



Renata Mattos Sampaio de Araujo Andrade

**Análise Comparativa de Métodos de Estimativa de Pressão
de Poros Convencionais e a partir de Parâmetros de
Perfuração**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para
obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Civil do Departamento de
Engenharia Civil e Ambiental da PUC-RIO.

Orientador: Prof. Sérgio Augusto Barreto da Fontoura

Coorientadora: Vivian Rodrigues Marchesi

Rio de Janeiro
abril de 2022



Renata Mattos Sampaio de Araujo Andrade

**Análise Comparativa de Métodos de Estimativa de Pressão
de Poros Convencionais e a partir de Parâmetros de
Perfuração**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial
para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Civil. Aprovada pela
Comissão Examinadora abaixo

Prof.: Sérgio Augusto Barreto da Fontoura

Orientador

Departamento de Engenharia Civil e Ambiental da
PUC – Rio

Vivian Rodrigues Marchesi

Coorientadora

Baker Hughes - filial

Prof. José Tavares Araruna Júnior

Departamento de Engenharia Civil e Ambiental da
PUC – Rio

Prof. Raquel Quadros Velloso

Departamento de Engenharia Civil e Ambiental da
PUC – Rio

Rio de Janeiro, 25 abril de 2022

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

Renata Mattos Sampaio de Araujo Andrade

Formada no curso Técnico de Edificações pelo CEFET-RJ em 2010. Graduada em Engenharia Civil pela UFRJ (Universidade Federal do Rio de Janeiro) em 2018, fez intercâmbio acadêmico em Engenharia Urbana na EIVP (*École des Ingénieurs de la Ville de Paris*) entre 2015 e 2016 com bolsa CAPES. Bolsista na área de estabilidade de poços no GTEP/PUC-RIO entre 2019 e 2020 e atualmente, atua como engenheira civil na Vale S.A. na área de descaracterização de barragens.

Ficha Catalográfica

Andrade, Renata Mattos Sampaio de Araujo

Análise comparativa de métodos de estimativa de pressão de poros convencionais e a partir de parâmetros de perfuração / Renata Mattos Sampaio de Araujo Andrade ; orientador: Sérgio Augusto Barreto da Fontoura ; coorientadora: Vivian Rodrigues Marchesi. – 2022.

121 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)—Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, 2022.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Civil e Ambiental - Teses. 2. Previsão de pressão de poros. 3. Perfis petrofísicos. 4. Parâmetros de perfuração. I. Fontoura, Sérgio Augusto Barreto da. II. Marchesi, Vivian Rodrigues. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Civil e Ambiental. IV. Título.

CDD: 624

À minha mãe Alair, minha grande incentivadora e ao meu esposo Renan, pela parceria e cumplicidade durante o desenvolvimento desse trabalho.

Agradecimentos

A Deus, o autor da vida, toda honra, glória e a minha eterna gratidão, por me dar forças, capacidade física e sabedoria para concluir o sonho em me tornar mestre.

À minha mãe Alair, pelo incentivo, amor e por ter me ensinado que investir em educação sempre valerá a pena e a nunca desistir dos meus sonhos.

Ao meu esposo e melhor amigo Renan, pela grande parceria cultivada ao longo dos anos e pelo incentivo para concluir essa etapa tão sonhada.

Ao meu querido avô Antonio Mattos (*in memoriam*), por ter sido a minha inspiração para escolher Engenharia Civil, por ter ajudado a me criar com todo amor e dedicação possíveis e por ter investido em minha educação sempre que foi preciso. O seu legado continua.

À toda a minha família, pela compreensão e apoio em todas as horas em que não pude estar presente devido a esse sonho. Em especial, à minha tia Adelir por me ceder a casa para que eu pudesse ficar mais perto da PUC-RIO e me dedicar ainda mais ao mestrado e à pesquisa.

Aos meus orientadores, Sérgio Fontoura e Vivian Marchesi, agradeço pela confiança em meu trabalho, orientação e pela oportunidade de trabalhar nessa pesquisa no GTEP/PUC-RIO.

Ao GTEP/PUC-RIO, pela estrutura física, pela oportunidade de organizar um congresso internacional e pelos horários flexíveis que foram imprescindíveis durante todo o mestrado.

Aos amigos do GTEP, Bianca Lacerda, Allícia Sthel e Cristhian Monsalve, agradeço o apoio, as horas compartilhando conhecimento e por terem feito os dias mais leves.

Aos professores e colaboradores do Departamento de Engenharia Civil da PUC-RIO, pelo vasto conhecimento e pela orientação nas atividades burocráticas.

À PUC-RIO, à CAPES e ao GTEP, pelos auxílios concedidos, sem os quais esse trabalho não poderia ter sido realizado.

À Petrobras, por disponibilizar dados técnicos para o desenvolvimento deste trabalho.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

Resumo

Andrade, Renata Mattos Sampaio de Araujo; Fontoura, Sergio Augusto Barreto. **Análise Comparativa de Métodos de Estimativa de Pressão de Poros Convencionais a partir Parâmetros de Perfuração.** Rio de Janeiro, 2022. 121p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

Os mecanismos geradores de pressão de poros em subsuperfície têm sido alvo de diversas pesquisas ao longo dos anos. A identificação prévia de zonas de pressão anômalas auxilia na redução do tempo não produtivo (NPT), evitando paralisações, bem como na prevenção de acidentes durante a etapa de perfuração do poço de petróleo. Nesse contexto, este trabalho estuda métodos de previsão de pressão de poros a partir de perfis petrofísicos e de parâmetros de perfuração. Com este objetivo, é apresentada uma revisão bibliográfica abordando tanto os conceitos fundamentais quanto os métodos de previsão de pressão de poros existentes. De modo geral, as estimativas de pressão de poros podem ser divididas em três etapas: (1) antes da perfuração, onde são utilizados perfis petrofísicos de poços de correlação para estimar a pressão de poros; (2) durante a etapa de execução do poço, na qual geralmente são usados os parâmetros de perfuração, além dos eventos de perfuração identificados, e quando disponíveis, as ferramentas de perfilagem em tempo real e dados de pressão; e (3) finalmente na etapa pós-perfuração, onde são utilizados os perfis a cabo, os possíveis perfis de *Logging While Drilling* (LWD), os eventos de perfuração e os dados de tomadas de pressão na retroanálise. Esses dados são usados para calibrar a pressão de poros estimada previamente para o poço e alimentar a base de dados de poços de petróleo perfurados em uma certa região. Neste trabalho foram realizados estudos de caso, com a realização de estimativas de curvas de pressão de poros, que foram comparadas aos valores de testes de pressão de poços, quando disponíveis. Além dos testes de pressão, também podem ser utilizados eventos indicadores de pressão de poros elevada na

calibração, por exemplo o torque, arraste, *cavings* estilhados ao longo de formações argilosas, influxos em trechos permeáveis, entre outros indicativos. Foi constatado que os gradientes de pressão estimados pelo Método de Bowers apresentam resultados com maior oscilação dos valores quando comparados aos estimados pelo Método de Eaton. A boa aplicabilidade do Método de Eaton é devido ao fato de que na bacia em questão, o mecanismo de subcompactação mostrou-se predominante. Notou-se também que na comparação entre os métodos do expoente d e DEMSE, o resultado do gradiente de pressão de poros obtido através do expoente d está sujeito a menos interferências nas estimativas com relação ao método DEMSE.

Palavras Chave

Previsão de Pressão de Poros; Perfis Petrofísicos; Parâmetros de Perfuração.

Abstract

Andrade, Renata Mattos Sampaio de Araujo; Fontoura, Sergio Augusto Barreto. **Comparative Analysis of Pore Pressure Estimation Methods from Petrophysical Profiles And Drilling Parameters.** Rio de Janeiro, 2022. 121p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

The mechanisms that generate pore pressure in subsurface have been the subject of several research over the years. The prior identification of anomalous pressure zones helps to reduce non-productive time (NPT), avoiding stoppages, as well as preventing accidents during the drilling stage of the oil well. In this context, this work studies pore pressure prediction methods from petrophysical profiles and drilling parameters. With this objective, a literature review is presented covering both the fundamental concepts and the existing pore pressure prediction methods. Generally speaking, pore pressure estimates can be divided into three steps: (1) before drilling, where petrophysical profiles from correlation wells are used to estimate pore pressure; (2) during the well execution stage, in which drilling parameters are generally used, in addition to identified drilling events, and when available, real-time logging tools and pressure data; and (3) finally in the post-drilling stage, where the cable profiles, the possible Logging While Drilling (LWD) profiles, the drilling events and the pressure tapping data in the back analysis are used. This data is used to calibrate the previously estimated pore pressure for the well and feed the database of oil wells drilled in a certain region. In this work, case studies were carried out, with estimates of pore pressure curves, which were compared to the values of well pressure tests, when available. In addition to pressure tests, events that indicate high pore pressure can also be used in calibration, for example torque, drag, chipped cavings along clayey formations, inflows in permeable stretches, among other indicators. It was found that the pressure gradients estimated by the Bowers Method shows greater oscillation of the values when compared to those estimated by the Eaton Method. The good

applicability of the Eaton Method is related to the subcompaction mechanism predominant in the studied basin. It was also noticed that in the comparison between the Exponent d and DEMSE methods, the result of the pore pressure gradient obtained through the Exponent d is subject to less interference in the estimates in relation to the DEMSE method.

Keywords:

Pore Pressure Prediction; Petrophysical Profile; Drilling Parameters.

Sumário

1. INTRODUÇÃO	21
1.1. Considerações iniciais	21
1.2. Objetivo da pesquisa	24
1.3. Estrutura da dissertação	24
2. CONCEITOS FUNDAMENTAIS E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	26
2.1 Pressão de poros	26
2.2 Classificação da pressão de poros	30
2.3 Causas das pressões anormais e seus respectivos mecanismos geradores	32
2.3.1 Mecanismos de tensões in situ	33
2.3.2 Mecanismos de expansão de fluidos	35
2.4 Métodos de Estimativa de pressão de poros	40
2.4.1 Medidas diretas	40
2.4.2 Métodos indiretos	43
2.4.3 Estimativa de poropressão em carbonatos	43
2.5 Principais métodos convencionais de pressão de poros	45
2.5.1 Métodos de estimativa de pressão de poros por meio de perfis elétricos	46
2.5.2 Principais métodos de acompanhamento em tempo real	50
2.5.3 Métodos de estimativa de pressão de poros a partir do perfil sísmico	54
2.6 Indicadores de pressões anormais	55
2.6.1 Aspecto dos cascalhos	55
2.6.2 Temperatura do Fluido	56
2.6.3 Torque e Arraste	57
3. DESCRIÇÃO DOS MÉTODOS ANALISADOS	58
3.1 Descrição do Método de Eaton (1975)	58
3.2 Descrição do Método de Bowers (1995)	60
3.3 Análise crítica dos métodos convencionais de previsão de pressão de poros	69
3.4 Método de Eaton – Expoente d	74

3.5	Descrição do Método DEMSE (2017)	76
3.6	Análise crítica dos métodos de previsão de pressão de poros a partir de parâmetros de perfuração	78
4.	ESTUDO DE CASO	81
4.1	Dados técnicos disponíveis para o Poço A, Poço B e Poço C	81
4.2	Poço A – Método de Eaton	82
4.3	Poço A – Método Bowers (1995)	87
4.4	Poço B – Método de Eaton	95
4.5	Poço B – Método Bowers (1995)	100
4.6	Poço C – Expoent d e DEMSE	107
5.	CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	111
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	114

Lista de Figuras

Figura 1.1: Desenho esquemático da análise de estabilidade de um poço de petróleo. Adaptado de Fjaer <i>et al.</i> (2008)	22
Figura 1.2: Ilustração de uma Janela Operacional de um poço de petróleo (Rocha e Azevedo, 2009)	23
Figura 2.1: Material poroso da rocha constituído por matriz e fluido. Editado de Aadnøy & Looyeh (2011)	27
Figura 2.2: Tempo de trânsito x profundidade. Editado de Swarbrick & Osborne (1998)	33
Figura 2.3: Dinâmica dos fluidos durante processo de compactação de folhelhos. Editado de Shaker (2019)	34
Figura 2.4: Ilustração do processo de geração de hidrocarbonetos Editado de Rocha e Azevedo (2009)	37
Figura 2.5: Representação do mecanismo de transferência lateral, onde dois poços atravessam a mesma camada de arenito. Editado de Silveira (2009)	39
Figura 2.6: Representação gráfica das etapas do teste de formação realizado ao longo do tempo no poço de petróleo	41
Figura 2.7: Ilustração do Método de Hottman e Johnson (1965). a) perfil sônico e NCL b) Correlação desenvolvida entre os desvios do perfil acústico e as medidas de pressão de poros em formações adjacentes. Editado de Hottman e Johnson (1965)	47
Figura 2.8: Representação do Método da profundidade equivalente (Reyna, 2007)	48
Figura 2.9: Esquema representativo da metodologia aplicada nos métodos convencionais. Marchesi (2015)	49
Figura 2.10: Ilustração representativa do crescimento da ROP em folhelhos subcompactados da Nigéria (Editado de Mouchet e Mitchel, 1989)	51
Figura 2.11: Estimativa de poropressão a partir de velocidades intervalares. Editado de Pennebacker (1968)	54
Figura 2.12: Esquema representativo dos cascalhudos provenientes de folhelhos e possíveis indicadores interpretados a partir de alterações das características originais. Editado de Rocha e Azevedo (2009)	56
Figura 3.1: Exemplo ilustrativo com experimentos de laboratório para folhelhos do Campo de Cotton Valley. Adaptado de Bowers (1995)	60
Figura 3.2: Exemplo de curva de compressão edométrica de argila orgânica mole da Baixada Santista. Adaptado de Souza Pinto (2006)	63
Figura 3.3: Ilustração do experimento de Terzaghi (1943). Editado de Hottman e Johnson (1965)	64
Figura 3.4: Comportamento da estrutura porosa para caracterizar o comportamento do folhelho. Adaptado de Bowers (2001)	65

Figura 3.5: Perfis utilizados na estimativa da pressão de poros. a) Densidade, b) Resistividade e c) Sônico. Adaptado de Bowers (2001)	66
Figura 3.6: Ilustração do Método de Estimativa de Pressão de Poros proposto por Bowers. a) Identificação do desvio na tendência do perfil sônico e mapeamentos dos dados $V_{m\acute{a}x}$ e $Z_{m\acute{a}x}$ b) estimativa da tensão total, da tensão efetiva e da pressão de poros nos pontos A e B c) Curva de carregamento (em azul) e curva de descarregamento (em vermelho) propostas por Bowers	67
Figura 3.7: Normalização para cálculo do valor de plasticidade U. Editado de Bowers (1995)	68
Figura 3.8: Trajetórias possíveis para o descarregamento de acordo com U. Editado de Bowers (1995)	71
Figura 3.9: Dados de carregamento e descarregamento comparados com as curvas fornecidas pelo Método de Bowers (1995). Adaptado de Ji e Fan (2010)	72
Figura 3.10: Resultados de ensaios edométricos feitos em amostras de folhelho a) OPA – amostra intacta rasa e b) OPA – amostra intacta profunda. Adaptado de Favero <i>et al.</i> (2016)	73
Figura 3.11: Tendência do expoente d ao longo de uma zona subcompactada. Adaptado de Mouchet e Mitchell (1989)	75
Figura 3.12: Fluxograma representativo dos processos de cálculo utilizados no método DEMSE (2017). a) Cálculo 1 b) Cálculo 2	77
Figura 4.1: Resumo gráfico estimado para o Poço A com a utilização do Método de Eaton e ilustrando o gradiente de sobrecarga (Gs), o gradiente de pressão de poros hidrostático (Gp - hidrostático), o gradiente de Eaton filtrado (GP- Eaton-filtrado) e peso de fluido	83
Figura 4.2: Análise de sensibilidade do expoente sônico de Eaton para o Poço A	85
Figura 4.3: Calibração do gradiente de pressão de poros usando o Método de Eaton	87
Figura 4.4: Exemplo do Método de Bowers utilizando registros de velocidade intervalares. a) sem alívio das tensões efetivas e b) com descarregamento das tensões efetivas. (Reyna, 2007)	87
Figura 4.5: Fluxograma seguido para a estimativa do gradiente de pressão de poros	88
Figura 4.6: Estudo de caso do Poço A com aplicação do Método de Bowers	89
Figura 4.7: Resumo gráfico estimado para o Poço A com a utilização do Método de Bowers e parâmetros calibrados para o Golfo do México	90
Figura 4.8: Análise de sensibilidade do parâmetro A do Método de Bowers para o Poço A	92
Figura 4.9: Análise de sensibilidade do parâmetro B do Método de Bowers para o Poço A	92

