressibilidade do reservatório do poço 1-DEP-004. Foram utilizados os dados de pressão registrados na primeira estática do TFR01 deste poço (vide Figura 4.28). Esse poço está localizado numa lâmina d'água de cerca de 1500 m e o reservatório está soterrado por cerca de 1200 m de litosfera, totalizando cerca de 2700 m de profundidade.

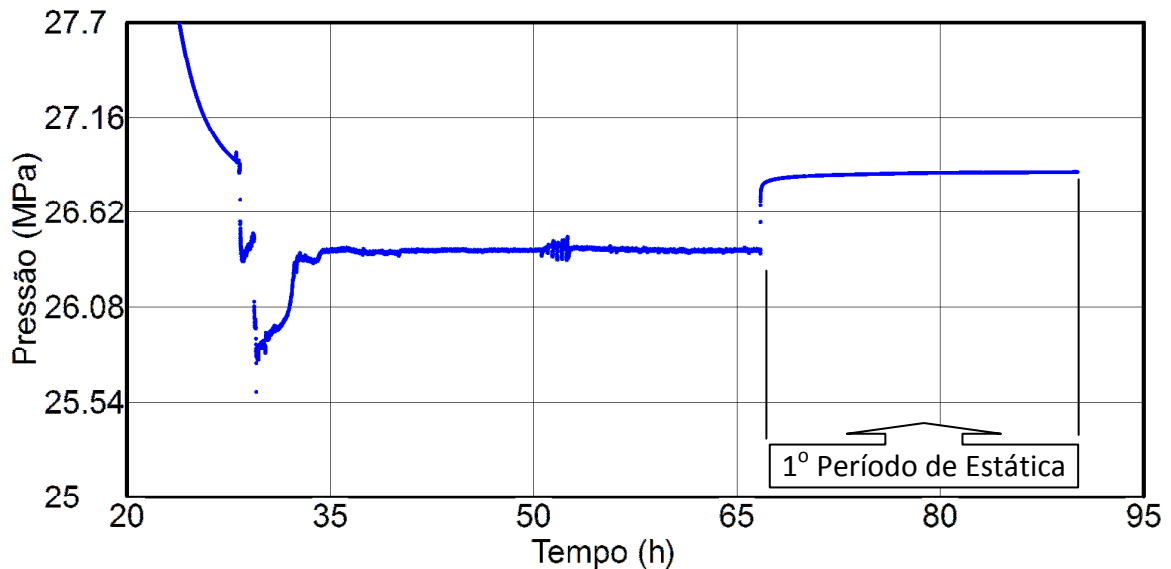


Figura 4.28: Dados de pressão registrados no TFR01 do Poço 1-DEP-004. Utilizado o ponto como separador decimal.

A derivada da variação de pressão do primeiro período de estática (Figura 4.29) foi transformada para o domínio da frequência (Figura 4.30) e teve seu espectro filtrado para retirada dos sinais de ruídos e de efeito de maré.

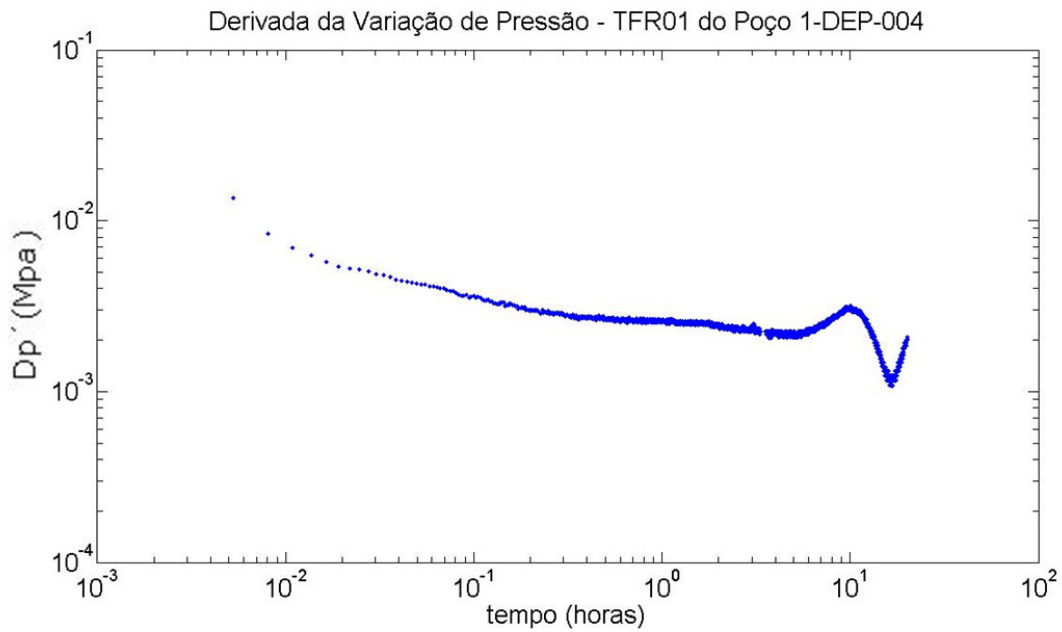


Figura 4.29: Derivada da variação de pressão do primeiro período de estática do TFR001 do poço 1-DEP-004.

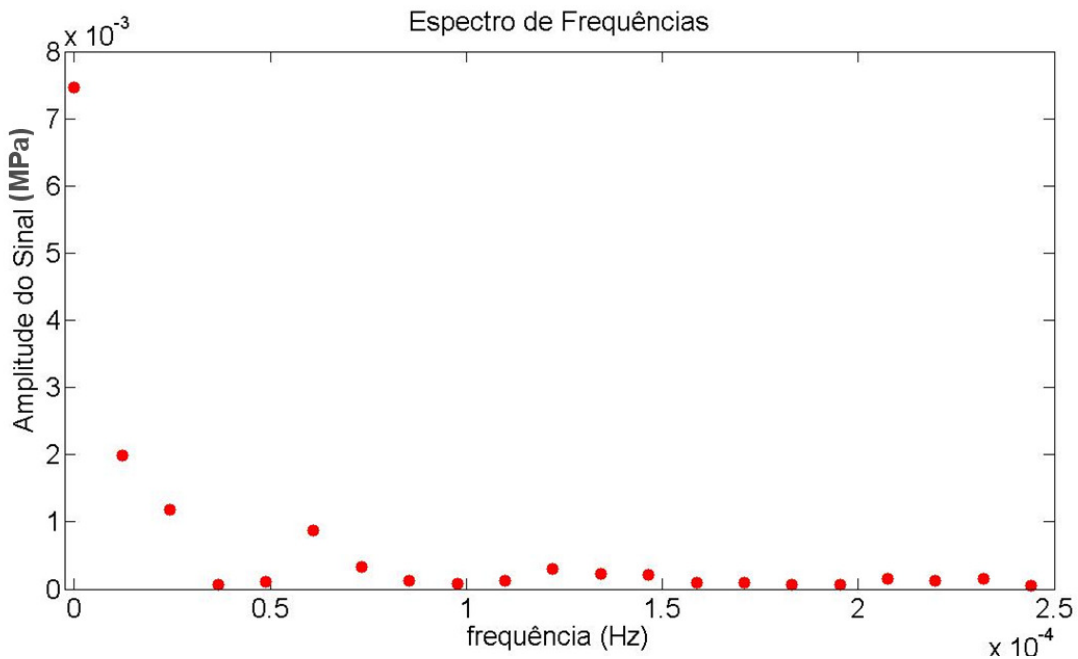


Figura 4.30: Espectro de frequências da derivada da variação de pressão do primeiro período de estática do TFR001 do poço 1-DEP-004. Utilizado o ponto como separador decimal.

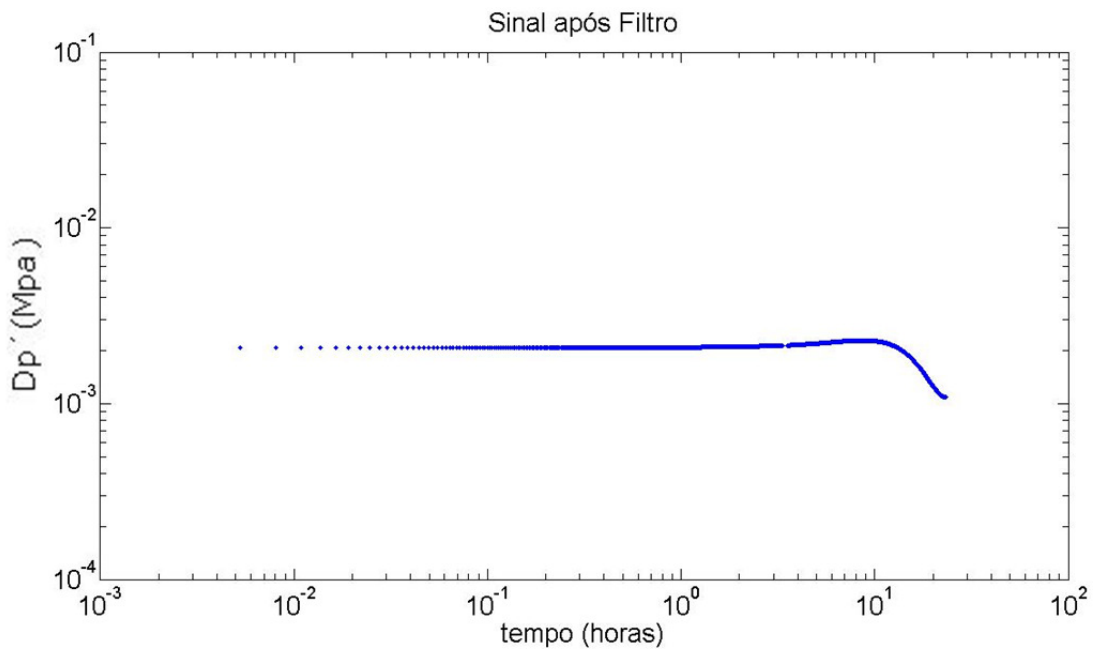


Figura 4.31: Derivada da variação de pressão do primeiro período de estática do TFR01 do poço 1-DEP-004 após filtro das frequências diferentes de zero.