Figura 4.10: Análise de sensibilidade ao fator de descarregamento U de Bowers para o Poço A	93
Figura 4.11: Estimativas do gradiente de pressão de poros pelo Método de Eaton (n=3) e pelo Método de Bowers (A=17,04 e B=0,724)	94
Figura 4.12: Resumo gráfico estimado para o Poço B com a utilização do Método de Eaton	95
Figura 4.13: Análise de sensibilidade do parâmetro sônico de Eaton	98
Figura 4.14: Calibração do gradiente de pressão de poros do Poço B	99
Figura 4.15: Estudo de caso do Poço B com aplicação do Método de Bowers	100
Figura 4.16: Análise de sensibilidade do parâmetro A do Método de Bowers para o Poço B	102
Figura 4.17: Análise de sensibilidade do parâmetro B do Método de Bowers para o Poço B	102
Figura 4.18: Análise de sensibilidade ao fator de descarregamento U de Bowers para o Poço A	103
Figura 4.19: Estimativa prévia sem considerar a calibração no Poço B	104
Figura 4.20: Estimativa para o gradiente de pressão de poros calibrado pelo Método de Bowers	106
Figura 4.21: Gráfico do peso sob a broca, torque e diâmetro ao longo da profundidade no Poço C	107
Figura 4.22: Gráfico de rotação por minuto, taxa de penetração e energia mecânica específica no Poço C	108
Figura 4.23: Pressão de poros e gradiente de pressão estimados pelo expoente d e método DEMSE	109

Lista de Tabelas

Tabela 1.1: As 20 maiores reservas de petróleo em águas profundas do mundo. Adaptado de Zhang et al. (2019)	21
Tabela 2.1: Classificação das pressões de poros e gradientes. Adaptado de Rocha e Azevedo (2009)	30
Tabela 2.2: Classificação adotada pela Petrobras em perfuração de poços. Correia (2015)	32
Tabela 2.3: Regimes de pressão identificados por reservatório carbonáticos ao redor do mundo. Editado de Green <i>et al.</i> (2016)	44
Tabela 3.1: Valores dos parâmetros de calibração da curva virgem A e B classificados por local, litologia e profundidade (Bowers, 1995)	62
Tabela 3.2: Valores do parâmetro de medida de plasticidade U (Bowers, 1995)	67
Tabela 3.3: Resultados da caracterização geotécnica dos testemunhos (Favero <i>et al.</i> , 2016)	73
Tabela 4.1: Informações técnicas recebidas para os Poços A, B e C	81
Tabela 4.2: Resultados de gradiente de pressão de poros estimados através do método de Eaton e dos testes de pressão no poço B	97
Tabela 4.3: Resultados de gradiente de pressão de poros estimados através do método de Bowers e dos gradientes de pressão do peso do fluido de perfuração no poço B	105

Lista de Siglas

BOP – Preventor de erupção (*Blowout Preventer*)

BDP – Boletim Diário de Perfuração

CCS - Resistência à compressão confinada (*Confined Compressive Strengths*)

DE – Eficiência energética (*Drilling Efficiency*)

ECD- densidade equivalente de circulação (*Equivalent Circulating Density*)

IDEL - *Instantaneous Drilling Evaluation Log*

FPWD – Pressão da formação durante a perfuração (*Formation Pressure While Drilling*)

LWD – Perfilagem durante a perfuração (*Logging While Drilling*)

MWD – Medidas durante a perfuração (*Measurement While Drilling*)

NCL – Linha de compactação normal (*Normal Compaction Line*)

NPT – Tempo não produtivo (*Non- Productive Time*)

PP – Pressão de Poros

PRF – Profundidade de Retenção de Fluidos

RFT- Teste de formação a cabo (*Repeated Test Formation*)

ROP – Taxa de penetração (*Rate of Penetration*)

RPM – velocidade de rotação (*Revolutions per minute*)

SICP – Pressão de fechamento do anular na superfície (*Shut in Casing Pressure*)

SIDPP – Pressão de fechamento da coluna de perfuração na superfície (*Shut in Drill Pipe Pressure*)

UCS - resistência à compressão simples

WOB – Peso sob a broca (*Weight on bit*)

Lista de Símbolos

A – parâmetro de calibração da curva de velocidade x tensão efetiva

B - parâmetro de calibração da curva de velocidade x tensão efetiva

α – Coeficiente de Biot

c – Constante de conversão de unidades

c_b – Compressibilidade total

c_p – Compressibilidade do poro

d - Expoente de compactação da formação

d_{bit} - Diâmetro da broca (in)

D_h – Profundidade do poço

D_{topo} – Profundidade do topo da camada

Δt_n – tempo de trânsito na reta normal

Δt_o – tempo de trânsito observado

ϕ – Porosidade

g – Aceleração da gravidade

γ – Constante empírica

G_p – Gradiente de pressão de poros

G_s – Gradiente de sobrecarga

h_k - altura do *kick*

k – Módulo de deformação volumétrica

k_u – Módulo de deformação volumétrica do constituinte sólido do meio poroso

I – Litologia

PP – Pressão de poros

PP_H – Pressão de poros hidrostática

R_n - Resistividade na reta normal

R_o – Resistividade observada

ρ - Densidade

ρ_b - Densidade total da rocha

ρ_k - Massa específica do *kick*

ρ_m - Densidade da matriz

$\rho_{m\acute{a}x}$ – Densidade máxima

ρ_{mud} – Peso específico do fluido de perfuração

ρ_f - Densidade do fluido.

σ – Tensão total

σ_h – Tensão total horizontal

σ_v – Tensão total vertical

σ' – Tensão efetiva

σ'_{max} – Tensão efetiva máxima

σ'_v – Tensão efetiva vertical

θ - Ângulo de atrito

U – parâmetro de plasticidade

V – Velocidade sônica na água do mar

V_{max} – Velocidade sônica máxima

V_o – Velocidade sônica observada

z – Profundidade indicada

“Seja você quem for, seja qual for a posição social que você tenha, a mais alta ou a mais baixa, tenha sempre como meta muita força, muita determinação e sempre faça tudo com muito amor e com muita fé em Deus, que um dia você chega lá. De alguma maneira você chega lá.”

Ayrton Senna

1. INTRODUÇÃO

1.1. Considerações iniciais

Com o advento das pesquisas e da tecnologia ao longo dos anos, foram descobertas diversas reservas para exploração de petróleo no mundo. Dentre elas, as 20 maiores reservas de petróleo em águas profundas mundiais estão expostas na Tabela 1.1.

Tabela 1.1: As 20 maiores reservas de petróleo em águas profundas do mundo.
Adaptado de Zhang et al. (2019)

Campo petrolífero	Ano da descoberta	País	Bacia	Prof. (m)	Reservas recuperáveis (x10⁶ t)
Libra	2010	Brasil	Santos	>2000	1187-1910
Lula	2006	Brasil	Santos	2126	974
Franco	2010	Brasil	Santos	>2000	917
Julia	2007	EUA	Golfo do México	2160	819
<i>Mad dog</i>	1988	EUA	Golfo do México	1342	546
Roncador	1996	Brasil	Campos	1900	433
Marlim Sul	1987	Brasil	Campos	1912	424
Marlim	1985	Brasil	Campos	853	393
Iara	2008	Brasil	Santos	2230	322
Júpiter	2008	Brasil	Santos	2187	304
Sapinhoá	2008	Brasil	Santos	2153	286
Jubarte	2001	Brasil	Campos	1245	288
<i>Stones</i>	2005	EUA	Golfo do México	2896	>273
<i>Kizomba</i>	1997	Angola	Baixo Congo	1349	273
Cernambi	2009	Brasil	Santos	Águas profundas	266
6507/7/2 <i>Heidrun</i>	1985	Noruega	Mar da Noruega	351	206
Carcara	2012	Brasil	Santos	Águas profundas	191
Carioca	2007	Brasil	Santos	Águas profundas	151
Albacora	1984	Brasil	Campos	1000	138
<i>Crazy Horse</i>	1999	EUA	Golfo do México	1800	136

Nota-se que dentre as 20 maiores reservas de petróleo apresentadas na Tabela 1.1, 14 estão localizadas no Brasil. Sendo assim, para explorá-las é necessário desenvolver projetos de estabilidade de poços de petróleo, cuja análise está ilustrada na Figura 1.1.

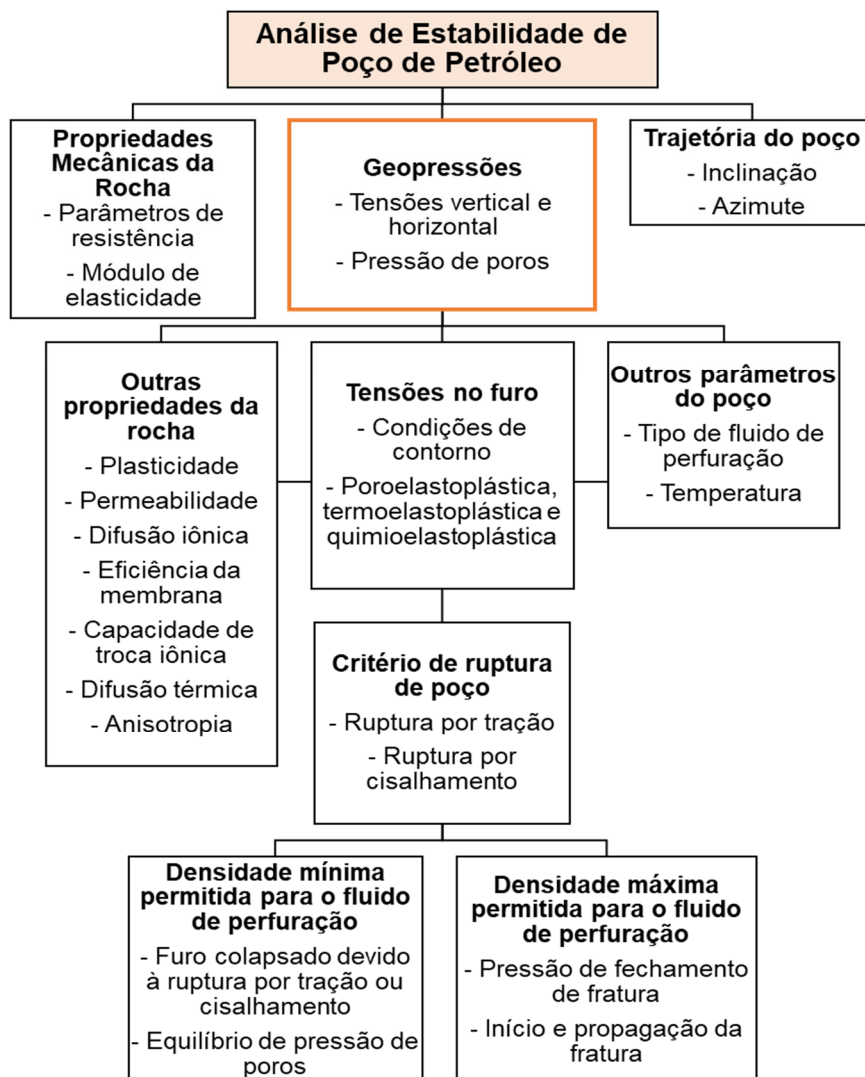


Figura 1.1: Desenho esquemático da análise de estabilidade de um poço de petróleo.
Adaptado de Fjaer *et al.* (2008)

O tema de pressão de poros é o foco deste trabalho e está inserido no quadro de Geopressões, destacado em laranja (Figura 1.1). É possível observar a gama de disciplinas e estudos necessários para elaboração de um projeto de estabilidade de poço de petróleo, cujo objetivo principal é

determinar a janela operacional (Figura 1.2) de perfuração. Através desta janela, são obtidos os parâmetros operacionais do poço e ela tem por limite inferior o maior gradiente entre a pressão de poros e o colapso inferior e como limite superior, o gradiente de fratura ao longo da profundidade do poço. Esses limites definem o peso de fluido de perfuração mínimo e máximo para evitar a ocorrência de eventos de perfuração, tais como *kicks*.

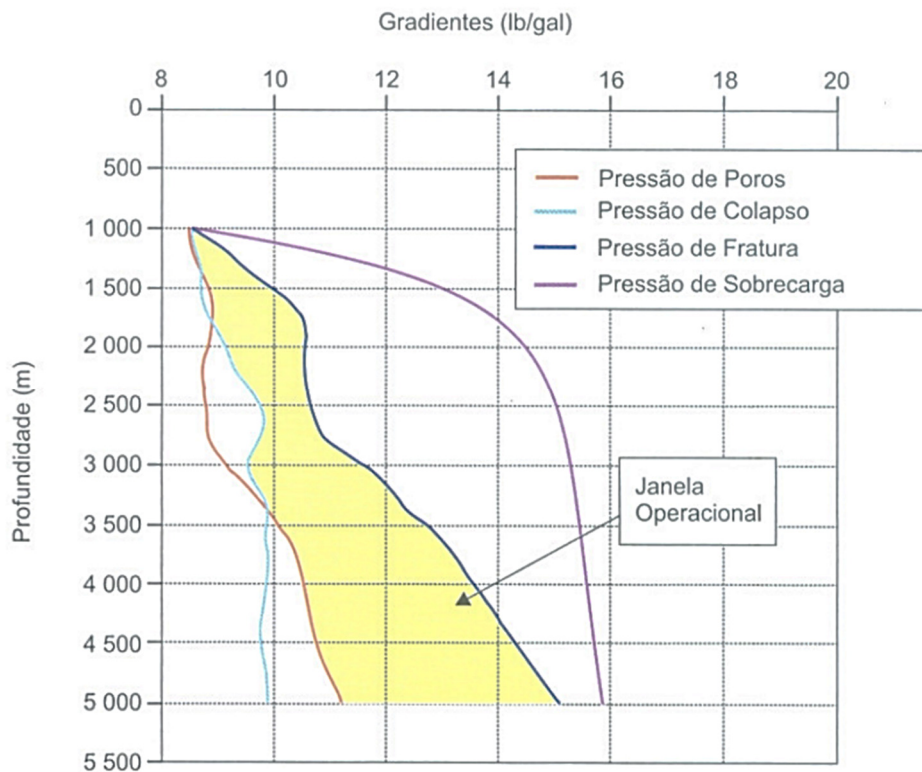


Figura 1.2: Ilustração de uma Janela Operacional de um poço de petróleo (Rocha e Azevedo, 2009)

Para a indústria do petróleo conseguir explorar todo esse potencial, estimar de forma assertiva a pressão de poros é extremamente importante para o dimensionamento apropriado do peso do fluido de perfuração, para o cálculo da estabilidade das paredes do poço durante a fase de perfuração e para a estabilidade da rocha durante a fase de produção (Fjaer, 2008). Além da possibilidade de influxo de fluido nas formações permeáveis, o aumento de pressão de poros reduz a tensão efetiva e consequentemente reduz a estabilidade mecânica do poço.

A pressão de poros não pode ser mensurada diretamente através de testes de formação ou de produção em formações de baixa permeabilidade, como em folhelhos. Como alternativa, são aplicados métodos indiretos que usam dados de perfis como ferramenta para interpretação e entendimento de possíveis cenários do subsolo. Erros cometidos nessas estimativas podem aumentar o tempo não produtivo (NPT), devido à elevação de torque e arraste ou mesmo ruptura da parede do poço em formações de baixa permeabilidade e eventos de *kick* (influxo indesejado da formação para o interior do poço) ou até mesmo em um *blowout* (influxo descontrolado que causa uma explosão) em formações de baixa permeabilidade.

1.2. Objetivo da pesquisa

O presente trabalho tem por objetivo realizar uma análise comparativa entre dois métodos convencionais (Eaton e Bowers) e dois métodos de estimativa em tempo real (Expoente D e DEMSE) em estudos de caso com dados fornecidos pela Petrobras. A assertividade nas previsões pode tanto incrementar a segurança durante a perfuração quanto diminuir o NPT.

1.3. Estrutura da dissertação

A dissertação está dividida em 5 capítulos, sendo as considerações iniciais, o objetivo da pesquisa e a estrutura do trabalho, já retratados neste capítulo de introdução do trabalho.

O capítulo 2 abrange os conceitos fundamentais da pressão de poros, a classificação e as causas de pressões anormais. Além disso, também foi realizada uma revisão bibliográfica retratando diversos trabalhos desenvolvidos com foco na estimativa de poropressão em poços de petróleo e os indicadores de pressões anormais.

O capítulo 3 descreve os métodos convencionais e a partir de parâmetros de perfuração aplicados nos estudos de caso (Eaton, Bowers, Expoente d e Demse) e foi elaborada uma análise crítica com relação à diferença entre eles.

No capítulo 4, são exibidos os resultados das previsões de pressão de poros ao longo da profundidade dos poços a partir da aplicação dos métodos mencionados.

Finalmente, o capítulo 5 retrata as conclusões deste trabalho e as sugestões para trabalhos futuros.

2. CONCEITOS FUNDAMENTAIS E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Esse capítulo visa apresentar os conceitos teóricos fundamentais para compreender os métodos de estimativa de pressão de poros. Nele são abordados uma introdução ao tema, a classificação de pressão de poros, as causas e os respectivos mecanismos geradores de pressões anormais. Também foi elaborada uma revisão bibliográfica contendo os principais trabalhos científicos relacionados à pesquisa, onde destacam-se os métodos convencionais e os que utilizam dados de perfuração em tempo real.

2.1 Pressão de poros

A pressão de poros ou poropressão, como também conhecida, é definida como a pressão exercida pelo fluido em todas as direções e sob a mesma magnitude no interior do meio poroso analisado, como no caso de solos e rochas (Terzaghi, 1936).

Apesar da análise poder ser feita como um meio contínuo, é importante considerar o fluido presente nos vazios, que pode estar sob o efeito de pressão e influenciará diretamente na tensão total, já que a pressão de poros alivia a sobrecarga suportada pela matriz da rocha (Atkinson e Bransby, 1978).

O pai da Mecânica dos Solos, Karl Terzaghi (1936) desenvolveu esse conceito e o anunciou como o Princípio das Tensões Efetivas (σ'). A partir dele, conclui-se que tensão total (σ) aplicada a um meio poroso saturado é resultado do somatório da parcela resistida pelos grãos (σ') e da parcela suportada pela água (PP), conforme descrito na Eq. (1) e representado na Figura 2.1.

$$\sigma' = \sigma - PP \quad (1)$$

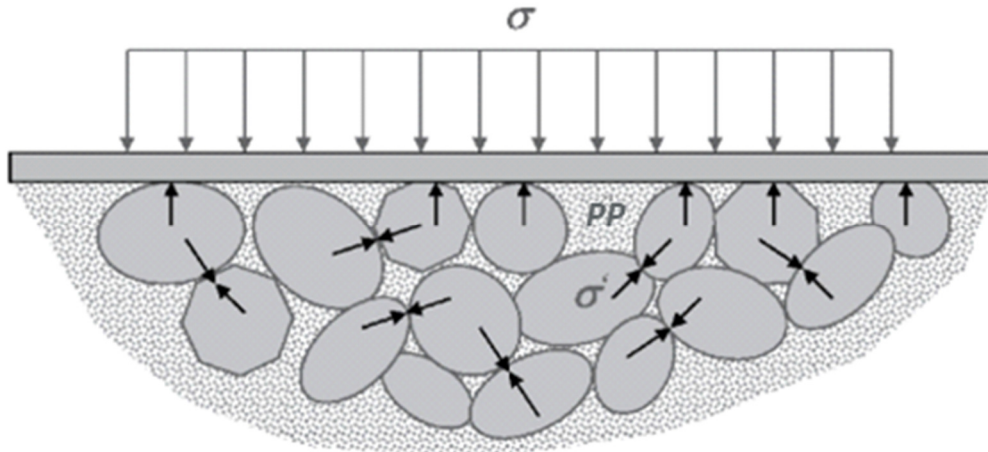


Figura 2.1: Material poroso da rocha constituído por matriz e fluido.
Editado de Aadnøy & Looyeh (2011)

Baseado na ideia de que o volume poroso poderia ser alterado de acordo com a pressão de poros, Biot (1941) desenvolveu a teoria da poroelasticidade, na qual a compressibilidade da rocha é relacionada com a compressibilidade do esqueleto sólido, por meio do que é conhecido como Coeficiente de Biot (α), conforme a expressão.

$$\alpha = 1 - \frac{k}{k_u} \quad (2)$$

onde k representa o módulo de deformação volumétrica do esqueleto e k_u corresponde ao módulo de deformação volumétrica do constituinte sólido do meio poroso.

Posteriormente, autores como Geerstma (1957) e Rice e Cleary (1976) consideraram a compressibilidade do sólido e do esqueleto poroso no cálculo da tensão efetiva. Assim, é possível utilizar o Coeficiente de Biot na equação de Terzaghi (1936) de uma forma genérica, resultando assim na expressão.

$$\sigma' = \sigma - \alpha PP \quad (3)$$

Na medida em que o soterramento das formações saturadas ocorre sem retenção de fluidos, o valor da pressão de poros consequentemente aumenta linearmente em profundidade devido à pressão exercida pela

coluna d'água, definida como pressão de poros hidrostática. No entanto, existem casos em que o valor encontrado é diferente do valor hidrostático, caracterizando as zonas de pressões anômalas ou anormais, que serão descritas e exploradas nos capítulos 2.2 e 2.3.

Em caso de desequilíbrio entre a pressão existente na formação e a pressão no interior do poço, podem ocorrer uma série de problemas. No caso das formações permeáveis, por exemplo, se a pressão de poros (*PP*) da formação for superior à pressão no interior do poço, pode ocorrer um influxo do fluido contido no interior da formação para o poço, fenômeno chamado de *kick*. Tal situação representa um risco de perda do controle do poço, portanto a perfuração deve ser interrompida imediatamente para controle do poço e adequação do fluido de perfuração antes retomar a perfuração, ocasionando atrasos e custos desnecessários. Outro problema que pode ocorrer devido à pressão de poros elevada em formações de baixa permeabilidade é o deslocamento da parede do poço, caracterizando uma ruptura por tração, devido à pressão exercida pelo fluido dos poros da formação para dentro do poço e a sua impossibilidade de fluxo pela baixa permeabilidade. Esse tipo de instabilidade pode ser observado pela presença de cavings astilhados junto aos cascalhos de perfuração. Outro exemplo é o aumento de torque e drag nessas formações de baixa permeabilidade pelo mesmo fenômeno, em menores proporções. Além desses, outra complicação que pode surgir durante a perfuração é um colapso, onde a ruptura ocorre por compressão, ou seja, pelo aumento da *PP* que causa redução na tensão efetiva.

Ao perfurar formações permeáveis com peso de lama insuficiente, podem ocorrer influxos de fluido. Caso esses influxos não sejam percebidos e controlados, podem ocorrer situações extremas de descontrole ou falha das válvulas *Blowout Preventer*¹ (BOP), o influxo pode chegar à superfície e ocasionar uma explosão (*blowout*), resultando em um acidente muitas

¹ *Blowout Preventer* (BOP) – O preventor de erupção consiste em um conjunto de válvulas instaladas na cabeça do poço para evitar uma erupção de superfície.

vezes desastroso com a explosão da plataforma inteira, mortes e danos ambientais.

Ao longo dos anos de exploração do petróleo, diversos acidentes já ocorreram e dentre eles, um dos casos mais repercutidos na mídia foi o *blowout* do poço Macondo no Golfo do México em 2010. Nele 11 pessoas morreram e houve um vazamento na faixa de 12 a 25 mil barris por dia, devido ao rompimento do revestimento a 1,5 km da superfície. Um desastre que causou tanto um prejuízo ambiental quanto socioeconômico, pois afetou a indústria de pesca, comércio e até mesmo o turismo nos locais atingidos. Em virtude da extensão alcançada, esse foi considerado o pior vazamento de petróleo da história dos Estados Unidos (Barstow, 2010).

Carneiro (1990) aborda que existem duas maneiras através das quais os materiais podem atingir a ruptura: separação (tração) ou por cisalhamento. Quando o dimensionamento do fluido de perfuração é superior à pressão de poros da formação e atinge o gradiente de fratura como limitante superior da janela, referente ao valor da tensão total horizontal (σ_h) mínima, ele pode ocasionar uma reabertura de fraturas pré-existentes na formação e conseqüentemente, a perda de circulação do fluido de perfuração por efeito da sua infiltração na formação rochosa.

Para o gradiente de fratura referente à abertura de fraturas em uma formação intacta, ou seja, fraturas induzidas, a pressão exercida pelo fluido neste caso deve exceder a resistência à tração da rocha e a tensão tangencial mínima na parede do poço. Ademais, se o colapso superior for atingido, pode ocorrer uma ruptura por cisalhamento intitulada de *breakout*.

No universo da perfuração, a poropressão geralmente é expressa em função do gradiente de pressão de poros (G_p). Ele é definido como a razão entre a pressão de poros e a profundidade de atuação correspondente resultando na relação

$$G_p = \frac{PP}{c \times D_{topo}} \quad (4)$$

onde PP representa a pressão de poros em psi, c equivale a 0,1704 e representa um coeficiente de ajuste para que o gradiente seja dado em lb/gal, D_{topo} corresponde à profundidade do topo da camada em metros e G_p equivale ao gradiente de pressão em lb/gal.

2.2 Classificação da pressão de poros

A pressão de poros é classificada como normal uma vez que, a uma certa profundidade, o seu valor é igual ao da pressão exercida por uma coluna hidrostática de água da formação. Sendo assim, a pressão é calculada mediante o valor da profundidade multiplicado pela densidade do fluido, que sofre variação com base na salinidade do local.

Pressões anormais são identificadas uma vez que a pressão da formação diverge da pressão normal calculada. Na Tabela 2.1, Rocha e Azevedo (2009) relacionam esses casos com base nos valores da pressão de poros e do gradiente de pressão de poros.

Tabela 2.1: Classificação das pressões de poros e gradientes. Adaptado de Rocha e Azevedo (2009)

Anormalmente Baixa	$PP < PP_H$	$G_p < 8,5 \text{ lb/gal}$
Normal	$PP = PP_H$	$8,5 \text{ lb/gal} < G_p < 9,0 \text{ lb/gal}$
Anormalmente Alta ou Sobrepressão	$PP_H < PP < 90\% \text{ da } \sigma_s$	$9,1 \text{ lb/gal} < G_p < 90\% \text{ do } G_s$
Alta Sobrepressão	$PP > 90\% \text{ da } \sigma_s$	$G_p > 90\% \text{ do } G_s$

Nota-se que a classificação considera o valor da pressão de sobrecarga ou tensão total vertical (σ_v), que é diretamente relacionado ao peso que as camadas sobrejacentes, tanto de sólidos como de fluidos, exercem sobre a formação analisada (Fjaer, 2008; Osborne & Swarbrick, 1997). Sendo assim, para uma formação homogênea, a tensão total é calculada como $\sigma_v = \rho g z$, onde ρ é a densidade da formação homogênea,

g representa a aceleração da gravidade e z simboliza a profundidade indicada.

No entanto, é necessário considerar que as rochas são na sua gênese materiais porosos e em certos casos, de origem heterogênea. Uma vez que são expostas a fenômenos como o tectonismo, mudanças das condições de deposição do material e variação do nível do mar, a densidade da rocha varia com a profundidade e, portanto, o cálculo da sobrecarga é realizado dada a eq.(5)

$$\sigma_s = \int_0^D \rho(D) g dz \quad (5)$$

Na indústria do petróleo, a curva de tensão de sobrecarga é calculada a partir do perfil de densidade, que é um registro contínuo das massas específicas atravessadas por um poço. Nas rochas porosas, o perfil engloba tanto a densidade da matriz, como o fluido contido nos poros resultando na eq. (6), onde ρ_b é a densidade volumétrica da rocha, ϕ é a porosidade, ρ_m é a densidade da matriz e ρ_f representa a densidade do fluido. Esse perfil em geral só se encontra disponível em fases mais profundas do poço e pode ser estimado por correlações para profundidades mais rasas.

$$\rho_b = (1 - \phi) \rho_m + \phi \rho_f \quad (6)$$

É importante notar que fatores como a salinidade e a temperatura da região também podem influenciar os valores hidrostáticos estabelecidos, conforme exposto na Tabela 2.2. Correia (2015) relata valores hidrostáticos de $G_p \approx 9,3$ lb/gal próximo a domos salinos na Bacia de Santos. Em outra pesquisa, Picolini e Chang (2019) realizam testes a partir de amostras de água coletadas na mesma região e encontram G_p hidrostáticos variando entre 8,5 lb/gal e 9,5 lb/gal.

Tabela 2.2: Classificação adotada pela Petrobras em perfuração de poços.
Correia (2015)

Classificação da Petrobras	Pressão de Poros	Gradiente de pressão de poros (lb/gal)
Referência: Água doce = 8,333 lb/gal		
Normal	$PP_{\text{água doce}} \leq PP \leq PP_{\text{água com certa salinidade}}$	$8,333 \leq G_p \leq 8,900$
Anormalmente Alta	$PP > PP_{\text{água com certa salinidade}}$	$G_p > 8,900$

2.3 Causas das pressões anormais e seus respectivos mecanismos geradores

Em campos exploratórios, originalmente não são encontradas zonas com pressões de poros anormalmente baixas. Elas geralmente surgem em consequência da exploração do óleo e/ou gás ao longo do tempo, visto que a extração do fluido do reservatório sem a devida injeção de água como substituição pode promover um rebaixamento da superfície, fenômeno conhecido como subsidência (Fertl, 1977).

Em termos de mecânica das rochas, no que se refere aos efeitos físicos, a depleção da pressão de poros para uma mesma sobrecarga provoca a diminuição do espaço poroso. Consequentemente, esse fenômeno pode ocasionar o colapso dos poros, promovendo uma compactação súbita da formação e a subsidência da superfície presente no fundo do mar (Naveira, 2008). Nesse âmbito, estudos como Torres e Barroso (2021) analisaram a depleção do campo de Marlim, localizado na Bacia de Campos através de dados geofísicos e geomecânicos e com o uso da modelagem em 3D de pressão de poros, comparando com as anomalias sísmicas em 4D, visando melhor entender e quantificar esse fenômeno que por volta de 2002 acarretou no declínio da produção de petróleo nessa região.

A sobrepressão possui diversos mecanismos geradores atrelados, entretanto uma condição fundamental à sua existência é um ambiente totalmente selado ou até mesmo semi-selado. Swarbrick e Osborne (1998) dedicaram a sua pesquisa a tais mecanismos e os

dividiram em três principais categorias: tensões, expansão de fluidos e movimento de fluidos.

Nesse estudo elaborado pelos autores utilizando como exemplo o Mar do Norte, é possível verificar a ocorrência de regiões de pressões anormais relacionadas ao período geológico a partir do perfil de tempo de trânsito e do traçado da tendência de compactação normal (Figura 2.2). A reta tracejada representa a tendência de compactação normal e as regiões hachuradas possuem o tempo de trânsito inferior ao normal indicando zonas de sobrepressão.

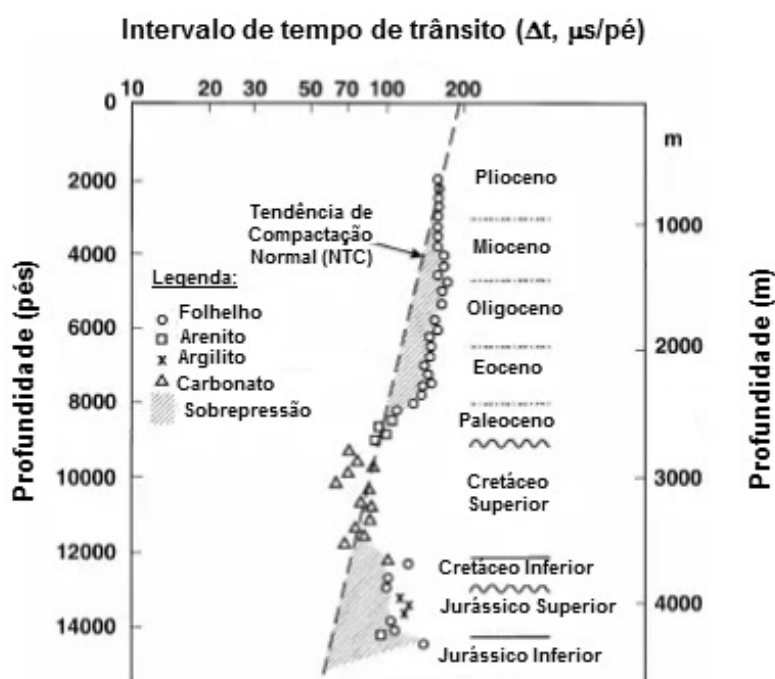


Figura 2.2: Tempo de trânsito x profundidade.
Editado de Swarbrick & Osborne (1998).