A Figura 4.31 mostra a derivada da variação de pressão para determinação da transmissibilidade. Observa-se que o procedimento foi eficiente para retirada dos ruídos e do efeito de maré. Também aqui um comportamento não típico de escoamento radial em reservatório infinito foi observado no final do período analisado. Não há dados suficientes para declarar se esse comportamento observado é devido às características do reservatório ou se há falha no procedimento utilizado para filtragem dos dados.

Com o valor da transmissibilidade do reservatório determinado, é possível modelar o comportamento da pressão do primeiro período de estática do TFR01 do poço 1-DEP-004 sem a presença de ruídos ou efeito de maré (vide Figura 4.32).

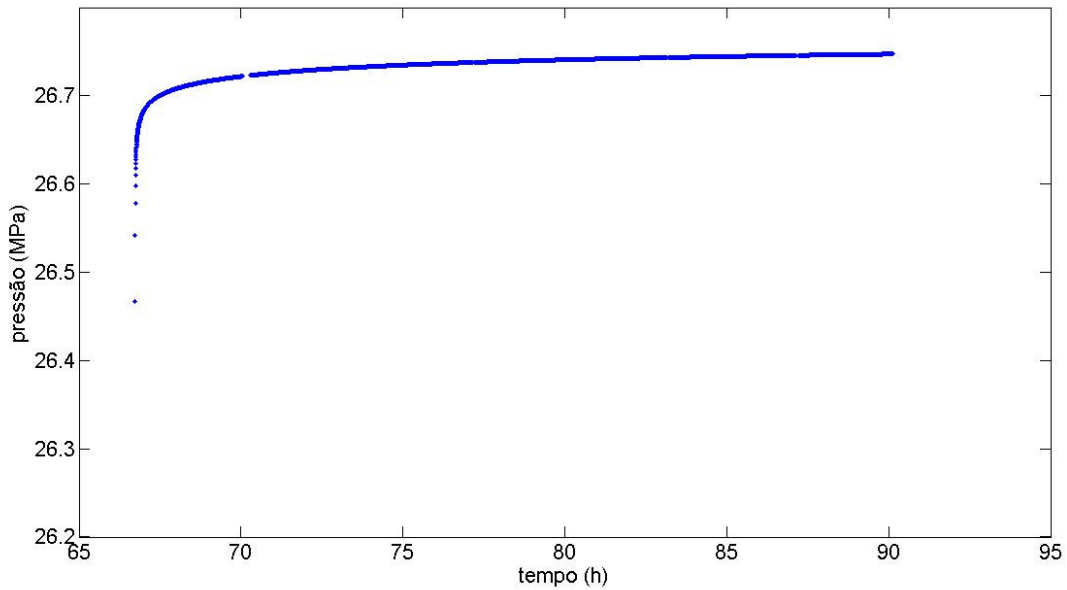


Figura 4.32: Dados de pressão do primeiro período de estática do TFR01 do poço 1-DEP-004 excluídos os ruídos e o efeito de maré. Utilizado o ponto como separador decimal.

Subtraindo-se os valores apresentados na Figura 4.32 dos valores originalmente registrados (primeiro período de estática da Figura 4.28), obtém-se o efeito de maré somado a ruídos e outros possíveis fenômenos, como erros de medidas (vide Figura 4.33).

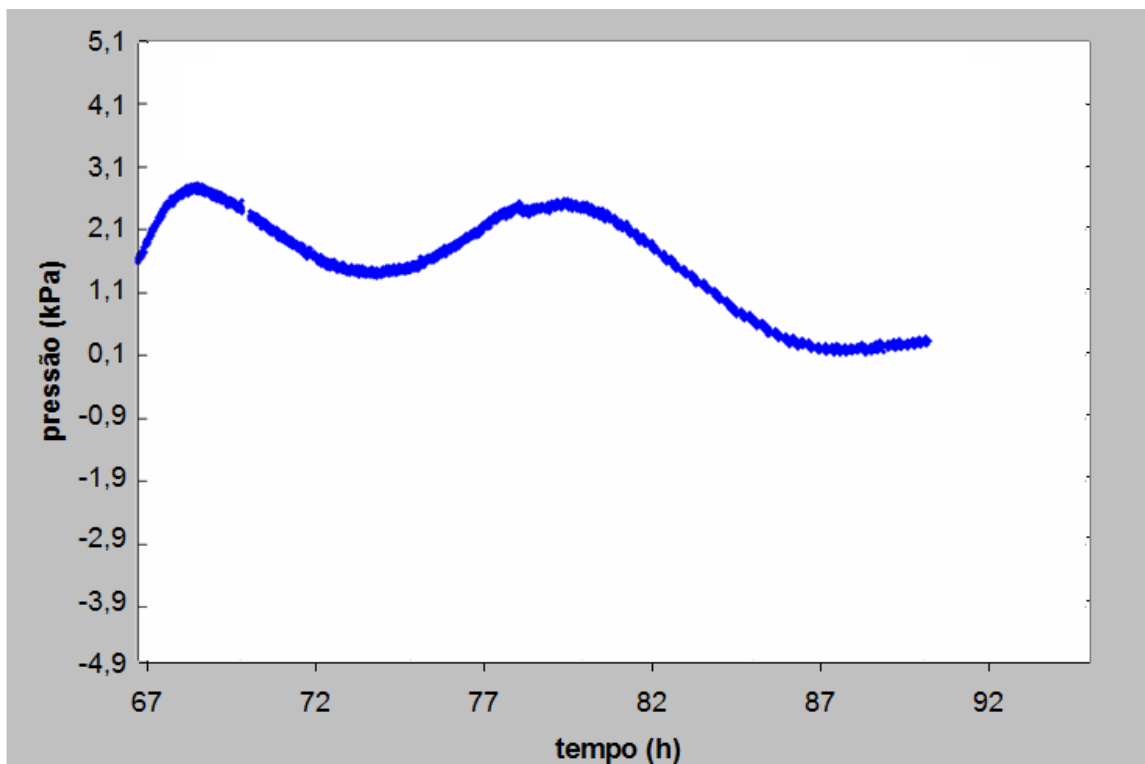


Figura 4.33: Sinal atribuído ao efeito de maré.

Aproximando-se os valores apresentados na Figura 4.33 ao efeito de maré, os dois métodos para cálculo de compressibilidade do reservatório podem ser utilizados. Durante o TFR01 do poço 1-DEP-004, diferentemente do TFR01 do poço 1-DEP-001, a pressão no fundo do mar junto ao poço foi registrada (Figura 4.34 e Figura 4.35) e a variação de pressão Δp_{tide} no fundo do oceano pode ser determinada.

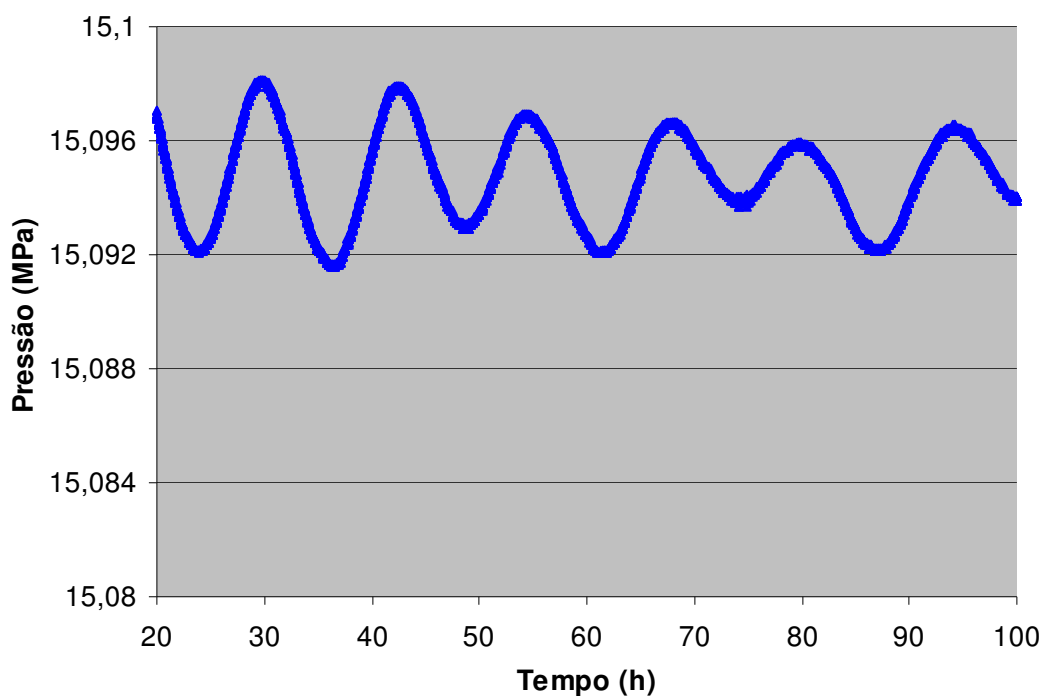


Figura 4.34: Registros de pressão no fundo do mar durante o TFR01 do poço 1-DEP-004.