2.3.1 Mecanismos de tensões *in situ*

Os processos de subcompactação e de tectonismo surgem a partir da taxa de carregamento e da ação de tensões *in situ*, capazes de criar zonas de pressão anormalmente altas. A Figura 2.3 ilustra o processo de expulsão dos fluidos durante a compactação de folhelhos, onde é possível observar nas zonas A e B, que a medida que o soterramento avança, ocorre a drenagem da água ($PP = PP_H$) e o espaço poroso diminui, caracterizando

uma zona de equilíbrio de compactação. Em tais regiões, os perfis petrofísicos de densidade, velocidade e resistividade comportam-se conforme a tendência de compactação apresentada.

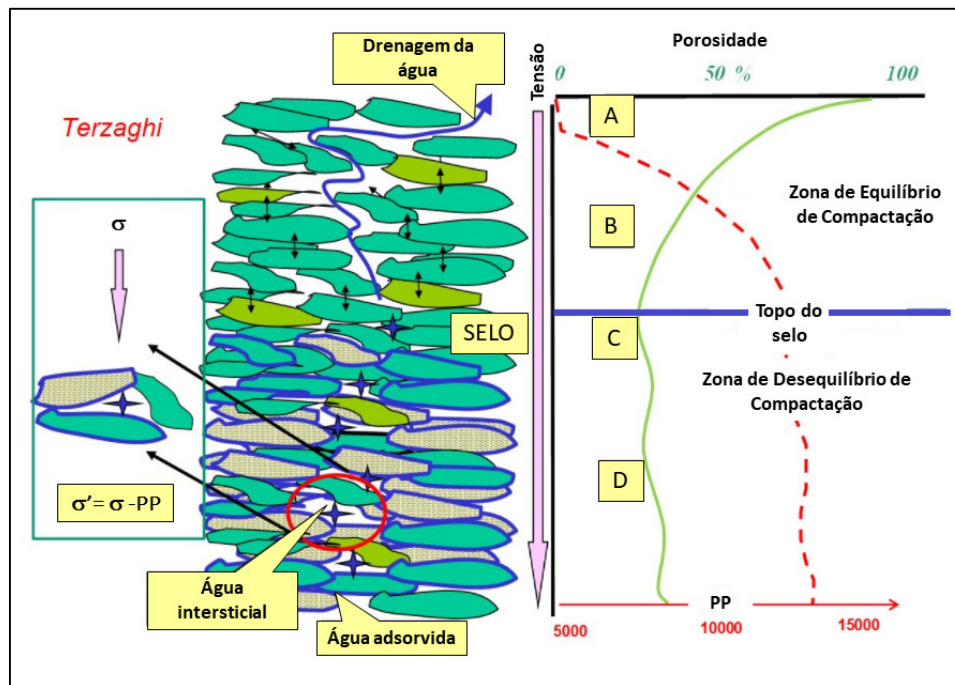


Figura 2.3: Dinâmica dos fluidos durante processo de compactação de folhelhos. Editado de Shaker (2019)

Entre as zonas B e C, há uma região de selo conhecida como Profundidade de Retenção de Fluidos (PRF), onde inicia-se um desequilíbrio de compactação, pois não há o escape de água. Nessa região, as propriedades dos perfis petrofísicos tendem a apresentar reversão em sua tendência. Segundo Shaker (2019), a identificação prévia dessa região é fundamental para avaliar e controlar os riscos nas etapas de perfuração e exploração do petróleo.

Finalmente, na zona D a água intersticial e adsorvida não são capazes de escapar e ao passo que a profundidade e sobrecarga aumentam, a poropressão nessa região excede a pressão de poros hidrostática ($PP > PP_H$).

Na prática, esse processo acontece mediante a rápida deposição de formações rochosas de permeabilidade reduzida. Sendo assim, as taxas de sobrecarga e de redução do volume poroso tornam-se maiores do que

a de escape do fluido da formação originando pressões anormalmente altas ($PP > PP_H$). Assim, é possível identificar essas zonas mediante perfis indicadores de porosidade, como o sônico.

Destaca-se que a solicitação gerada pelo tectonismo ou esforços laterais é de efeito imediato. O aumento de tensões é tão rápido que o fluido não consegue acompanhar a dissipação, gerando pressões anormalmente altas. Nesse caso, o que dificulta a previsão e estimativa das pressões é que esse processo não é contínuo e nem gradual.

O tectonismo também pode levar ao surgimento de falhas e a maneira como a pressão de poros se propaga através delas depende do seu comportamento, que pode ser selante ou drenante. Nos casos de falhas e dobramentos já existentes, as pressões altas geradas podem ser associadas até mesmo a terremotos.

2.3.2 Mecanismos de expansão de fluidos

A expansão de fluidos ou descarregamento é um processo que consiste no aumento de volume do fluido confinado presente no interior da formação rochosa sedimentar (Bowers, 1995; Swarbrick e Osborne, 1998). Ele pode ser desencadeado devido à temperatura, à liberação da água pela transformação mineral e à geração de hidrocarbonetos.

2.3.2.1 Expansão do volume de água devido à temperatura

O efeito expansivo do fluido devido ao aumento da temperatura foi descrito pioneiramente por Barker (1972) e justifica-se pelo coeficiente de expansão da água ser maior que o da matriz da formação rochosa. Para observá-lo, é necessário obedecer a uma série de condições: um meio de baixa permeabilidade, a variação do volume de poros deve ser inferior a variação do volume de fluido presente na formação e o acréscimo deve ocorrer sob isolamento do sistema para que o efeito seja relevante (Mouchet e Mitchel, 1989).

Magara (1975) discute a necessidade de o sistema estar completamente vedado, uma vez que o volume cresce por volta de 0,05% durante um soterramento de 1 km sob um gradiente de temperatura de 25°C/km. Portanto, qualquer dissipação irá reduzir ou até mesmo anular esse efeito.

Uma vez iniciado o processo, as argilas são capazes de dissipar o excesso gerado em um intervalo curto de tempo geológico, com base em um gradiente de temperatura normal. Contudo, ao considerar o processo de soterramento rápido em paralelo, a expansão pode exceder o grau dissipação e ocasionar altas pressões (Rocha & Azevedo, 2009).

Em geral, o efeito térmico é um ponto de divergência, pois alguns autores acreditam na relevância do seu papel, enquanto outros trabalhos relatam que ele pode ser desconsiderado. Dentre os impasses discutidos estão a raridade de formações rochosas completamente isoladas e impermeáveis, a zona de transição de pressões normais para anormais que reflete em certo grau de propagação por meio das argilas e o acréscimo de temperatura que atua diretamente na diminuição da viscosidade, expulsando o fluido mais facilmente (Mouchet e Mitchel, 1989).

2.3.2.2 Desidratação de argilas

Durante o processo diagenético, ocorre um aumento de volume provocado pela transformação e desidratação da argila, fatores que contribuem na formação de pressões anormalmente altas.

Para compreender esse processo, é necessário analisar a composição dos folhelhos marinhos e entender um pouco da sua geologia sedimentar. A montmorilonita, um argilomineral expansivo, pertencendo ao grupo das esmectitas, onde é a argila bentonítica mais abundante no meio marinho (Rocha e Azevedo, 2009). A medida em que o soterramento cresce e a diagênese ocorre, a smectita começa a se desidratar e transforma-se em illita (Alnes & Liburn, 1998). Se a água produzida nesse processo for capaz de escapar como água livre, a illita ocupará um volume

menor do que a smectita. Contudo, se houver retenção, a água estrutural ficará sobrepressurizada.

Apesar do efeito de desidratação da argila ocasionar pressões anormalmente altas, ele é considerado como um processo secundário. Contudo, uma vez aliado ao processo de subcompactação, ele pode gerar um aumento acentuado na pressão de poros atingindo altos níveis de sobrepressões (Mouchet e Mitchel, 1989).

2.3.2.3 Geração de hidrocarbonetos

A geração de hidrocarbonetos pode ser dividida em três estágios de transformação (Figura 2.4). Na diagênese, a temperatura atinge até 65°C e ocorre a conversão da matéria orgânica em querogênio; durante a catagênese, a temperatura atinge até 165°C e acontece a fragmentação do querogênio, originando hidrocarbonetos gasosos e líquidos; no decorrer da metagênese, a temperatura alcança até 210°C, fato que possibilita a quebra de hidrocarbonetos líquidos e a sua transição para gás; ultrapassando 210°C, a elevação de temperatura provoca a degradação do hidrocarboneto, processo conhecido como metamorfismo.

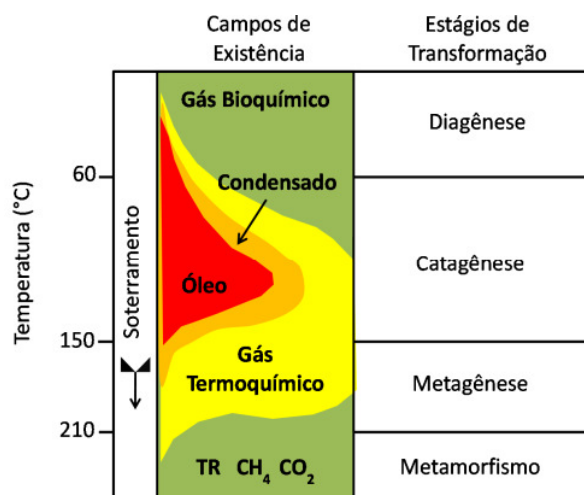


Figura 2.4: Ilustração do processo de geração de hidrocarbonetos
Editado de Rocha e Azevedo (2009).

A presença de gases trapeados pode se tornar uma verdadeira ameaça durante a perfuração, além da sua menor densidade, o seu efeito de expansão ao atingir profundidade mais rasas deve ser considerado. Sua

subida é rápida e a percepção ao *kick* deve ser suficientemente rápida para o acionamento do BOP. Caso contrário, pode ocorrer um blowout devido a um evento rápido não percebido no momento correto e não necessariamente à uma falha no BOP.

De forma análoga aos mecanismos estudados nos itens 2.3.2.1 e 2.3.2.2, em ambientes selados, os gases produzidos durante a catagênese e a metagênese podem gerar pressões anormalmente altas. Em paralelo, o processo de soterramento continua e mais difícil fica para a água ser expelida, assim sendo a água fica saturada com gás aumentando a pressão da formação.

Dentre os mecanismos geradores de expansão de fluidos abordados nos itens 2.3.2.1, 2.3.2.2 e 2.3.2.3, o que mais contribui para o crescimento da pressão é o de geração de hidrocarbonetos. Através de estudos conduzidos no folhelho Bakken do Tipo II na Bacia Williston, Meissner (1978) mostra que a geração de hidrocarbonetos corresponde a um aumento aproximado de 25% do volume do fluido e quando esse estágio atinge a maturidade da transformação de gás úmido em gás seco, maior ainda será o volume gerado. Outra pesquisa desenvolvida na Bacia Paris por Ungerer *et al.* (1983) propõe que o processo de craqueamento resulta em um aumento de volume superior a 50%.

2.3.2.4 Diferença de densidade ou efeito Buoyancy

As pressões submetidas aos fluidos de um reservatório se propagam a todas as partes do reservatório. Contudo, essa transmissão está condicionada a fatores como a densidade dos hidrocarbonetos, a altura da coluna de fluido e a pressão do fluido de formação na base da coluna.

O efeito *buoyancy* é caracterizado uma vez que acima do aquífero ou reservatório, é identificada a presença de fluidos menos densos do que a água, como gás e óleo. Em tais situações, o empuxo gerado pela diferença entre as densidades é maior ainda, gerando G_p mais altos.

Na prática, o acréscimo de pressão gerado em decorrência da diferença de densidades é pequeno e para ser contabilizado, é necessária a presença de longos intervalos de hidrocarbonetos. Contudo, uma vez mal interpretado, há chance de ocorrência de *kick* ao utilizar um fluido de perfuração subdimensionado.

2.3.2.5 Transferência lateral

O mecanismo de transferência de pressão é tido como uma redistribuição do excesso de poropressão através do subsolo, uma vez que a sobrepressão provém de zonas com pressões ainda maiores. Na Figura 2.5, é possível observar esse mecanismo, onde dois poços (Poço 1 e Poço 2) atravessam a mesma camada inclinada de arenito em amarelo, onde a pressão é distribuída através da permeabilidade da camada de arenito no sentido ascendente de forma inclinada.

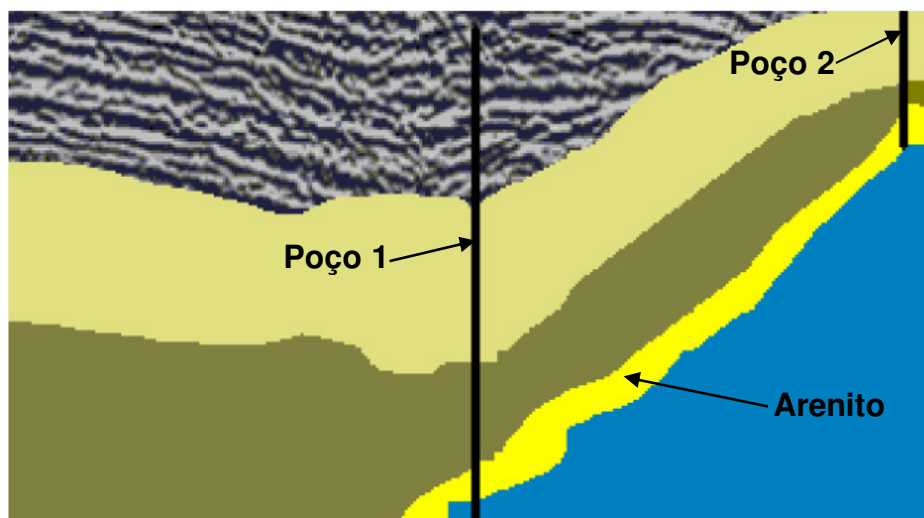


Figura 2.5: Representação do mecanismo de transferência lateral, onde dois poços atravessam a mesma camada de arenito. Editado de Silveira (2009).

Essa migração não é um mecanismo primário de geração, entretanto funciona como um controle de distribuição por meio de um canal conectante, que pode ser uma falha, ou através da permeabilidade de uma formação inclinada (Mouchet e Michel, 1989).

A magnitude gerada através desse efeito depende de elementos tais como a pressão na base do canal e a densidade do fluido. A transmissão da alta pressão é feita no sentido da base ao topo, então conforme a profundidade diminui, a pressão da formação cresce, resultando em um ambiente anormalmente alto (Rocha e Azevedo, 2009).

2.4 Métodos de Estimativa de pressão de poros

A pressão de poros pode ser estimada por intermédio de métodos indiretos ou medida através dos métodos diretos. Em formações permeáveis, os métodos diretos são aplicados através de testes como o teste de formação, o RFT (*Repeated Formation Test*) e o FPWD (*Formation Pressure While Drilling*) e através deles são obtidas medidas pontuais. No caso de formações de baixa permeabilidade, como nos folhelhos, a estimativa é realizada a partir de métodos indiretos. Também é possível realizar estimativas até mesmo a partir de um *kick*.

Shaker (2008) discute o quanto o uso dos métodos diretos para calibração dos indiretos pode vir a falhar. Uma vez que após a perfuração do poço, a etapa de calibração utiliza como premissa que a pressão de poros medida em camadas permeáveis é equivalente à poropressão prevista para camadas de baixa permeabilidade. Infelizmente, tal conclusão não é verídica em muitos casos.

2.4.1 Medidas diretas

Os dados pontuais de poropressão obtidos a partir de medições diretas são tidos como confiáveis, portanto, muito úteis durante a estimativa de pressão de poros. Contudo, esse tipo de teste geralmente só é feito no reservatório e não são aplicáveis aos trechos de baixa permeabilidade, impossibilitando assim a construção completa da curva de pressão de poros ao longo do poço.

Em geral, os testes possuem a mesma lógica de funcionamento, o que os diferencia é a sua duração e a forma pela qual a amostra é coletada. Por exemplo, o teste de formação é iniciado logo após o término da perfuração do poço e a sua duração varia entre horas e dias, conforme ilustrado na Figura 2.6. Para realizá-lo, isola-se o intervalo a ser testado por meio de obturadores, é estabelecida então uma diferença de pressão entre a formação e o interior do poço para estimular a produção dos fluidos ali presentes. Assim, ao final do teste é obtida a pressão estática, se houver estabilização. Em outras palavras, a pressão estabilizada é a mesma pressão do reservatório. Através dos valores de pressão estática, pode-se avaliar o potencial produtivo daquele meio, ter indicadores em termos de permeabilidade e extensão do reservatório.

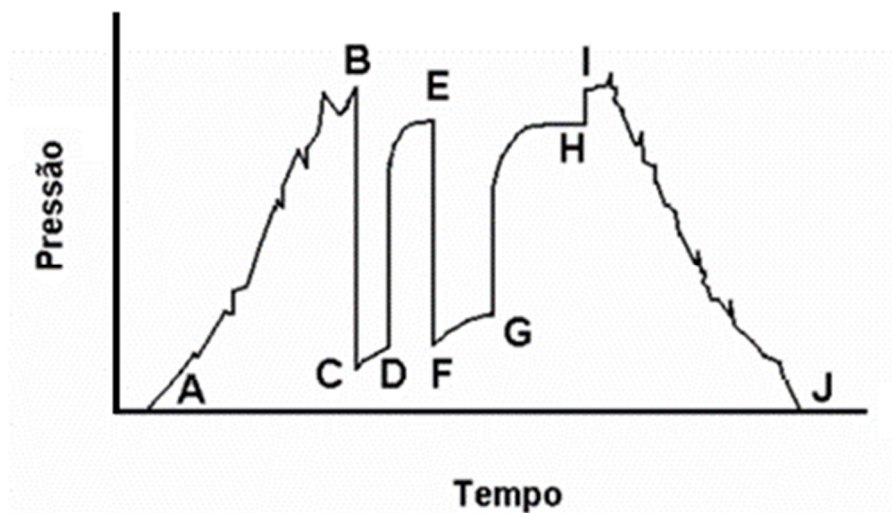


Figura 2.6: Representação gráfica das etapas do teste de formação realizado ao longo do tempo no poço de petróleo

Onde,

- **Ponto A** representa o início da descida da coluna;
- **Ponto B** corresponde à pressão hidrostática inicial;
- **Ponto C** retrata o início do 1º fluxo;
- **Ponto D** representa o final do 1º fluxo e início da 1ª estática (build-up);
- **Ponto E** é denominado o final da 1ª estática;
- **Ponto F** ilustra o início do 2º fluxo;
- **Ponto G** retrata o final do 2º fluxo e início da 2ª estática;

- **Ponto H** corresponde ao final da 2ª estática;
- **Ponto I** é ilustra a hidrostática final;
- **Ponto J** é a coluna fora do poço.

Existe uma versão simplificada do teste de formação conhecida como RFT, que é realizada a cabo e em regiões específicas de interesse. Isto permite uma aceleração da operação e consequentemente, redução do NPT. Em ambos os casos, as medições ocorrem após a perfuração do poço, portanto os dados obtidos serão utilizados em outros poços de correlação da bacia.

O teste FPWD é feito mediante a descida de ferramentas junto com a coluna de perfuração, então os dados obtidos são em tempo real. Normalmente, ele auxilia em casos de incerteza da previsão da pressão de poros ao longo do próprio poço e a quantidade de tempo despendido é inferior aos outros.

Há ainda os *kicks* que, apesar de indesejados e perigosos, criam uma outra oportunidade de calibração da curva de pressão de poros. Esse processo acontece com a ajuda dos manômetros SIDPP (*Shut in Drill Pipe Pressure*) e SICP (*Shut in Casing Pressure*), responsáveis pela estabilização da coluna de perfuração e do anular respectivamente.

Caso não ocorra a invasão de fluido da formação no interior da coluna de perfuração, o valor de SIDPP é a diferença entre a pressão da formação e a pressão hidrostática do fluido presente no interior da coluna. Esse dado não depende do volume de kick no anular e o gradiente de pressão de poros é calculado segundo

$$GP = \frac{(SIDPP + 0,1704 * \rho_{mud} * D_h)}{0,1704 * D_h} \quad (7)$$

onde SIDPP é a pressão de fechamento da coluna de perfuração na superfície em psi, ρ_{mud} é o peso específico do fluido de perfuração (lb/gal) e D_h é a profundidade do poço em metros.

Para estimar a pressão de poros através do SICP, é necessário conhecer a altura do *kick* e também a sua massa específica, já que ela é função da coluna hidrostática presente no anular do poço. Sendo assim, o gradiente de pressão de poros é dado pela relação

$$GP = \frac{SICP + 0,1704 * \rho_{mud} * (D_h - h_k) + 0,1704 * \rho_k * h_k}{0,1704 * D_h} \quad (8)$$

onde SICP é a pressão de fechamento do anular na superfície em psi, ρ_k é a massa específica do *kick* em lb/gal e h_k é a altura do *kick* em metros.

2.4.2 Métodos indiretos

A teoria de Terzaghi (1947) é a base dos métodos indiretos, já que eles utilizam dados de perfis elétricos (i.e. densidade, sônico, entre outros) para representar a porosidade da formação, que é diretamente ligada a tensão efetiva. A estimativa é realizada somente através de formações pouco permeáveis, como os folhelhos e as argilas e o seu funcionamento é baseado no traçado de uma linha de tendência de compactação normal.

Autores como Mouchet e Mitchel (1989) e Zhang e Yin (2017) classificam a pressão de poros de duas maneiras: métodos de previsão ou métodos de detecção. Os métodos de previsão utilizam dados provenientes de poços de correlação ou da sísmica da região. Por outro lado, são utilizados em mecanismos de detecção dados de perfuração para o cálculo do expoente d e ferramentas a cabo, como o LWD (*Logging While Drilling*) e o MWD (*Measurement While Drilling*).

2.4.3 Estimativa de poropressão em carbonatos

Os métodos de previsão convencionais não são aplicados em carbonatos, uma vez que a variação da porosidade não depende somente da tensão efetiva, mas também de uma série de fatores como o ambiente deposicional, o grau de dissolução dos minerais e o processo diagenético.

Tal afirmação é de consenso na área, como pode ser visto nos trabalhos de Brasher e Vagle (1996) e Anselmetti e Elberli (1999).

Em geral, os carbonatos destacam-se pela origem muitas vezes biogênica, pelo grau de heterogeneidade e por sua rigidez. Assim, é possível identificar pressões anormalmente altas não atreladas diretamente à porosidade. Por isso, utilizar métodos de previsão convencionais nesse litotipo pode induzir a uma estimativa inadequada e causar até mesmo acidentes graves (Atashbari e Tingay, 2012).

O Oriente Médio destaca-se quando o tema é quantidade de reservatórios carbonáticos. Assim, esse tópico têm sido alvo de diversas pesquisas ao longo dos anos e trabalhos como Green *et al.* (2016) mapearam o regime de pressões encontrados por formação ao redor do mundo (Tabela 2.3).

Tabela 2.3: Regimes de pressão identificados por reservatório carbonáticos ao redor do mundo. Editado de Green *et al.* (2016)

Reservatório	Regime de Pressão
Formações Arab C e D	Pressão hidrostática
Formação Qatif	Pressão hidrostática
Formação Khuff	Altamente variável
Campo Dome Norte	Baixa pressão – Pressão Hidrostática
Campo Ghawar	Baixa pressão – Pressão Hidrostática
Reservatórios Ara do pós sal da Bacia de Sal do Sul de Omã	Baixa pressão
Formação Gotnia	Alta pressão
Fomações Marrat e Najmah/Sargelu	Alta pressão
Campo Minagish	Alta pressão

Nota-se que para um mesmo reservatório, o regime de pressão identificado pode variar completamente, como por exemplo a Formação Khuff, localizada na região do Oriente Médio, apresentada como altamente variável. Portanto, entender melhor o regime de sobrepressão é vital para a exploração segura nessa área.

Green *et al.* (2016) relatam a necessidade de considerar o contexto litoestratigráfico, a história paleontológica da bacia, assim como as

propriedades mecânicas e elásticas da rocha para uma previsão acurada. Contudo, Atshabari e Tingay (2012) afirmam que os mecanismos geradores de pressão responsáveis pelo excesso produzido ainda precisam ser melhor estudados, ainda que diversos estudos indiquem a subcompactação como principal.

De forma a garantir estimativas apropriadas, modelos com base em princípios da poroelasticidade tem sido elaborados. Atshabari *et al.* (2012) criaram um método que relaciona a compressibilidade do poro com a variação do espaço poroso da rocha dado pela expressão

$$PP = \left(\frac{(1 - \phi)c_b \sigma'}{(1 - \phi)c_b - \phi c_p} \right)^\gamma \quad (9)$$

em seguida, uma adequação foi proposta por Azaddpour *et al.* (2015) e Atshabari (2016) considerando a compressibilidade do volume poroso conforme a relação

$$PP = \left(\frac{(1 - \phi)c_p \sigma'}{(1 - \phi)c_b - \phi c_p} \right)^\gamma \quad (10)$$

onde ϕ é a porosidade, c_b é a compressibilidade total, c_p é a compressibilidade do poro, σ' é a tensão efetiva e γ é uma constante empírica.

Assim sendo, o grau de complexidade apresentado pelos carbonatos é um empecilho em estimativas convencionais. Para realizá-las, é preciso conhecer a bacia sedimentar e possuir informações específicas utilizadas como dados de entrada.

2.5 Principais métodos convencionais de pressão de poros

Na literatura, existem trabalhos variados que abordam o tema da linha de pesquisa de pressão de poros. Eles são primordiais para o projeto de estabilidade do poço, que visa a exploração segura dos recursos

naturais. Assim, serão apresentados nesta seção alguns dos principais métodos convencionais de previsão e outros trabalhos científicos como referência.

Trabalhos como Yoshida *et al.* (1996), Reyna (2007) e Pereira (2007) abordaram uma gama de levantamentos bibliográficos contendo os principais métodos de previsão de pressão de poros proposto até aquele dado momento.

2.5.1 Métodos de estimativa de pressão de poros por meio de perfis elétricos

Por volta de 1960, surgiram as primeiras abordagens científicas na tentativa de prever a pressão de poros para fins de extração de petróleo. A partir de estudos elaborados por Terzaghi (1947) a respeito do adensamento do solo, foi estabelecida a relação entre tensões totais e efetivas, visando especificamente a subcompactação com retenção de fluidos como mecanismo principal.

A proposta pioneira de estimativa de poropressão foi elaborada por Hottman e Johnson (1965), relacionando dados do perfil sônico (d_{tc} – vagarosidade da propagação da onda p) e de resistividade com medidas de pressão de poros em formações permeáveis adjacentes.

Os autores desenvolveram uma metodologia eficaz capaz de identificar a partir do comportamento dos perfis, zonas que divergem da linha de compactação normal (NCL) conforme a Figura 2.7a), resultando em valores normais de porosidade. Finalmente, os registros de pressão de poros são correlacionados com os desvios calculados para o poço (Figura 2.7b).

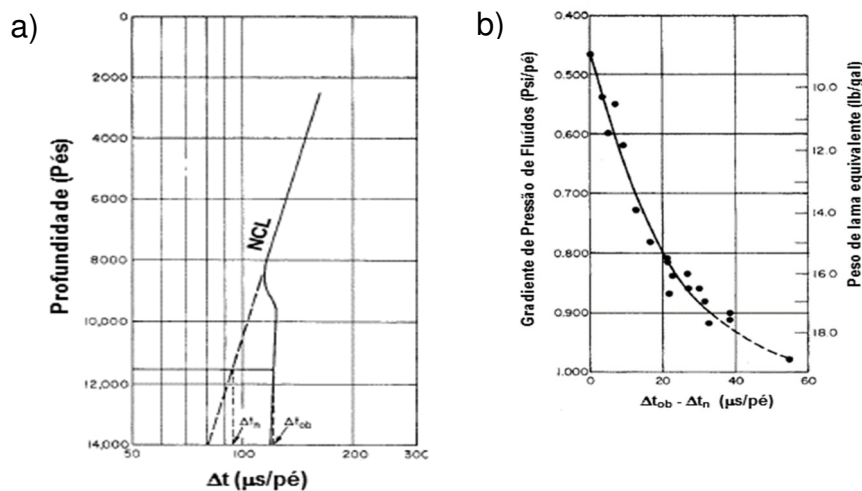


Figura 2.7: Ilustração do Método de Hottman e Johnson (1965). a) perfil sônico e NCL b) Correlação desenvolvida entre os desvios do perfil acústico e as medidas de pressão de poros em formações adjacentes. Editado de Hottman e Johnson (1965)

Como hipótese principal para concepção do método, os autores consideraram que as sobrepressões identificadas nos folhelhos são equivalentes aos valores medidos nas formações permeáveis. Sendo assim, os valores medidos são correlacionados com os desvios calculados para o campo, como ilustrado na Figura 2.7b. Portanto, para aplicar esse método é imprescindível a obtenção de leituras diretas, que são usadas como pontos de calibração.

Segundo Hottman e Johnson (1965), o perfil resistividade não é uma ferramenta completamente confiável, visto que sofre influência de elementos tais como a temperatura, salinidade, composição mineral da rocha e porosidade.

Outra teoria foi criada por Foster e Whalen (1966), testada em poços offshore na Louisiana e é conhecida como Método da Profundidade Equivalente. Tal conceito foi desenvolvido pressupondo que para um mesmo valor de d_{tc} em duas regiões distintas, uma compactação normal (Ponto A) e a outra subcompactada (Ponto B), é obtido o mesmo valor de tensão efetiva (Figura 2.8).

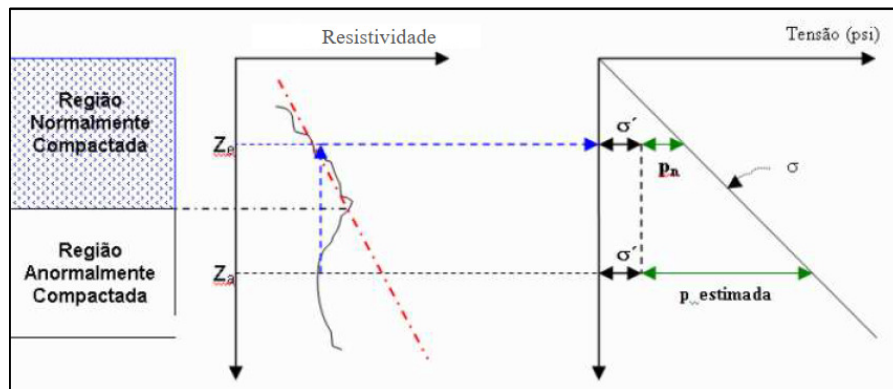


Figura 2.8: Representação do perfil resistividade e do Método da profundidade equivalente (Reyna, 2007).

No que difere da proposta de Hottman e Johnson (1965), não são utilizadas medidas de pressão de poros. Sendo assim, a pressão de poros é calculada mediante a diferença entre a tensão de sobrecarga e a tensão efetiva.

$$\sigma'_{VA} = \sigma_{VA} - P_{PA} \quad (11)$$

$$\sigma'_{VB} = \sigma_{VB} - P_{PB} \quad (12)$$

Portanto, assumindo a hipótese descrita acima e representada pela expressão

$$\sigma'_{VA} = \sigma'_{VB} \quad (13)$$

é possível estimar o valor da pressão de poros no ponto A conforme

$$PP_A = PP_B + (\sigma_{VA} - \sigma_{VB}) \quad (14)$$

É importante ressaltar que caso o resultado estimado por meio desse método não esteja condizente com o real esperado, outros mecanismos diferentes da subcompactação podem ter começado a atuar ou até mesmo, a transição litológica. Sendo assim, ele não é recomendável para grandes extensões de profundidade.

Diferente das pesquisas propostas anteriormente, Holbrook e Hauck (1987) desenvolveram um método aplicável a diversos tipos de litologia

presentes em bacias sedimentares. O cálculo da tensão efetiva é função da porosidade e da quantidade de argila presentes na formação, conforme a expressão.

$$\sigma' = \sigma_{m\acute{a}x}(1 - \phi)^{1-\alpha} \quad (15)$$

Essas informações são estimadas a partir de parâmetros petrofísicos (perfis resistividade, densidade e raios gama), responsáveis pelo grau considerável de subjetividade presente na estimativa.

Marchesi (2015) aborda de maneira esquematizada a metodologia de aplicação dos métodos convencionais (Figura 2.9). O ponto principal de partida é conhecer se existe poço de correlação ou não na área de interesse. Se houver, o projeto de estabilidade utiliza as informações previamente coletadas como ponto de partida. Caso contrário, o estudo inicia-se a partir das velocidades sísmicas.