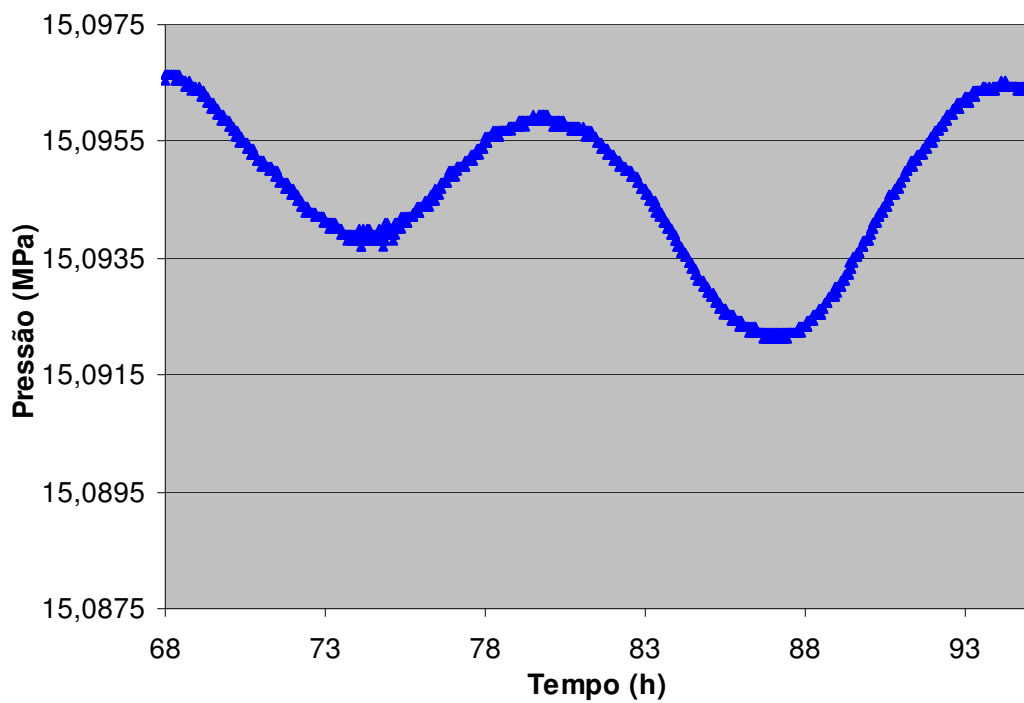


Figura 4.35: Detalhe dos registros de pressão no fundo do mar durante o TFR01 do poço 1-DEP-004.

Para efeito de comparação, as alturas das marés durante a realização do TFR01 do poço 1-DEP-004 e os registros de pressão do fundo do mar no mesmo período são apresentadas na Figura 4.36.

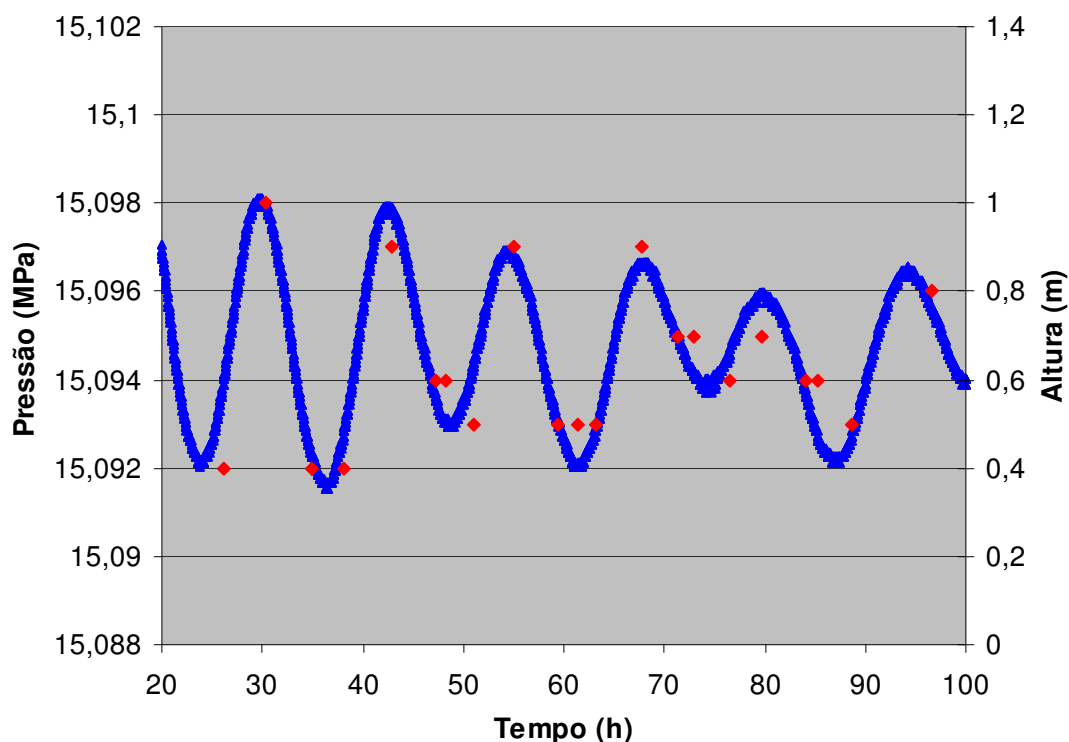


Figura 4.36: Em vermelho, alturas das marés do Porto de Angra dos Reis durante a realização do TFR01 do poço 1-DEP-004 (fonte: www.mar.mil.br). Em azul, registros de pressão no fundo do mar.

A compressibilidade total do reservatório do poço 1-DEP-004 tende ao valor de $3,14 \times 10^{-5} / (kgf / cm^2)$ ou o equivalente $3,20 \times 10^{-1} / Gpa$ (vide cálculos apresentados no Anexo 7.1) segundo o Método da Variação da Pressão de Sobrecarga e tende ao valor de $8,33 \times 10^{-6} / (kgf / cm^2)$ ou $8,50 \times 10^{-2} / Gpa$ (vide cálculos apresentados no Anexo 7.1) segundo o Método da Deformação do Reservatório.

Utilizando a correlação de Hall (1953) (gráfico da Figura 3.15) e dados de fluidos, a compressibilidade total do reservatório é de $1,05 \times 10^{-4} / (kgf / cm^2)$ ou $1,07 \times 10^{-0} / Gpa$ (vide cálculos apresentados no Anexo 7.1).

4.2.3 Teste 1-DEP-005

Foi realizado um teste de formação de duração longa (vide Figura 4.37) no poço aqui denominado 1-DEP-005 e os dados de pressão registrados foram analisados. Esse poço está localizado numa lâmina d'água de cerca de 2150 m e o reservatório está soterrado por cerca de 2700 m de litosfera, totalizando cerca de 4850 m de profundidade.

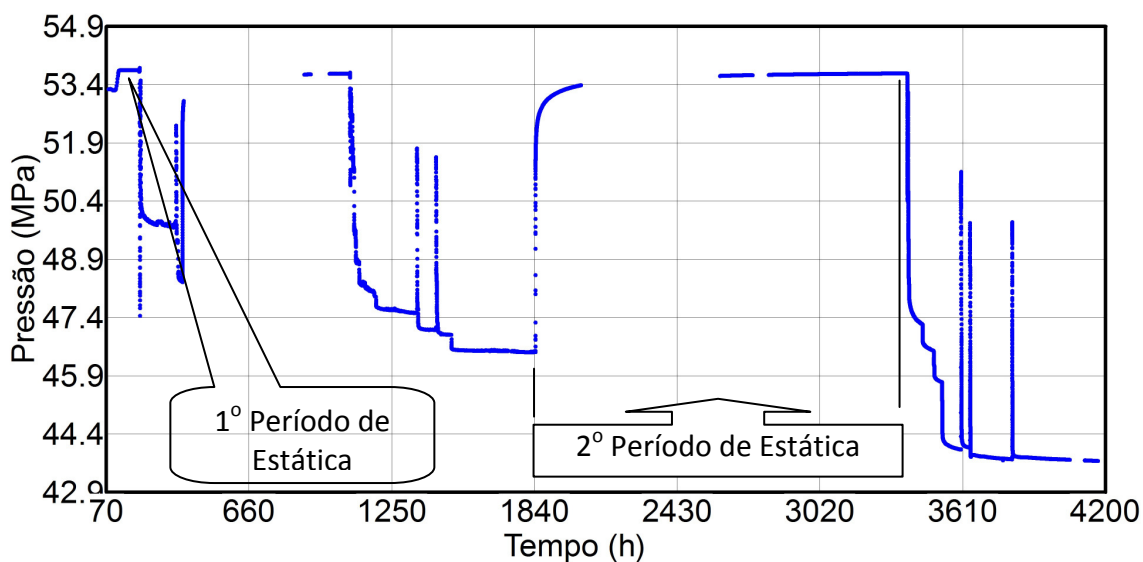


Figura 4.37: Dados de pressão registrados no TFR01 do poço 1-DEP-005. Utilizado o ponto como separador decimal.