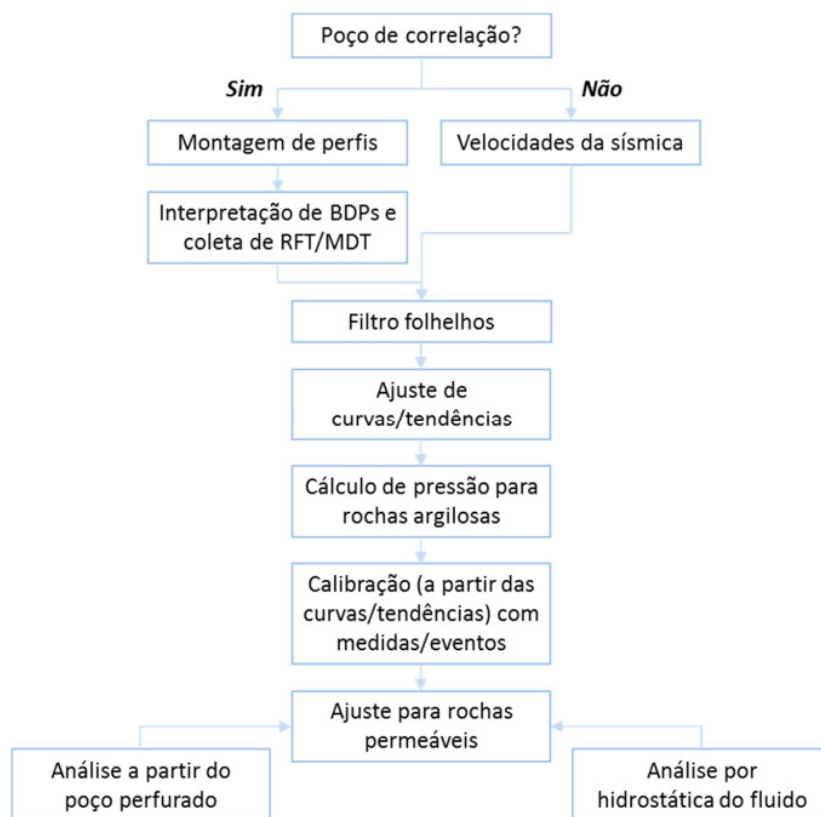


Figura 2.9: Esquema representativo da metodologia aplicada nos métodos convencionais. Marchesi (2015)

Os poços de correlação auxiliam principalmente com os dados coletados durante a perfuração. Com eles, é possível calibrar a curva de pressão de poros e identificar possíveis cenários de sobrepressão a partir de eventos relatados no boletim diário de perfuração (BDP).

Mouchet e Mitchel (1989) apontam em seu livro *Abnormal Pressure While Drilling* alguns aspectos como indicadores do estado de pressão da formação rochosa. Por meio deles, é possível calibrar as curvas ou ainda apontar a ocorrência de pressões anormais.

2.5.2 Principais métodos de acompanhamento em tempo real

Os métodos de acompanhamento de pressão de poros em tempo real visam monitorar o poço durante a fase de perfuração para evitar acidentes, principalmente em regiões de provável ocorrência de pressões anormais. Tais ferramentas são importantes, pois nem sempre se dispõe de perfis de poço em tempo real, como o sônico.

Os dados de perfuração obtidos são utilizados nas estimativas e funcionam de maneira análoga a dos métodos convencionais abordados no tópico 2.5.1., isto é, por meio de desvios contabilizados das tendências traçadas. Através deles, é possível ajustar a curva de pressão de poros estimada na fase de projeto.

Durante o acompanhamento de poços em tempo real, a taxa de penetração (ROP) é um dos critérios mais utilizados para identificar pressões anormalmente altas. Por volta da década de 60, pesquisadores identificaram que nas zonas de pressão anormalmente altas, são encontradas rochas mais porosas quando comparadas às zonas normalmente compactadas (Figura 2.10). Mouchet e Mitchel (1989) relatam que uma vez identificada essa tendência, ela tornou-se o meio principal de constatação de pressões anormalmente altas.

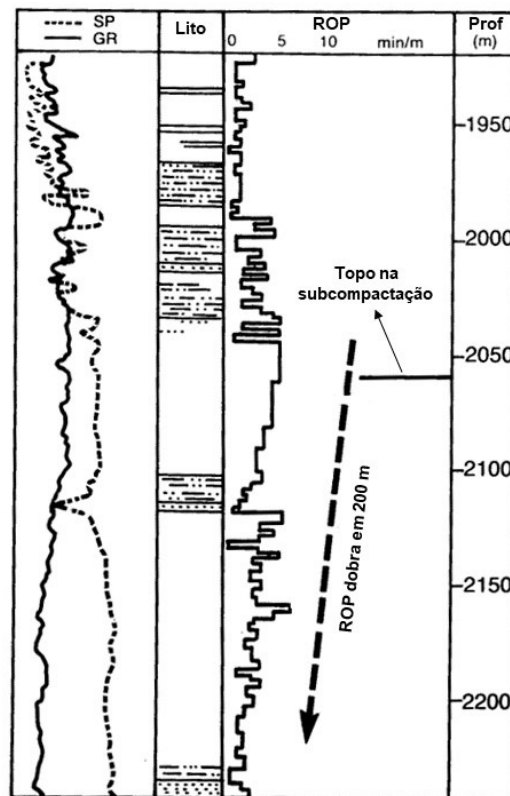


Figura 2.10: Ilustração representativa do crescimento da ROP em folhelhos subcompactados da Nigéria (Editado de Mouchet e Mitchel, 1989)

No entanto, é necessária cautela ao interpretar um decréscimo da ROP dessa maneira, uma vez que uma série de fatores a influenciam também como: a transição litológica, o torque aplicado, a velocidade de rotação (RPM), o peso sobre a broca (WOB), o desgaste da broca, entre outros.

Diante disso, diversos modelos foram desenvolvidos com o propósito de minimizar essa influência. Bingham (1964) apresentou o primeiro deles, conhecido como expoente d , dado por

$$\frac{ROP}{RPM} = a \left(\frac{WOB}{D} \right)^d \quad (16)$$

e aplicado a priori nas argilas do Golfo do México.

Essa equação foi reorganizada por Jorden e Shirley (1965) para ser aplicada na indústria em trechos de litologia constante ($a=1$), produzindo

$$d = \frac{\log\left(\frac{ROP}{60.RPM}\right)}{\log\left(\frac{12.WOB}{1000.D}\right)} \quad (17)$$

expressa em unidades de campo. Assim, o expoente d representa a porosidade da formação baseado no seu grau de compactação e também, o diferencial de pressão entre a pressão fornecida pelo fluido de perfuração e a pressão de poros da formação. Onde, ROP representa a taxa de penetração em pés/min, RPM equivale a velocidade de rotação da broca em revoluções/min, a simboliza a constante litológica (adimensional), WOB retrata o peso sobre a broca (libras), D representa o diâmetro da broca (polegadas) e d simboliza o expoente de compactação da formação (adimensional).

Posteriormente, Rehm e McClendon (1971) propuseram uma correção a respeito do peso de fluido de perfuração, conhecido como expoente d corrigido e descrito na relação

$$d_c = d \cdot \left(\frac{PP_n}{ECD}\right) \quad (18)$$

onde, d_c representa expoente d corrigido, d simboliza expoente d , PP_n equivale a pressão de poros normal e ECD corresponde a densidade equivalente de circulação.

Os métodos clássicos que utilizam d e d_c em sua composição são: Método da Profundidade Equivalente e o Método de Eaton (Eaton, 1975), que será abordado no capítulo 3.

Na Itália por volta dos anos 70, foi criada uma metodologia pela Geoservices chamada Sigmalog, com o intuito de resolver as incertezas do expoente d quando aplicado em sequências pressurizadas de margas, carbonatos e folhelhos betuminosos em poços profundos (Mouchet e Mitchel, 1989). O seu funcionamento é análogo ao de d_c , no sentido de normalizar a taxa de perfuração com relação aos parâmetros de perfuração.

Em 1978, foi desenvolvido pela Anadrill/ Schlumberger um método computadorizado para estimativa da pressão de poros em tempo real chamado de IDEL (*Instantaneous Drilling Evaluation Log*) ou expoente A (Zoller, 1978 apud Aldered et al, 1989). Mouchet e Mitchel (1989) descrevem que ele se baseia na relação entre a energia gasta pela broca ao perfurar uma seção da formação rochosa, a porosidade, a litologia e a pressão de poros. Assim, o software calcula a resistência mecânica da rocha a partir de parâmetros hidráulicos e de escavação em conjunto com propriedades da formação e do fluido de perfuração utilizado. Finalmente, o grau de perfurabilidade da rocha é usado para estabelecer tanto o expoente A do qual a pressão de poros é deduzida quanto para calcular a porosidade.

Por volta de 1980, surgiu o modelo N_x criado pela *Exploration Logging of USA* com o objetivo de normalizar a taxa de penetração conforme a expressão

$$R = a \left(\frac{RPM}{100} \right)^\beta \cdot \left(\frac{WOB}{\beta} \right)^{\frac{N_x d_1}{d_2}} \cdot Te(h) \quad (19)$$

No que se refere ao d_c , o modelo N_x propõe uma relação não linear com a ROP e a RPM e considera parâmetros como o desgaste da broca (h) e a RPM efetiva. Assim, a ideia proposta visa melhorar a estimativa aproximando as interações entre a formação e a perfuração (Exlog, 1980). Onde, R simboliza a taxa de penetração relativa (R_1/R_0), a corresponde a “RPM efetiva”, RPM representa a rotação por minuto, WOB simboliza o peso sobre broca, β corresponde ao expoente de RPM e $Te(h)$ representa o desgaste dos dentes da broca, cujo valor está entre 0 e 1. Será apresentado no capítulo 3.4 como o expoente d é usado para calcular a pressão de poros.

2.5.3 Métodos de estimativa de pressão de poros a partir do perfil sísmico

Pennebaker (1968) desenvolveu um método pioneiro para previsão de pressão de poros, onde são utilizadas velocidades intervalares obtidas da sísmica a partir do processamento proposto por Dix em 1955 para previsão de pressão de poros.

$$\Delta t = PP.l.a.Z^{-0.25} \quad (20)$$

Onde, Δt é o tempo de trânsito, PP é a pressão de poros, l representa a litologia e Z a profundidade.

Durante a sua pesquisa, o autor notou que aspectos como a litologia, a pressão de poros e a idade geológica da formação influenciavam as velocidades intervalares. Assim, ele obteve a Figura 2.11 como resultado.

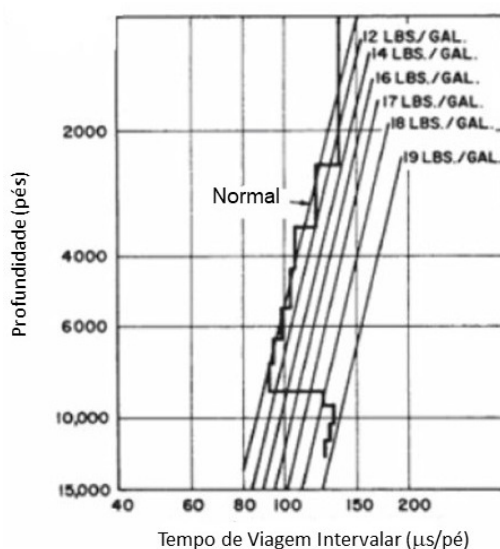


Figura 2.11: Estimativa de poropressão a partir de velocidades intervalares.
Editado de Pennebacker (1968)

Ao longo do tempo, outras pesquisas foram desenvolvidas a respeito desse tópico, como por exemplo em Huffman (2002), Lopes *et al.* (2004) e Yuhong *et al.* (2010). Contudo, não são retratadas aqui, pois não são o foco desse trabalho.

2.6 Indicadores de pressões anormais

Uma série de características apresentadas podem ser indicativas de zonas de pressão anormalmente altas. Dentre eles destacam-se o aspecto dos cascalhos, a temperatura do fluido de perfuração, o torque e arraste, o fechamento de poço discutido no subcapítulo 2.4.1, a taxa de penetração e a taxa de penetração normalizada ambas abordadas no subcapítulo 2.5.2, entre outros.

2.6.1 Aspecto dos cascalhos

Os cascalhos obtidos ao longo da perfuração do poço são captados através de amostras de calha e fornecem informações para acompanhamento litológico e para avaliar a estabilidade das paredes do poço. No caso dos folhelhos, é possível obter informações também a respeito das pressões atuantes do poço devido ao formato dos cascalhos. O tamanho e o formato apresentado por eles dependem do tipo de broca utilizada, do WOB, da geometria do poço, do grau de balanceamento durante a perfuração, entre outros.

Mediante análise da Figura 2.12, é possível verificar as diferenças físicas de formato e espessura apresentadas pelos cascalhos lascados (Figura 2.12.a) e desmoronados (Figura 2.12.b). Normalmente, os lascados possuem a superfície côncava, são mais pontiagudos e finos. Por outro lado, os desmoronados possuem a superfície plana, são retangulares e apresentam espessura maior comparada com o primeiro caso. Tais aspectos são comuns em rochas siliciclásticas, para os carbonatos esses indicadores não são tão claros.

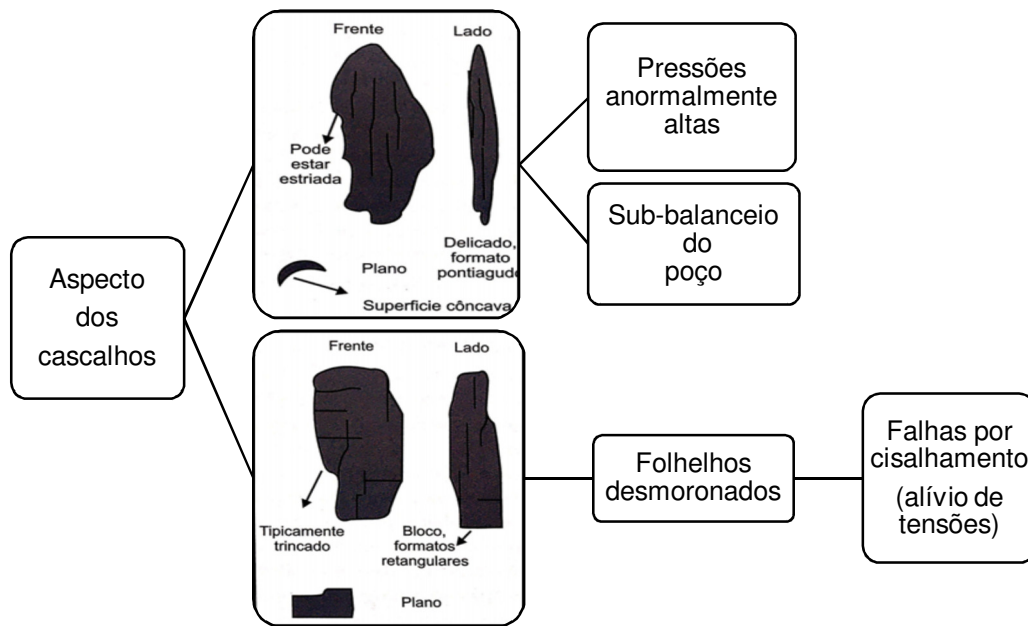


Figura 2.12: Esquema representativo dos cascalhudos provenientes de folhelhos e possíveis indicadores interpretados a partir de alterações das características originais. Editado de Rocha e Azevedo (2009)

A Figura 2.12 também ilustra um esquema representativo dos cascalhos provenientes de folhelhos e possíveis indicadores interpretados a partir de alterações das características originais. Os cascalhos lascados são possíveis evidências de zonas de pressão anormalmente alta ou de um poço sub-balanceado ($\rho_{mud} \leq PP$) e por isso, merecem destaque ao serem identificados. Em contrapartida, os folhelhos desmoronados resultam de falhas por cisalhamento devido ao alívio de tensões.

2.6.2 Temperatura do Fluido

No decorrer da perfuração, é perceptível o aumento da temperatura presente ao longo da formação rochosa, uma vez que o fluido retornado à superfície apresenta temperatura mais elevada do que o injetado na entrada do poço.

Infelizmente, os métodos clássicos não possibilitam a estimativa de temperatura das formações rochosas. Tal atividade é possível mediante o monitoramento da temperatura do fluido durante o seu retorno.

Nota-se que em zonas que apresentam pressões normais, o gradiente térmico, isto é, a taxa de crescimento da temperatura com a profundidade, é basicamente constante. Por outro lado, em zonas de pressões anormais, os gradientes térmicos verificados exibem um crescimento acentuado (NGUYEN, 1993).

2.6.3 Torque e Arraste

O torque é um parâmetro monitorado constantemente durante a perfuração do poço e como tendência, o seu valor costuma crescer no decorrer da escavação devido ao aumento do contato entre a coluna e as paredes do poço.

Chilingar *et al.* (2002) discute que uma redução súbita do torque pode ser um indicador de zona sobrepressurizada, uma vez que a causa do encerramento da broca pode ser a plasticidade de argilas subcompactadas. Em contrapartida, um aumento drástico desse fator também pode indicar zonas de alta pressão em condições de *underbalance*, onde os fluidos da formação sob alta pressão fluem para dentro do poço.