Os dados de pressão do segundo período de estática não possuem algoritmos significativos suficientes (Figura 4.38) para a análise por curvas de derivada da variação de pressão e não há registro de produção anterior ao primeiro período de estática. Por isso, o procedimento para filtro do efeito de maré não será utilizado conforme os dois exemplos anteriores.

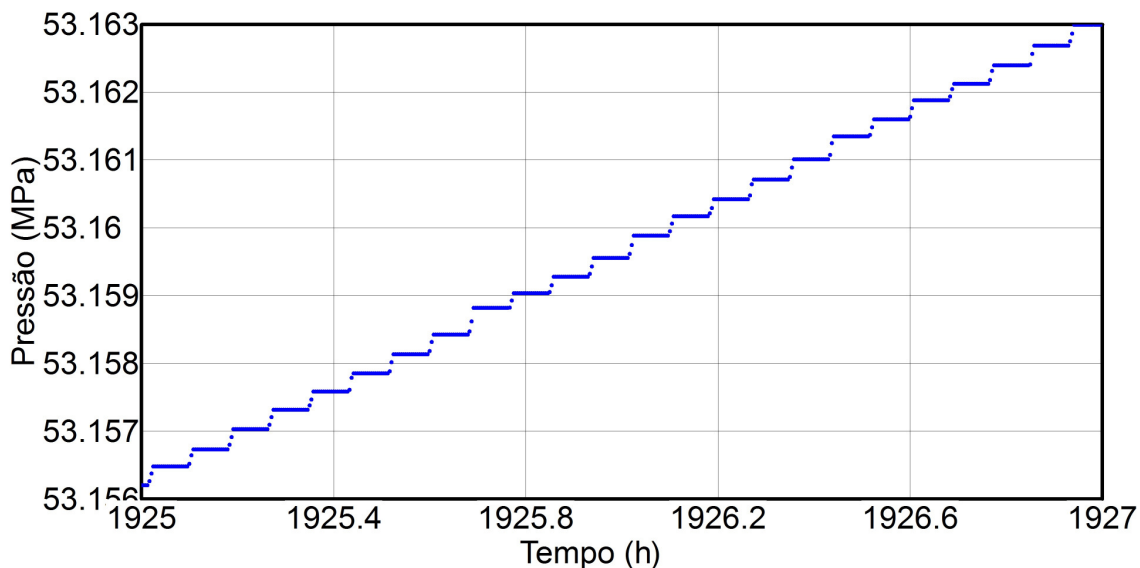


Figura 4.38: Dados de pressão registrados no segundo período de estática TFR01 do poço 1-DEP-005. Utilizado o ponto como separador decimal.

Por outro lado, no primeiro período de estática a variação de pressão devido ao efeito de maré domina o comportamento da pressão e pode ser extraído diretamente da leitura do gráfico de pressão *versus* tempo. Neste conjunto de dados, a pressão registrada oscila praticamente em

torno da pressão estática do reservatório, um exemplo de registro do efeito de maré praticamente puro oscilando a pressão do reservatório. Isso permitirá o uso do filtro com transformada de Fourier diretamente sobre os dados de pressão sem a necessidade de se utilizar outra função, tal como a derivada da variação de pressão (função utilizada nos dois exemplos anteriores).

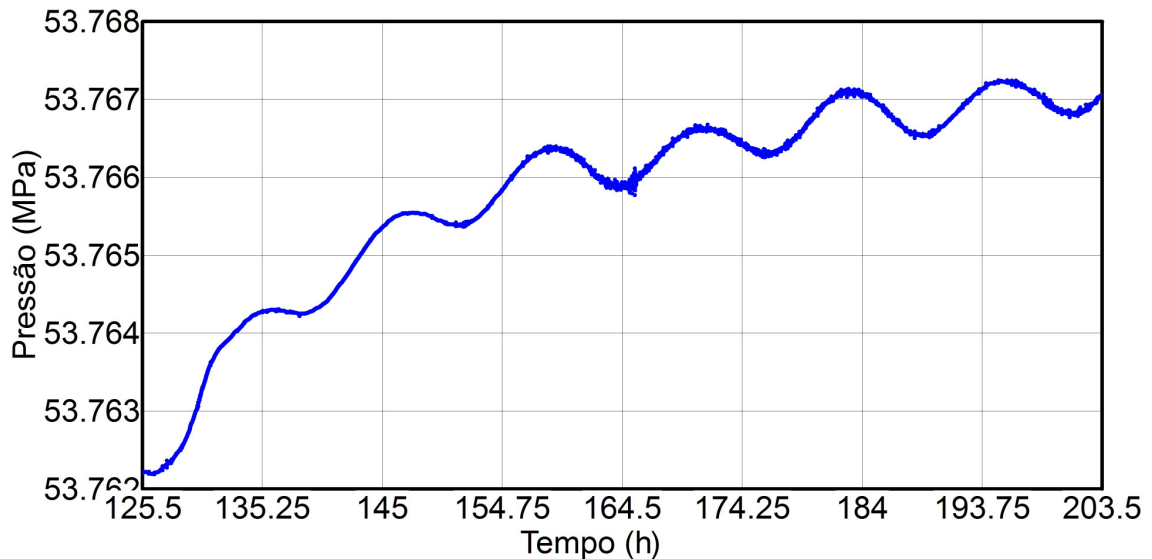


Figura 4.39: Detalhe dos dados de pressão registrados no primeiro período de estática do TFR01 do poço 1-DEP-005. Utilizado o ponto como separador decimal.

Os dados de pressão do primeiro período de estática foram transformados para o domínio da frequência (Figura 4.40) e tiveram seu espectro filtrado para retirada dos sinais de ruídos e de efeito de maré.

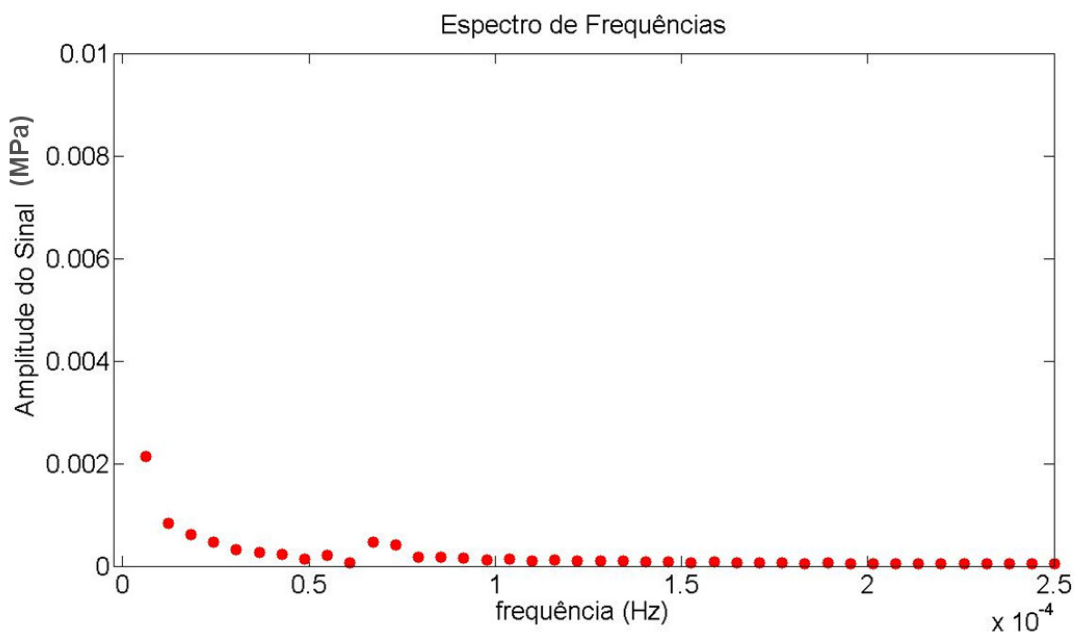


Figura 4.40: Espectro de frequências da pressão do primeiro período de estática do TFR001 do poço 1-DEP-005. Utilizado o ponto como separador decimal.

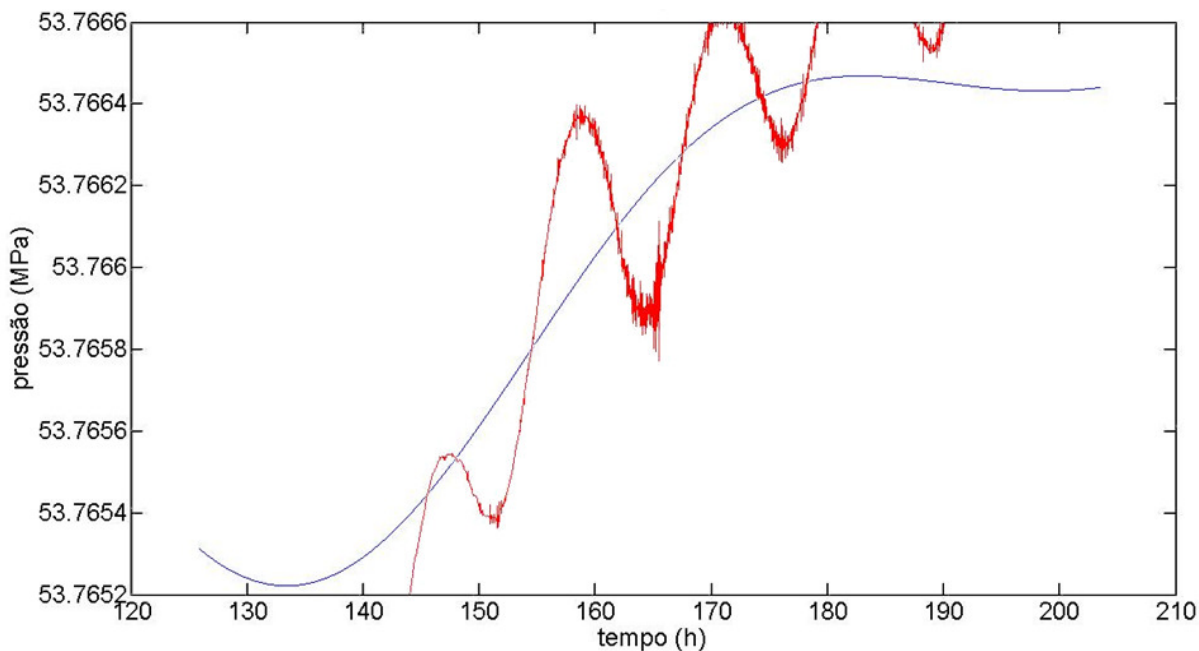


Figura 4.41: Dados de pressão do primeiro período de estática do TFR01 do poço 1-DEP-005 (pontos vermelhos) e dados após filtro das frequências diferentes de zero (pontos azuis). Utilizado o ponto como separador decimal.

Observa-se na Figura 4.41 que o filtro é eficiente para retirada de ruídos e do efeito de maré para o reservatório com pressão praticamente estabilizada. Porém, observa-se que os extremos do intervalo analisado não devem ser utilizados como ajuste por apresentarem o problema de

leakage. Quanto maior o intervalo desejado para análise, maior deve ser a janela de registros para que os extremos possam ser descartados.

Os dados de pressão do segundo período de estática foram adquiridos em frequência que variou ao longo do teste, o que impossibilitou o uso da transformada de Fourier para filtro dos ruídos e do efeito de maré.

A amplitude do efeito de maré foi determinada diretamente no gráfico da figura Figura 4.41 e, a partir disso, os dois métodos para cálculo de compressibilidade do reservatório foram utilizados. Também no TFR01 do poço 1-DEP-005, a exemplo do que ocorreu no TFR01 do poço 1-DEP-001, a pressão no fundo do mar junto ao poço não foi registrada e a variação de pressão Δp_{tide} no fundo do oceano foi determinada a partir dos dados de maré informados pela Tábua de Marés (vide Figura 4.42) da Marinha do Brasil.

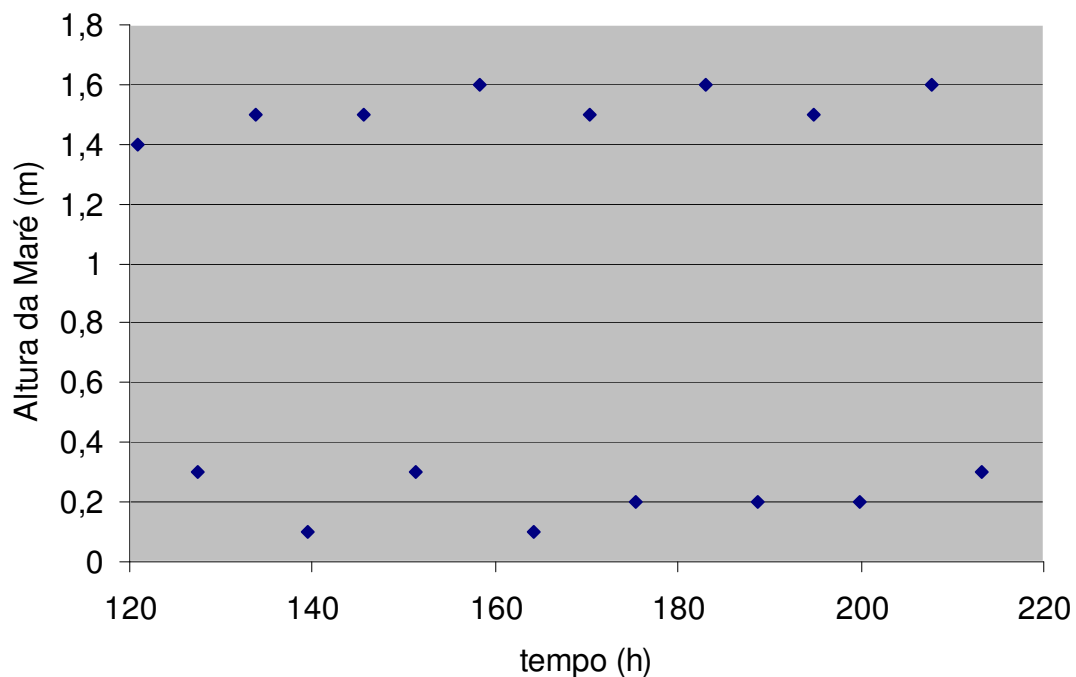


Figura 4.42: Alturas das marés da Barra de Paranaguá, Canal da Galheta, Estado do Paraná durante a realização do TFR01 do poço 1-DEP-005 (fonte: www.mar.mil.br).

A compressibilidade total do reservatório do poço 1-DEP-005 tende ao valor de $3,48 \times 10^{-6} / (\text{kgf} / \text{cm}^2)$ ou o equivalente $3,55 \times 10^{-2} / \text{Gpa}$ (vide cálculos apresentados no Anexo 7.1) segundo o Método da Variação da Pressão de Sobrecarga e tende ao valor de

$62,4 \times 10^{-6} / (\text{kgf} / \text{cm}^2)$ ou $6,37 \times 10^{-1} / \text{Gpa}$ (vide cálculos apresentados no Anexo 7.1) segundo o Método da Deformação do Reservatório.

Utilizando a correlação de Hall (1953) (gráfico da Figura 3.15) e dados de fluidos, a compressibilidade total é de $1,74 \times 10^{-4} / (\text{kgf} / \text{cm}^2)$ ou $1,77 \times 10^{-0} / \text{Gpa}$ (vide cálculos apresentados no Anexo 7.1).

A Tabela 4.1 mostra os resultados dos três casos agrupados. Os dois métodos poroelásticos utilizados para cálculo da compressibilidade do reservatório têm modelagem física distintas a partir de processos físicos distintos e os resultados podem ser somados, se considerar-se que os dois processos físicos ocorrem concomitantemente: a variação da pressão de sobrecarga e a deformação do reservatório em concordância com a deformação do globo terrestre. Nesse caso, a soma dos resultados apresentados pelos métodos poroelásticos se aproxima do valor calculado a partir dos parâmetros de fluidos e correlação de Hall (1953).

Tabela 4.1: Comparação entre os valores de c_t calculados.

Caso \ Método	1-DEP-001		1-DEP-004		1-DEP-005	
	c_t		c_t		c_t	
	1/GPa	1/(kgf/cm ²)	1/GPa	1/(kgf/cm ²)	1/GPa	1/(kgf/cm ²)
Método da Variação de Pressão de Sobrecarga	0,0301	$2,95 \times 10^{-6}$	0,320	$31,4 \times 10^{-6}$	0,0355	$3,48 \times 10^{-6}$
Método da Deformação do Reservatório	2,55	250×10^{-6}	0,0850	$8,33 \times 10^{-6}$	0,637	$62,4 \times 10^{-6}$
Soma dos dois métodos	2,58	253×10^{-6}	0,405	$39,7 \times 10^{-6}$	0,673	$65,9 \times 10^{-6}$
A partir do gráfico de Hall e compressibilidades	1,67	164×10^{-6}	1,07	105×10^{-6}	1,77	174×10^{-6}

O próximo capítulo traz uma síntese das conclusões adquiridas durante a realização deste trabalho e algumas recomendações.