3. DESCRIÇÃO DOS MÉTODOS ANALISADOS

Esse capítulo visa descrever o funcionamento e analisar criticamente os métodos utilizados para testá-los em casos reais de poços disponibilizados pela Petrobras. Assim, ele é dividido em quatro partes distintas: a primeira visa contemplar a abordagem convencional mediante o uso do Método de Eaton (1975) e do Método de Bowers (1995). Na segunda parte, foi feita uma análise crítica comparativa entre esses dois métodos convencionais. O terceiro capítulo tem por objetivo analisar os métodos de previsão a partir de parâmetros de perfuração através do Expoente d e do Método DEMSE (2017). Por último, a quarta parte tem objetivo de discutir os métodos apresentados no terceiro capítulo.

3.1 Descrição do Método de Eaton (1975)

Rocha & Azevedo (2009) afirmam que o Método de Eaton (1975) é o mais utilizado na indústria do petróleo. A metodologia é descrita analiticamente em função de dados obtidos a partir do perfil sônico dado por

$$G_p = G_s - [(G_s - G_n) \times \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_o}\right)^{3,0}] \quad (21)$$

e de resistividade descrito pela expressão

$$G_p = G_s - [(G_s - G_n) \times \left(\frac{R_o}{R_n}\right)^{1,2}] \quad (22)$$

cujos valores dos expoentes mapeados no Golfo do México são 3,0 e 1,2, respectivamente. Onde, G_p representa o gradiente de pressão de poros em lb/gal, G_s simboliza o gradiente de sobrecarga em lb/gal, G_n corresponde ao gradiente de pressão de poros normal em lb/gal, Δt_o representa o tempo de trânsito observado, Δt_n corresponde ao valor da reta normal para o

tempo de trânsito, R_o simboliza a resistividade observada e R_n corresponde ao valor da reta normal para a curva de resistividade.

Eaton (1975) baseou-se em três conceitos principais para a elaboração do método. (I) O efeito da compactação causado pela tensão de sobreadensamento abordado no livro de Terzaghi e Peck (1948); (II) O método de Hottman e Johnson (1965) desenvolvido no Golfo do México para sedimentos do Terciário; (III) A teoria do efeito do gradiente da tensão de sobreadensamento nas técnicas de previsão de geopressões, desenvolvida por ele mesmo.

Conforme abordado no Capítulo 2, a pressão de poros é derivada do princípio da tensão efetiva de Terzaghi (1936). Assim, realizar a estimativa através desse método envolve parâmetros como: o gradiente de sobrecarga, o gradiente de pressão de poros normal, a razão entre o parâmetro identificador de porosidade, avaliado em termos do d_{tc} ou da resistividade, o expoente n de Eaton, calibrado de acordo com a região avaliada, e a linha de tendência de compactação normal traçada pelo usuário para litologias pouco permeáveis, tais como folhelhos e argilas.

As eq. (21) e (22) foram desenvolvidas com base nos mecanismos de compactação normal e de subcompactação, sendo assim, são adequadas às regiões onde esses processos são predominantes. Nesse sentido, geralmente são aplicáveis às zonas de águas rasas, que constituem depósitos mais recentes, frequentemente caracterizadas por formações mais macias.

É importante ressaltar que o traçado da linha de tendência é subjetivo, dependendo diretamente do ajuste realizado pelo usuário. Assim, o resultado estimado será diretamente impactado pela calibração realizada. Contudo, esse método apresenta uma série de vantagens como por exemplo: a simplicidade de aplicação necessitando de poucos ajustes, a calibração da tendência pelo usuário a partir dos dados de pressão medidos e ele é leve em termos computacionais. Por isso, ele é difundido amplamente na indústria petrolífera e pode ser encontrado em diversos pacotes comerciais.

3.2 Descrição do Método de Bowers (1995)

Bowers (1995) desenvolveu um método baseado na relação entre a tensão efetiva e velocidade sônica medida na rocha. Diferente dos anteriores, ele considera tanto o efeito da subcompactação, responsável pela curva normal ou curva de carregamento (curva virgem), quanto o de expansão dos fluidos, correspondente ao processo de descarregamento (curva de descarregamento), conforme ilustrado na Figura 3.1.

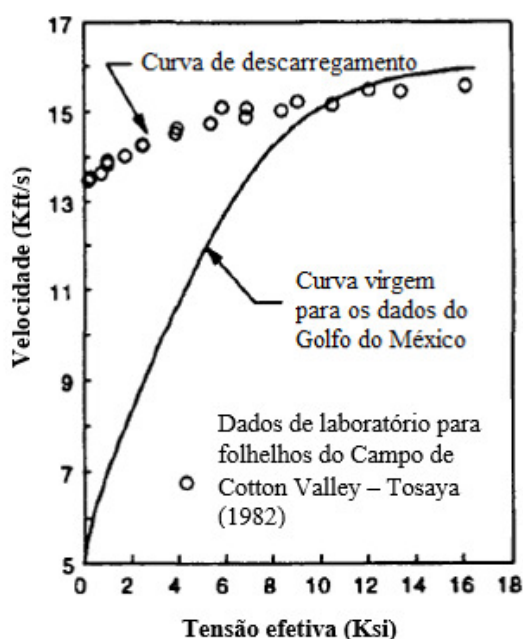


Figura 3.1: Exemplo ilustrativo com experimentos de laboratório para folhelhos do Campo de Cotton Valley. Adaptado de Bowers (1995)

Os métodos de estimativa de pressão de poros concebidos anteriormente não foram eficazes em descrever as causas da sobrepressão. Para concebê-la, Bowers (1995) baseou-se em dois conceitos principais: (1) a pressão de poros influencia diretamente no esqueleto sólido da rocha, alterando a porosidade, a densidade, compressibilidade e a velocidade sônica) e (2) as formações impermeáveis, como os folhelhos, por exemplo, impossibilitam medir diretamente a pressão de poros, portanto, os métodos indiretos são utilizados nesse tipo de litologia.

Para estimar a pressão de poros, Bowers (1995) apresentou e dividiu em dois casos as curvas de tensão efetiva x velocidade (Figura 3.1).

a) Curva virgem ou curva de carregamento

A curva de carregamento ou curva virgem representa o soterramento sofrido ao longo do tempo pela rocha, ou seja, o aumento da sobrecarga aplicada com escape do fluido (compactação normal). Sob esse fenômeno, os grãos se aproximam até atingir um limite em que a porosidade tende a zero e o tempo de trânsito é reduzido. Consequentemente, a velocidade sônica aumenta até alcançar um limite próximo aos grãos de sedimento.

Quando não há escape do fluido, ocorre o processo de subcompactação ou compactação anormal, que é o mecanismo responsável pelo excesso de poropressão. Esse efeito não reduz a tensão efetiva, então a curva virgem também se aplica nesse caso. Geralmente, pode-se observá-lo durante a deposição rápida de camadas de rocha com baixa permeabilidade, como folhelhos (Rocha & Azevedo, 2009). Nesse contexto, é primordial entender a relação de compressibilidade² entre a matriz da rocha e o fluido. Se matriz é mais compressiva, o fluido presente em seus poros, a priori, irá suportar a maior parte da sobrecarga aplicada. Caso contrário, ela sustenta a pressão e não a transfere ao fluido. Sendo assim, geralmente são encontradas pressões mais altas nas formações mais rasas, que são as mais macias. Em suma, a curva virgem abrange ambos os processos, de compactação normal e de subcompactação, e é caracterizada por um estado de tensões efetivas não decrescente, descrito pela expressão

$$V = V_o + A\sigma'^B \quad (23)$$

² Compressibilidade é definida como a relação entre a magnitude das deformações e a variação no estado de tensões imposta.

onde, V representa a velocidade sônica em pés/s, V_0 simboliza a velocidade acústica na água do mar (5000 pés/s), σ' corresponde à tensão efetiva em psi, e A e B equivalem aos parâmetros de calibração das curvas de velocidade x tensão efetiva. Como valor padrão, são utilizados os parâmetros de calibração para o Golfo do México, $A=28,3711$ e $B=0,6207$ (Tabela 3.1).

Tabela 3.1: Valores dos parâmetros de calibração da curva virgem A e B classificados por local, litologia e profundidade (Bowers, 1995)

Local	Litologia	Profundidade	Parâmetro A	Parâmetro B
Costa do Golfo dos Estados Unidos	---	> 10000 pés	4,4567	0,8168
Golfo do México	---	600-1500 pés	28,3711	0,6207
Mar do Norte Central	folhelhos do Terciário	> 9000 pés	2,8746	0,9037
	giz		802,1	0,3215
	Outras formações acima e abaixo do giz		8,116	0,8002

Mediante o uso de técnicas de perfilagem de poço, é viável identificar as zonas que apresentam altas pressões, provenientes do mecanismo de subcompactação. Isso é possível graças a ferramentas que indicam a porosidade, como o perfil sônico e o perfil resistividade (Rocha & Azevedo, 2009).

De maneira análoga, o conceito de carregamento e descarregamento é encontrado na Mecânica dos Solos. Pode-se observá-lo no ensaio de compressão edométrica ou ensaio de compressão confinada ou ainda, como também é conhecido, ensaio de adensamento, que possibilita a obtenção dos parâmetros do solo que caracterizam a sua compressibilidade. Assim a partir da relação entre o índice de vazios e a tensão vertical efetiva aplicada (Figura 3.2), o comportamento do solo sob regime de adensamento é ilustrado e finalmente, os coeficientes de compressão do solo (C_c) e recompressão (C_r) podem ser obtidos.

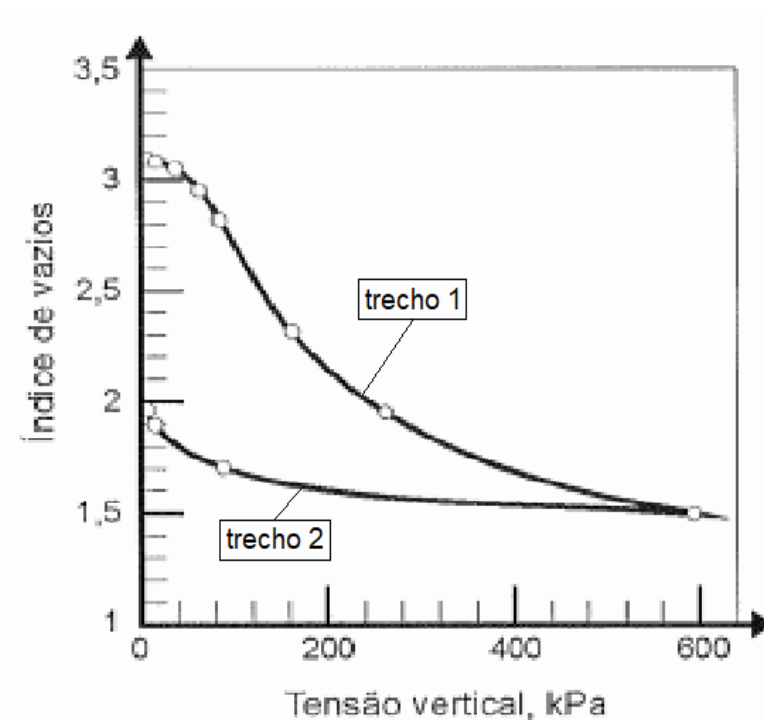


Figura 3.2: Exemplo de curva de compressão edométrica de argila orgânica mole da Baixada Santista. Adaptado de Souza Pinto (2006)

Como requisito para a realização do ensaio, a amostra deve estar saturada e para acelerar a drenagem, são utilizadas duas pedras porosas: uma na base e outra no topo do corpo de prova. Esse modelo é frequentemente ilustrado pela analogia hidromecânica de Terzaghi (Figura 3.3), onde as molas representam o solo, o furo pequeno ilustra a baixa permeabilidade do solo e a deformação sofrida é proporcional a carga aplicada. Na Figura 3.2, observa-se que a curva de carregamento virgem é caracterizada pelo crescimento da tensão vertical aplicada e redução do índice de vazios (trecho 1), consequência da compactação do esqueleto rochoso. A curva de descarregamento apresenta a diminuição da tensão vertical aplicada, aumento no índice de vazios (trecho 2) e como resultado, ocorre a variação de volume, produto do descarregamento do solo. Para detalhes específicos, as diretrizes do ensaio estão descritas na NBR 12007 MB 336 (ABNT), mas não serão abordadas nesse texto.

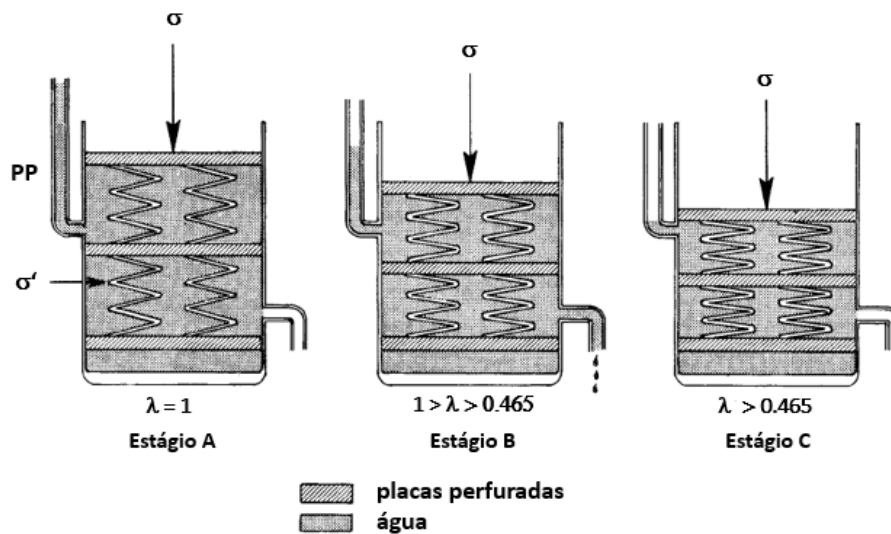


Figura 3.3: Ilustração do experimento de Terzaghi (1943).
Editado de Hottman e Johnson (1965)

b) Curva de descarregamento

O mecanismo de sobrepressão atuante na rocha é proveniente da expansão de fluidos, cujas causas são o aquecimento, a maturação dos hidrocarbonetos, o carregamento de outras zonas e a expulsão/expansão da água entre os grãos durante o processo de diagênese na argila, anteriormente discutidas no Capítulo 2.

É importante compreender que o efeito interno da sobrepressão é causado pela limitação imposta pela matriz da rocha ao fluido, conforme ele expande. Portanto, ocorre o crescimento da poropressão numa taxa superior à da tensão de sobrecarga, isto gera uma redução na tensão efetiva, conforme explícito pelo princípio das tensões efetivas na Eq. (1), o que produz uma reversão de velocidade e a curva de descarregamento, representada na Figura 3.1.

Como consequência do descarregamento devido à expansão de fluidos, o índice de vazios aumenta, o tempo de trânsito da onda compressional (d_{tc}) aumenta e, portanto, a velocidade sônica reduz. Dessa forma, é possível notar em parte uma correlação entre a velocidade e a tensão efetiva atuante no meio.

Paralelamente, Bowers (2001) propõe a ideia de que a densidade da rocha está intimamente ligada ao comportamento poro-elástico da rocha, por isso a mudança na porosidade é bem menor. Sendo assim, Bowers (2001) propôs uma outra abordagem para estimar a velocidade máxima ($V_{m\acute{a}x}$) e a densidade máxima ($\rho_{m\acute{a}x}$) ao longo da curva de descarregamento.

Mediante análise detalhada da Figura 3.1, é possível notar a importância de avaliar as causas da pressão de poros. Nos trechos onde ocorre a expansão de fluidos, o Método de Eaton (1975) subestima a pressão de poros, pois considera apenas a curva virgem de compactação para análise, resultando em um valor de tensão efetiva menor para um mesmo valor de d_{tc} . Essa discussão será aprofundada posteriormente.

Do mesmo modo, fazendo um comparativo com a Mecânica dos Solos, a curva de descarregamento inicia-se quando a tensão efetiva é reduzida. Contudo, esse efeito não ocorre de maneira homogênea em toda a rocha. Bowers (2001) mostra como a estrutura porosa da rocha influencia esse efeito. Os poros de interconexão são alterados devido à sua flexibilidade e baixa área específica, que os torna mais suscetíveis à expansão de fluidos. Por outro lado, os poros de armazenagem não apresentam mudança significativa durante o descarregamento graças a rigidez apresentada e a alta área específica, o que contribui para a baixa sensibilidade à expansão dos fluidos (Figura 3.4).