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O método para extração de efeito de maré por transformada de Fourier atua na seleção de sinais a partir das frequências dos mesmos. O efeito de maré é um sinal de característica sinusoidal, diferente do comportamento da pressão devido ao escoamento do fluido no reservatório, e é formado por componentes de períodos bem conhecidos. Os três casos apresentados (1-DEP-001, 1-DEP-004 e 1-DEP-005) mostram que o procedimento com transformada de Fourier pode ser utilizado em dados de testes de formação como filtro do efeito de maré, assim como filtro para exclusão de ruídos.

O caso do poço 1-DEP-004, onde a pressão do fundo do mar foi medida concomitantemente ao teste, permitiu observar que a determinação da variação de pressão do fundo do mar a partir da variação do nível do mar dada pelas tábuas de marés pode ser precisa o suficiente para fins de determinação da compressibilidade do reservatório com os métodos apresentados.

Para os três casos testados, as somas dos valores de compressibilidade total determinadas pelos métodos chamados de *Método da Variação da Pressão de Sobrecarga* e *Método da Deformação do Reservatório* apresentam valores com diferenças menores que uma ordem de grandeza quando comparadas ao valor determinado a partir da correlação de Hall (1953) e dados de fluidos.

Os *softwares* mais utilizados hoje para interpretação de testes de formação oferecem ferramentas para extração do efeito de maré através do sincronismo de valores fornecidos por tábua de marés ou de registros de pressão do fundo do oceano aos registros de pressão do TFR. Sugere-se a implantação de rotinas que tratem o sinal transformado para o domínio da frequência, o que substituiria o processo de “tentativa e erro” aplicado atualmente e que é suscetível à incorporação de efeitos não derivados do reservatório aos dados de pressão.

O algoritmo para filtro com transformada de Fourier apresentado no final da dissertação fornece resultados imprecisos se utilizado em dados cujo espaçamento temporal seja variável.

Dizendo de outra maneira, a frequência de registro de dados não deve variar. Sugere-se o desenvolvimento de um algoritmo mais robusto que permita a detecção deste erro e a sua correção. O operador que utilizar o algoritmo também deve estar atento para que o problema de *picket-fence effect* não interfira nos resultados.

Para que se tenham resultados estatisticamente significativos e conseqüentes avaliações dos métodos poroelásticos para cálculo de compressibilidade dos reservatórios, sugere-se a utilização dos procedimentos demonstrados sempre que os dados de testes de formação apresentarem efeito de maré.

Sugere-se a construção de modelos em elementos finitos para demonstração da reação do hipotético reservatório de petróleo a variações do nível de um hipotético mar e deformações de um hipotético globo terrestre.

6 BIBLIOGRAFIA

AASE, E.B.; JELMERT, T.A.; VIK, S.A.: *Tide Effects Removed from Well Tests*. Oil and Gas Journal, volume 93 issue 18. 1995;

ABRAMOWITZ, M.; STEGUN, A.: *Handbook of Mathematical Functions*, US Dept. of Commerce, National Bureau of Standards, Applied Mathematics Series. Washington, 1964;

ADAMS, L. H.; WILLIAMSON, E. D.: *The Compressibility of Minerals and Rocks at High Pressures*. J. Franklin Inst. 1923;

AMYX, J. W.; BASS Jr. D. M; WHITING, R. L.: *Petroleum Reservoir Engineering Physical Properties*. McGraw-Hill Book Company, 1960;

ARAÚJO, M.A.R.; MORENO, R.B.Z.L.: *Efeito de Maré em Dados de Pressão Registrados em Testes de Formação*. 6 Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. Florianópolis, 2011;

ARDITTY, P.C.; RAMEY Jr., H.J.; NUR, A.M.: *Response of a Closed Well-reservoir System to Stress Induced by Earth Tides*. Artigo SPE 7484 apresentado na Annual Fall Technical Conference and Exhibition. Texas, 1978;

BABER, Zaheer: *The Science of Empire: Scientific Knowledge, Civilization, and Colonial Rule in India*. State University of New York Press. Nova Iorck, 1996.

BIOT, M.A.: *General Theory of Three-Dimensional Consolidation*, J. Appl. Phys. 12, 155-164, 1941;

BIOT, M.A.: *Theory of Elasticity and Consolidation for a Porous Anisotropic Solid*. Journal of Applied Physics, Volume 26, NO. 2. 1955;

BIOT, M. A.: *Mechanics of deformation and acoustic propagation in porous media*. J. Appl. Mech., 33, 1482-1498. 1962;

BLAINEY, Geoffrey: *Uma Breve História do Mundo*. 2ª Edição. Editora Fundamento Educacional. São Paulo, 2009;

BODVARSSON, G.: *Confined Fluids as Strain Meters*. Journal of Geophysical Research, VOL. 75, NO. 14. 1970;

BOURDET, D; WHITTLE, T.M.; DOUGLAS, A.A.; PIRARD, Y.M.: *A New Set of Type Curves Simplifies Well Test Analysis*. Gulf Publishing Co. Houston, 1983;

BOURDET, D.: *Well Test Analysis: the Use of Advanced Interpretation Models*. Handbook of Petroleum Exploration and Production, 3. Editora Elsevier. Amsterdam, 2002;

BRACEWELL, R.N.: *The Fourier transform and its applications*. Editora McGraw-Hill, 616 páginas. Nova York, 2000;

BREDEHOEFT, J. D.: *Response of well-aquifer systems to Earth tides*. J. Geophys. Res., 72, 3075-3087, 1967;

CAMPOS, W.: *Efeitos de Marés e de Variações do Potencial Gravitacional do Sol e da Lua na Pressão de Poros Durante Testes de Formação*. Monografia (especialização). Universidade Federal do Espírito Santo. Vitória, 2006;

CARPENTER, C. B.; SPENCER, G.B.: *Measurements of Compressibility of Consolidated Oil-Bearing Sandstones*. Report of Investigations, Bureau of Mines. 1940;

CERQUEIRA, E.O.; POPPI, R.J.; KUBOTA, L.T.; MELLO, C.: *Utilização de Filtro de Transformada de Fourier para a minimização de Ruídos em Sinais Analíticos*. Química Nova, Volume 23, Número 5. São Paulo, 2000;

CHANG, E.; FIROOZABADI, A.: *Tidal-force-influenced Pressure Transients for Estimating Compressibility in a Fractured Reservoir*. Artigo SPE 56437 apresentado na Annual Technical Conference and Exhibition. Texas, 1999;

CHANG, E.; FIROOZABADI, A.: *Gravitational Potential Variations of the Sun and Moon for Estimation of Reservoir Compressibility*. Artigo SPE 67952. SPE Journal. 2000;

CHEN, H.-Y.; TEUFEL, L.W.; LEE, R.L.: *Coupled Fluid Flow and Geomechanics in Reservoir Study – I. Theory and Governing Equations*. Artigo SPE 30752 apresentado na Annual Technical Conference & Exhibition. Dallas, 1995;

CORTES, J.F.P.: *Fenômeno de Maré em Reservatórios*. 1997. 115f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

DAVIES, A.M.; FURNES, G.K.: *Observed and Computed M2 Tidal Currents in the North Sea*. American Meteorological Society. 1980;

DEAN, G.; HARDY, R.; ELTVLK, P.: *Monitoring Compaction and Compressibility Changes in Offshore Chalk Reservoirs*. Artigo SPE 23142 apresentado na Offshore Europe Conference. Aberdeen, 1994;

DE BOER, E.T.: *The Use of Accurate Pressure Data in a High Permeability Environment*. Artigo SPE 8130. London, 1978;

DOBRYNIN, V.M.: *Effect of Overburden Pressure on Some Properties of Sandstones*. Soc. Pet. Eng. J. 1962;

FATT, I.: *The Effect of Overburden Pressure on Relative Permeability*. Technical note 194. Petroleum Transactions, AIME. California, 1953;

- FATT, I.: *Pore Volume Compressibilities of Sandstone Reservoir Rocks*. Trans. AIME. 1958;
- FJAER, E.; HOLT, R.M.; HORSRUD, P.; RAAEN, A.M.; RISNES, R.: *Petroleum Related Rock Mechanics*. 2a. Edição. Editora Elsevier. Amsterdam, 2008;
- FURNES, G.K.; KVAMME, O.B.; NYGAARD, O.: *Tidal Response on the Reservoir Pressure at the Gullfaks Oil Field*. PAGEOPH, Volume 135, número 3. Basiléia, 1991;
- GEERTSMA, J.: *The Effect of Fluid Pressure Decline on Volumetric Changes of Porous Rocks*. Artigo SPE 728 apresentado na Petroleum Branch Fall Meeting. Los Angeles, 1956;
- GRINGARTEN, A.C.: *From Straight Lines to Deconvolution: The Evolution of the State of the Art in Well Test Analysis*. Artigo SPE 102079. San Antonio, 2006;
- GUJARATI, D.N.; PORTER, D.C.: *Econometria Básica*. Quinta edição. AMGH Editora Ltda. Porto Alegre, 2011;
- HALL, H.N.: *Compressibility of Reservoir Rocks*. Technical note 149. Volume 198. Petroleum Transactions, AIME. 1953;
- HANSON, J.M.: *Tidal Pressure Response Well Testing at the Salton Sea Geothermal Field, Califórnia, and Raft River, Idaho*. University of Califórnia. Lawrence Livermore Laboratory. Livermore, 1979;
- HANSON, J.M.; OWEN, L.B.: *Fracture Orientation Analysis by Solid Earth*. Artigo SPE 11070 apresentado na Annual Fall Technical Conference and Exhibition. Nova Orleans, 1982;
- HAYKIN, S.; VAN VEEN, B.: *Sinais e Sistemas*. Tradução: José Carlos Barbosa dos Santos. Editora Bookman. Porto Alegre, 2001;
- HEMALA, M.L.; BALNAVES, C.: *Tidal Effect in Petroleum Well Testing*. Artigo SPE 14607 apresentado na Offshore East Ásia Conference and Exhibition. Singapura, 1986;
- HSIEH, P.A.; BREDEHOEFT, J. D.; ROJSTACZER, S.A.: *Response of well-aquifer systems to Earth tides: Problem Revisited*. Water Resources Research, Vol. 24 NO. 3, Páginas 468-472. 1988;
- KOHLHAAS, C.A.; MILLER, F.G.: *Rock-compaction and Pressure-Transient Analysis with Pressure-dependent Rock Properties*. Artigo SPE 2563. Denver, 1969;
- KLONNE, F.W.: *Die Periodischen Schwankungen des Wasserspiegels in den Inundierten Kohlschachten von Dux in der Periode von 8. April bis 15. September 1879*. Sitzber. Kais. Akad. Wiss. 81, 1880;
- LANGAAS, K.; NILSEN, K.I.; SKJAEVELAND, S.M.: *Tidal Pressure Response and Surveillance of Water Encroachment*. Artigo SPE 95763 apresentado na Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, 2005;

MCKEE, C.R.; BUMB, A.C.; HORNER, D.M.: *Use of Barometric Response to Obtain in-situ Compressibility of a Coalbed Methane Reservoir*. Artigo SPE 17725 apresentado na Gas Technology Symposium. Dallas, 1988;

MELCHIOR, P.J. *The Tides of the Planet Earth*. Oxford Press. Nova York, 1966;

MORLAND, L.W.; DONALDSON, E.C.: *Correlation of porosity and permeability of reservoirs with well oscillations induced by earth tides*. Geophys. J. R. Astron. Soc. 79, pp. 705–725. 1984;

NETLAND, S.O.; KNAPSTAD, B.; HOLT, R.M.: *Estimation of in situ Compaction Modulus from Tidal Response in Well Test Data*. Artigo SPE 36821 apresentado na European Petroleum Conference. Milão, 1996;

NEWMAN, G.H.: *Pore-Volume Compressibility of Consolidated, Friable, and Unconsolidated Reservoir Rocks Under Hydrostatic Loading*. Artigo SPE 3835. Denver, 1972;

NEWTON, I. : *Philosophiae Naturalis Principia Mathematica*. Reimpressão da terceira edição. Universidade de Glasgow, (1871) 1687;

OSGOOD, B.: *The Fourier Transform and Its Applications*. Aulas 1 a 30 da disciplina EE261. Stanford Center for Professional Development, Stanford University. Disponível em: <<http://scpd.stanford.edu>>. Acesso em: 04 de março de 2011;

PATA, C.: *Marés*. Disponível em: <<http://www.hidrografico.pt/glossario-cientifico-mares.php>>. Acesso em: 14 de fevereiro de 2011;

PERES, A. A.: Notas de aula da disciplina Teoria dos Testes de Pressão em Poços. Macaé, 2008;

REBORDÃO, I.S.C.: *Análise do Potencial Energético dos Fluxos de Maré no Estuário do Rio Lima*. Dissertação de mestrado do Instituto Superior Técnico da Universidade Técnica de Lisboa. Lisboa, 2008;

ROJSTACZER, S.; AGNEW, D.C.: *The Influence of Formation Material Properties on the Response of Water Levels in Wells to Earth Tides and Atmospheric Loading*. Journal of Geophysical Research, Vol. 94, NO. B9, Páginas 12,403-12,411. 1989;

ROBINSON, E.S.; BELL, R.T.: *Tides in Confined Well-Aquifer Systems*. Journal of Geophysical Research, Volume 76 Number 8. American Geophysical Union, 1971;

SCHULZE, K.C.; BRUDY, M.; KJORHOLT, H.: *Estimation of in-situ Rock Parameters from Pressure Time Series*. Artigo SPE 78249. Texas, 2002;

SOUZA, J.L.A.O.: *Teoria da Poroelasticidade*. Apostila da disciplina Mecânica das Rochas IP-501 da Faculdade de Engenharia Civil da Unicamp. Campinas, 2010;

STANDING, M.B.: *Notes on Relative Permeability Relationships*. The University of Trondheim, 1974;

STROBEL, C.J.; GULATI, M.S.; RAMEY Jr., H.J.: *Reservoir Limit Test in a Naturally Fractured Reservoir – A Case Study Using Type Curves*. Artigo SPE 5596. Journal of Petroleum Technology. 1976;

TAKEUCHI, H.: *On the Earth Tide of the Compressible Earth of Variable Density and Elasticity*. Transactions of American Geophysical Union, 31. 1950;1950;

TEEUW, D.: *Prediction of Formation Compaction from Laboratory Compressibility Data*. Artigo SPE 2973 apresentado na Annual Fall Meeting. Houston, 1971;

TEUFEL, W.I.; RHETT, D.W.; FARREL, H.E.; *Effect of Reservoir Depletion and Pore Pressure Drawdown on in Situ Stress and Deformation in the Ekofisk Field, North Sea*. Rock Mechanics as a Multidisciplinary Science. Ed. Roegiers. Rotterdam, 1991;

UAISSONE, A. J. R.: *Influência das Forçantes Atmosféricas em Mesoescala Sobre o Nível Médio do Mar em Piraquara, RJ*. Dissertação de Mestrado da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2004;

VAN DER KNAAP, W.: *Nonlinear Behavior of Elastic Porous Media*. Artigo SPE 1124 apresentado na Annual Fall Meeting of Society of Petroleum Engineers. Houston, 1958;

VAN DER KAMP, G.; GALE, J.E.: *Theory of Earth Tide and Barometric Effects in Porous Formations With Compressible Grains*. Water Resources Res. 19, 538-544. 1983;

VAN GOTEN, W.D.; CHOUDHARY, B.K.: *The Effect of Pressure and Temperature on Pore-volume Compressibility*. Artigo SPE 2526. Denver, 1969;

WANNELL, M.J.; MORRISON, S.J.: *Vertical Permeability Measurement in New Reservoirs Using Tidal Pressure Changes*. Artigo SPE 20532 apresentado na Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, 1990;

WITHERSPOON, P.A.; NARASIMHAN, T.N.; MCEDWARDS, D.G.: *Results of Interference Tests From Two Geothermal Reservoirs*. Artigo SPE 6052 apresentado na Annual Fall Technical Conference and Exhibition. Nova Orleans, 1978;

ZIMMERMAN, R. W.: *Compressibility of Sandstones*. Elsevier Science. 1991;

ZHAO, Y.; REYNOLDS, A.C.: *Estimation and Removal of Tidal Effects from Pressure Data*. Artigo SPE 103253 apresentado na Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, 2009;

7 ANEXOS

7.1 Cálculo de compressibilidade segundo os métodos apresentados no Item 3.6

Para cálculo da compressibilidade total c_t segundo o Método da Variação de Pressão de Sobrecarga, utiliza-se a Equação (93) do Item 3.6.1:

$$c_t = c_s + 3\phi TE \frac{c_L}{(1-TE)} \frac{1-\nu}{1+\nu}$$

A compressibilidade dos grãos c_s para rocha calcária, caso dos reservatórios dos poço 1-DEP-001 e 1-DEP-005, foi considerada igual a $2,68 \times 10^{-2}/\text{GPa}$ [$2,63 \times 10^{-6}/(\text{kgf}/\text{cm}^2)$]. Para a rocha arenítica, caso do reservatório do poço 1-DEP-004, foi considerada igual a $2,70 \times 10^{-2}/\text{GPa}$ [$2,65 \times 10^{-6}/(\text{kgf}/\text{cm}^2)$].

A porosidade de cada um dos reservatórios foi determinada a partir de perfis a poço aberto: $\phi = 0,14$, $\phi = 0,28$ e $\phi = 0,08$, respectivamente para os reservatórios dos poços 1-DEP-001, 1-DEP-004 e 1-DEP-005.

A eficiência de transmissão TE é dada pela Equação (88) do Item 3.6.1

$$TE = \frac{\Delta p_p}{\Delta p_{tide}}$$

A variação na poro-pressão foi determinada a partir da Figura 4.25 para o caso do 1-DEP-001 ($\Delta p_p = 0,1 \text{ kPa} \cong 0,001 \text{ kgf}/\text{cm}^2$), a partir da Figura 4.33 para o caso do 1-DEP-004 ($\Delta p_p = 1,5 \text{ kPa} \cong 0,015 \text{ kgf}/\text{cm}^2$) e a partir da Figura 4.41 para o caso do 1-DEP-005 ($\Delta p_p = 0,7 \text{ kPa} \cong 0,007 \text{ kgf}/\text{cm}^2$).

Para o caso do 1-DEP-004, a variação de pressão no fundo do oceano foi determinada a partir dos registros de pressão no BOP durante o TFR01 (Figura 4.35). Para os outros dois casos, a partir da variação da altura da maré, dada pela tábua de marés da Marinha do Brasil, foi calculada a variação de pressão no fundo do oceano correspondente à variação de pressão

hidrostática. Portanto, foram definidos os valores ($\Delta p_{ide} = 8,05kPa \cong 0,0816kgf/cm^2$), ($\Delta p_{ide} = 3,00kPa \cong 0,0306kgf/cm^2$) e ($\Delta p_{ide} = 12,1kPa \cong 0,123kgf/cm^2$) para os casos 1-DEP-001, 1-DEP-004 e 1-DEP-005, respectivamente.

A compressibilidade c_L do fluido presente nos poros da rocha é dada por:

$$c_L = S_w \times c_w + S_o \times c_o + S_g \times c_g$$

As saturações definidas foram definidas a partir de perfis a poço aberto: $S_w = 0,2$, $S_o = 0,8$ e $S_g = 0$, $S_w = 0,29$, $S_o = 0,71$ e $S_g = 0$ e $S_w = 0,25$, $S_o = 0,75$ e $S_g = 0$, respectivamente para os reservatórios dos poços 1-DEP-001, 1-DEP-004 e 1-DEP-005.

A compressibilidade do óleo foi determinada a partir de análises PVT específicas para cada um dos casos: para o caso 1-DEP-001 $c_o = 1,24 \times 10^0 / GPa \cong 1,22 \times 10^{-4} / (kgf/cm^2)$, para o caso 1-DEP-004 $c_o = 0,708 \times 10^0 / GPa \cong 0,694 \times 10^{-4} / (kgf/cm^2)$ e para o caso 1-DEP-005 $c_o = 1,24 \times 10^0 / GPa \cong 1,22 \times 10^{-4} / (kgf/cm^2)$.

A compressibilidade da água foi determinada a partir de análises de laboratório para cada um dos casos: para o caso 1-DEP-001 $c_w = 0,31 \times 10^0 / GPa \cong 0,30 \times 10^{-4} / (kgf/cm^2)$, para o caso 1-DEP-004 $c_w = 0,352 \times 10^0 / GPa \cong 0,345 \times 10^{-4} / (kgf/cm^2)$ e para o caso 1-DEP-005 $c_w = 0,276 \times 10^0 / GPa \cong 0,270 \times 10^{-4} / (kgf/cm^2)$.

O coeficiente de Poisson $\nu = 0,25$ foi adotado nos três casos por ser um valor tipicamente utilizado na indústria e não estar disponível outra fonte.

Para cálculo da compressibilidade total c_t segundo o Método da Deformação do Reservatório, utiliza-se a Equação (106) do Item 3.6.2:

$$c_t = 0,83 \times 10^{-8} s^2 / m^2 \frac{W_2}{\phi \Delta p_p}$$

O diferencial potencial gravitacional $W_2 = 4,2 m^2 / s^2$ foi adotado.

Com os parâmetros definidos, a compressibilidade dos reservatórios foi calculada para os três casos, segundo os dois métodos:

Tabela 7.1: Resultados dos cálculos de c_t .

Caso / Método	1-DEP-001		1-DEP-004		1-DEP-005	
	c_t		c_t		c_t	
	1/GPa	1/(kgf/cm ²)	1/GPa	1/(kgf/cm ²)	1/GPa	1/(kgf/cm ²)
Método da Variação de Pressão de Sobrecarga	0,0301	2,95x10 ⁻⁶	0,320	31,4x10 ⁻⁶	0,0355	3,48x10 ⁻⁶
Método da Deformação do Reservatório	2,55	250x10 ⁻⁶	0,0850	8,33x10 ⁻⁶	0,637	62,4x10 ⁻⁶
Soma dos dois métodos	2,58	253x10 ⁻⁶	0,405	39,7x10 ⁻⁶	0,673	65,9x10 ⁻⁶
A partir do gráfico de Hall e compressibilidades dos fluidos	1,67	164x10 ⁻⁶	1,07	105x10 ⁻⁶	1,77	174x10 ⁻⁶

7.2 Constantes e unidades

Tabela 7.2: Constantes para Adequação de Unidades aos Sistemas de Medidas (adaptado de ROSA, 2006).

Sistema de Unidades / Variável	SI ou Darcy	Petrobras	Americano
α_t	1	0,0003484	0,00026374
α_p	2 π	19,03	141,2

Tabela 7.3: Sistemas de Unidades de Medidas (adaptado de ROSA, 2006).

Sistema de Unidades Variável	SI	Darcy	Petrobras	Americano
Comprimento	M	cm	m	Ft
Massa	kg	g	kg	Lb
Tempo	s	s	h	H
Permeabilidade	m ²	Darcy	md	md
Pressão	Pa	atm	Kgf/cm ²	Psi
Viscosidade	Pa.s	cp	cp	Cp
Vazão de óleo	m ³ /s	cm ³ /s	m ³ /d	bbl/d
Vazão de gás	m ³ /s	cm ³ /s	10 ³ m ³ /d	10 ³ ft ³ /d
Volume	m ³	cm ³	m ³	bbl

7.3 Algoritmo no MATLAB para filtro de sinais diversos

```
% para Matlab 7.11.0 (R2010b)
function [y2] = ImportaTransformaFiltraInverte(x,y)
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Importação do sinal
%% Vetor da grandeza medida
x0 = load('c:\pressEstatica.txt'); %Corrigir o endereço e nome do arquivo a
utilizar.
x = x0';

%% Vetor tempo
t0 = load('c:\tempoEstatica.txt'); %Corrigir o endereço e nome do arquivo a
utilizar.
t = t0';

%%Quantidade de registros
[L,y] = size(x0);
%% Intervalo entre medições
T = 5;
%% Frequência das medições
Fs = 1/T;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Gráfico do sinal no domínio do tempo
subplot(1,1,1)
plot(t(1:L),x(1:L))
title('Título')
ylabel('y ( )')
xlabel('tempo ( )')

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Transformação para domínio da frequência (Cerqueira, 2000)
[l,c] = size(x);
```

```

for i = 1:l
    x1 = x(i,:);
    x2 = fliplr(x1);
    x3 = [x1 x2];
NFFT = 2^nextpow2(L);
X = fft(x3,NFFT)/L;
f = Fs/2*linspace(0,1,NFFT/2+1);

%%%%%%%%%%%%%% Gráfico do sinal no domínio da frequência
subplot(1,1,1)
plot(f,(2*abs(X(1:NFFT/2+1))))
title('Espectro de Frequências')
xlabel('frequência ( )')
ylabel('|X(y)|')

%%%%%%%%%%%%%% Filtros das frequências
%%% Passa baixa
n = 1;
[y,c2] = size(X);
corte = zeros(1,c2);
corte(1,1:n) = ones(size(corte(1,1:n)));
corte(1,c2-n:c2) = ones(size(corte(1,c2-n:c2)));
%%% Passa faixa
%n = 800;
%o = 900;
[%~,c2] = size(X);
%corte = zeros(1,c2);
%corte(1,n:o) = ones(size(corte(1,n:o)));
%corte(1,c2-n-o:c2-n) = ones(size(corte(1,c2-n-o:c2-n)));
%%% Rejeita faixa
[%~,c2] = size(X);
%n = 3;
%o = 5;
%corte = ones(1,c2);
%corte(1,n:o) = zeros(size(corte(1,n:o)));
%corte(1,c2-n-o:c2-n) = zeros(size(corte(1,c2-n-o:c2-n)));
%save('G:\2011100\05-Dados\DadosResComMareSimulados\corte.txt','corte','-
ASCII');
%type G:\2011100\05-Dados\DadosResComMareSimulados\corte.txt;
%%% Passa alta
%n = 100;
[%~,c2] = size(X);
%corte = ones(1,c2);
%corte(1,1:n) = zeros(size(corte(1,1:n)));
%corte(1,c2-n:c2) = zeros(size(corte(1,c2-n:c2)));

Xcorte = corte.*X;
%subplot(2,1,2)
%plot(f,2*abs(Xcorte(1:NFFT/2+1)))
%title('Título')
%xlabel('frequência ( )')
%ylabel('(|X(f)|)')

```

```
%%%%%%%%%%%% Transformada para domínio do tempo
m1(i,:) = L*real(iff(Xcorte));
m(i,:) = m1(i,1:c);
subplot(1,1,1);
plot(t(1:c),m(1:c));
title('Titulo');
xlabel('tempo() ');
ylabel('y() ');
%m(1:c);
%plot(Fs*t(1:c),x-m(1:c))

end
```