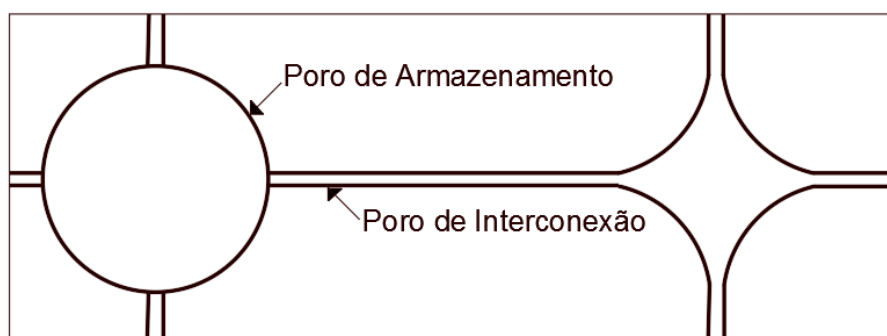


Figura 3.4: Comportamento da estrutura porosa para caracterizar o comportamento do folhelho. Adaptado de Bowers (2001)

Com base nesse comportamento, é possível verificar através dos perfis utilizados para estimar a pressão de poros (sônico, resistividade e densidade) que o perfil densidade não apresenta reversões devido aos mecanismos de expansão de fluidos (Figura 3.5). Justamente porque os poros de armazenamento apresentam uma alta proporção de área comparados aos de interconexão e ao longo do processo, não sofrem deformação.

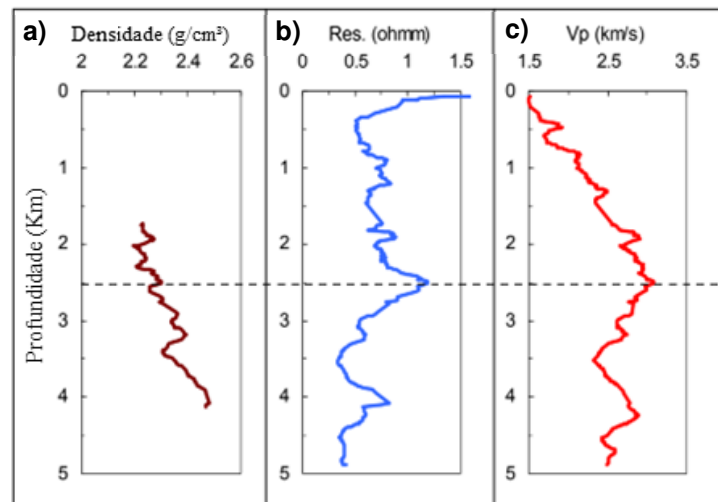


Figura 3.5: Perfis utilizados na estimativa da pressão de poros. a) Densidade, b) Resistividade e c) Sônico. Adaptado de Bowers (2001)

Conforme discutido anteriormente, os mecanismos que acionam a expansão de fluidos são desencadeados à medida que a temperatura e a profundidade aumentam. Para suportar a sobrepressão gerada, é necessária a presença de uma matriz mais rígida capaz de conter o fluido no seu interior. Portanto, o efeito de expansão de fluidos destaca-se em altas profundidades justamente na região onde a temperatura é mais alta e as rochas mais rígidas. Por meio da expressão

$$V = V_o + A[\sigma'_{max} \left(\frac{\sigma'}{\sigma'_{max}} \right)^{\left(\frac{1}{U} \right)}] B \quad (24)$$

onde, V representa a velocidade sônica em pés/s, V_o simboliza a velocidade acústica na água do mar (5000 pés/s), σ' corresponde à tensão efetiva em psi, U equivale ao parâmetro de medida de plasticidade. Como valor padrão, será considerado o cenário do Golfo do México, ou seja, $U=3,13$.

$U = 1$ Sem deformação permanente;

$U = \infty$ Deformação completamente irreversível ;

V_{\max} : Ponto em que começa a reversão da velocidade;

σ'_{\max} : Tensão efetiva em que começa a reversão da velocidade.

O parâmetro U representa o grau de plasticidade do sedimento analisado e foi mapeado por Bowers (1995) para duas localidades (Tabela 3.2). Geralmente, esse valor fica entre 3 e 8 e influência no formato da curva apresentada. Quanto maior o seu valor, maior será a curvatura.

Tabela 3.2: Valores do parâmetro de medida de plasticidade U (Bowers, 1995)

Local	Parâmetro U
Golfo do México	3,13
Mar do Norte Central	4,48

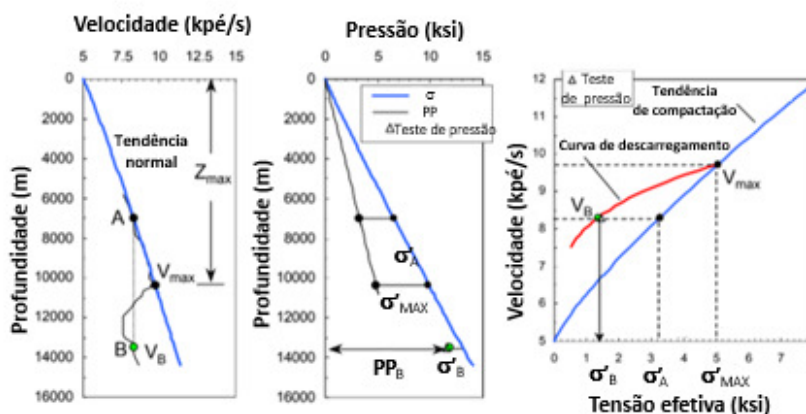


Figura 3.6: Ilustração do Método de Estimativa de Pressão de Poros proposto por Bowers. a) Identificação do desvio na tendência do perfil sônico e mapeamentos dos dados V_{\max} e Z_{\max} b) estimativa da tensão total, da tensão efetiva e da pressão de poros nos pontos A e B c) Curva de carregamento (em azul) e curva de descarregamento (em vermelho) propostas por Bowers Editado de Bowers (1995)

Mediante análise da Figura 3.6, é possível observar analiticamente a diferença entre considerar ou não o efeito de expansão dos fluidos. De acordo com Bowers (1995), o ponto V_B está sob a curva de descarregamento e não onde $V_A = V_B$, conforme descrito por métodos que

consideram apenas o efeito do carregamento. Essa diferença provoca alteração na tensão efetiva considerada, portanto, considerar apenas o efeito do carregamento de maneira equivocada superestima a resistência do sedimento.

A proposta de Bowers mostra que o estudo de diferentes poços de correlação pode levar a diversos comportamentos durante o descarregamento. Diferente do que ocorre no soterramento, em que é esperado o mesmo caminho aproximadamente.

Para encontrar um único valor de U , é realizada a normalização da curva a partir de dados de poços de correlação. Ela é calculada através da substituição da equação da curva virgem (Eq.23) na equação da curva de descarregamento (Eq.24). Sendo assim, o valor de σ'_{vc} pode ser calculado através da Eq.25.

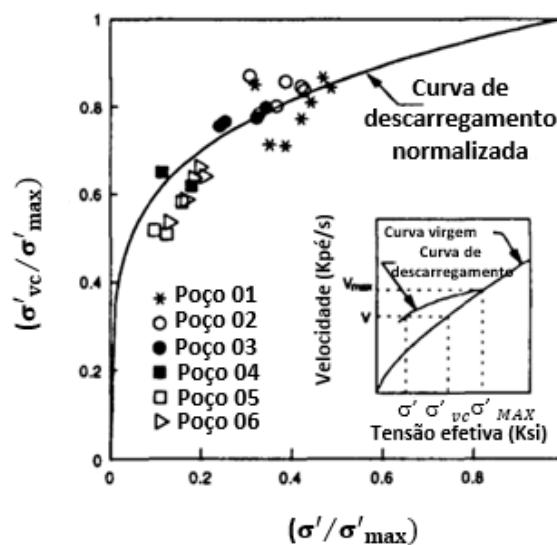


Figura 3.7: Normalização para cálculo do valor de plasticidade U .
Editado de Bowers (1995)

$$\sigma'_{vc} = \left(\frac{v - 5000}{A} \right)^{\frac{1}{B}} \quad (25)$$

Onde, σ'_{vc} representa a tensão correspondente à velocidade final na reta virgem, v corresponde a velocidade final na reta virgem e A e B são os parâmetros de calibração da curva virgem.

3.3 Análise crítica dos métodos convencionais de previsão de pressão de poros

O Método de Eaton (1975) pode ser calibrado através do traçado da tendência de compactação normal e do valor do expoente atribuído segundo a região estudada. Nesse sentido, o traçado possui um caráter subjetivo. Geralmente, as regiões mais rasas são as mais jovens e portanto, apresentam uma probabilidade maior de estarem normalmente compactadas e então, são utilizadas no traçado dessa linha de tendência.

Outro fator que contribui na estimativa da pressão de poros é a consideração da similaridade das formações rochosas em relação àquelas que foram utilizadas durante a calibração da tendência. Uma vez, que esse resultado está diretamente ligado ao expoente adotado.

Outra forma de escrever a Eq. (21) é explicitá-la segundo as tensões efetivas, gerando assim a Eq. (26) que pode ser reescrita em função da velocidade, conforme a Eq. (27).

$$\sigma' = \sigma'_N \left(\frac{V}{V_N} \right)^3 \quad (26)$$

$$V = C (\sigma')^{\frac{1}{3}} \quad (27)$$

Onde,

σ' = tensão efetiva (psi);

σ'_N = tensão efetiva calculada a partir da diferença entre a sobrecarga e a pressão de poros normal (psi);

V_N = Velocidade sônica computada na linha de compactação normal (pés/s);

V = Velocidade sônica lida (pés/s);

$C = V_N / (\sigma'_N)^{1/3}$ (pés/s) / (psi)^{1/3} .

Conforme discutido no Capítulo 3.2, o Método de Bowers (1995) destaca que em situações de expansão de fluidos, o Método de Eaton subestima a pressão de poros, pois ele está fundamentado na relação entre porosidade e tensão efetiva. No entanto, o mecanismo de expansão de fluidos pouco afeta o volume poroso, portanto seu efeito é pouco percebido pelo método. No entanto, Bowers (2001) reconhece que existem formas para corrigir esses valores através de uma simulação do efeito de descarregamento, denominada Método de Eaton Modificado. Para tal resultado, é necessário calibrar o expoente de Eaton ou modificar a tendência de compactação normal, que segundo Bowers (2001), na prática garantem o mesmo resultado, aumentam os resultados de pressão de poros obtidos.

Trabalhos como Tingay *et al.* (2013) utilizaram o Método de Eaton Modificado em poços da Ásia Oriental, comparando os resultados com os pontos de pressão medidos. Assim, em zonas que sofreram desequilíbrio na compactação foi calibrado o expoente $n=3$ e em zonas submetidas ao efeito de expansão de fluidos e transferência lateral, o resultado satisfatório foi um expoente $n=6.5$.

Outro aspecto que merece ser discutido é com relação ao valor estimado da velocidade sônica. Na Figura 3.1, observa-se que $\sigma_{\text{máx}} \cong 11$ Ksi e para avaliar a trajetória do descarregamento, foram utilizados os valores sugeridos para o parâmetro U (Tabela 3.2). Foram utilizados os parâmetros A e B para o Golfo do México (Tabela 3.1), como resultado obteve-se a velocidade próxima de 5 Kft/s. Contrapondo justamente o valor obtido no laboratório $V \cong 13,5$ Kft/s, isto é, subestimando mais do que 100% o valor da velocidade sônica.

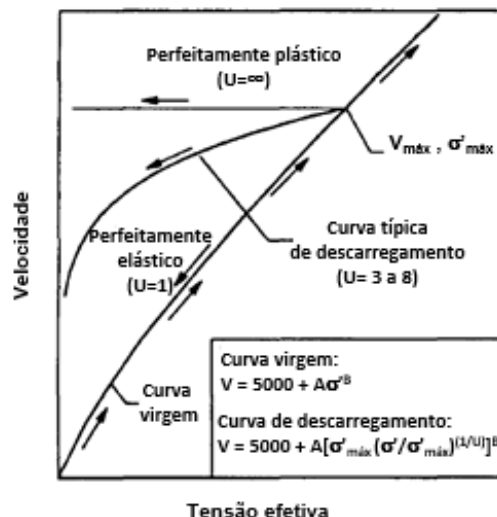


Figura 3.8: Trajetórias possíveis para o descarregamento de acordo com U .
Editado de Bowers (1995)

Ji e Fan (2010) obtiveram dados de pressão do poço MoShen 1, localizado na Bacia Zhunger, na China. Na Figura 3.9, é possível observar que a curva de carregamento proposta por Bowers (1995) coincidiu com os dados de carregamento medidos em campo. Contudo, a discrepância entre a curva de descarregamento (curva verde) e os dados obtidos (curva vermelha) é notável. Essa diferença tende a ficar maior conforme a tensão efetiva se aproxima de zero. Tal fato poderia ocorrer mediante uma série de eventos como: um escape de gás sob alta pressão através de uma falha tectônica.

É possível observar esse cenário ocorrendo em outro exemplo ilustrado no artigo de Bowers (Figura 3.1). Quando a tensão efetiva tende a zero, a velocidade tende a 13,5 Kft/s, ou seja, os dados da curva de descarregamento não convergem para 5 Kft/s conforme o cálculo da curva de descarregamento (Eq. 24).

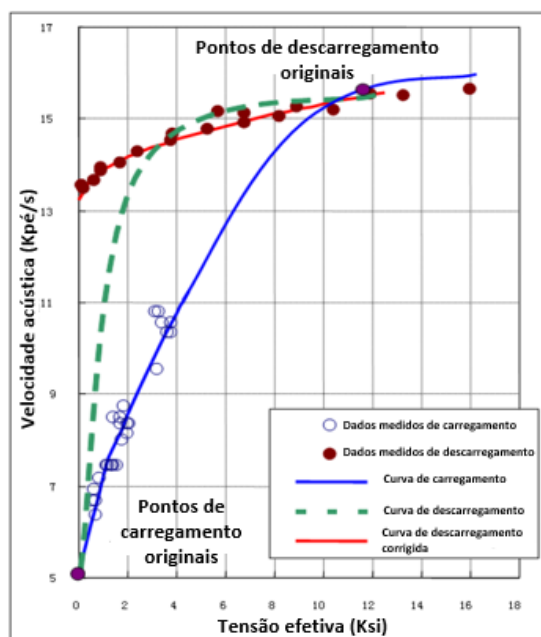


Figura 3.9: Dados de carregamento e descarregamento comparados com as curvas fornecidas pelo Método de Bowers (1995). Adaptado de Ji e Fan (2010).

Durante o desenvolvimento desse estudo, observou-se uma outra particularidade no artigo de Bowers (1995). São descritos comportamentos das curvas de carregamento e descarregamento e Bowers (1995, p.1) ressalta que “Se a tensão efetiva for aumentada subsequentemente, a velocidade irá seguir a curva de descarregamento de volta à curva virgem”. Isto equivale a dizer que o material apresenta comportamento totalmente elástico, mesmo à grandes profundidades, quando é observado o fenômeno de expansão.

Nesse sentido, é necessário realizar ensaios em laboratório para estudar detalhadamente esse viés. Contudo, devido à falta de equipamento adequado e de amostras, essa pesquisa foi impossibilitada. No entanto, estudos previamente feitos servem de evidência para o questionamento como o de Favero *et al.* (2016), onde foram realizados sete ensaios edométricos em dois tipos de folhelhos argilosos Opalinus (OPA): um retirado de uma zona rasa (OPA-rasa) e outro retirado de uma zona mais profunda (OPA-profunda), conforme descrito na Tabela 3.3. Para conduzir esse estudo, cinco ensaios foram realizados em corpos de provas remoldados e dois em corpos de prova intactos.

Tabela 3.3: Resultados da caracterização geotécnica dos testemunhos (Favero *et al.*, 2016)

Amostra	Prof. (m)	ρ_s (Mg/m ³)	ρ (Mg/m ³)	w (%)	e	Fração granulométrica (%)		
						Areia	Silte	Argila
OPA - raso	~ 300	2.75	2.46	7.5	0.21	25	45	30
OPA - profundo	~ 880- 890	2.71	2.55	3.3 – 3.6	0.09- 0.11	24- 25	53- 58	18-22

Na Tabela 3.3, tanto a densidade dos grãos sólidos (ρ_s) quanto a densidade do material (ρ) não se alteram tanto com a profundidade. Contudo, a umidade (w) e o índice de vazios (e) reduzem aproximadamente 50% com a profundidade, uma consequência provável do efeito de subcompactação sofrido pela rocha. A Figura 3.10 comprova que quanto maior a profundidade, menor a deformação apresentada pelo material. Mediante a tais resultados, a hipótese elaborada por Bowers (1995, p.1) pode ser questionada, visto que os efeitos de expansão responsáveis pela redução da tensão efetiva sofrem aumento com a profundidade.

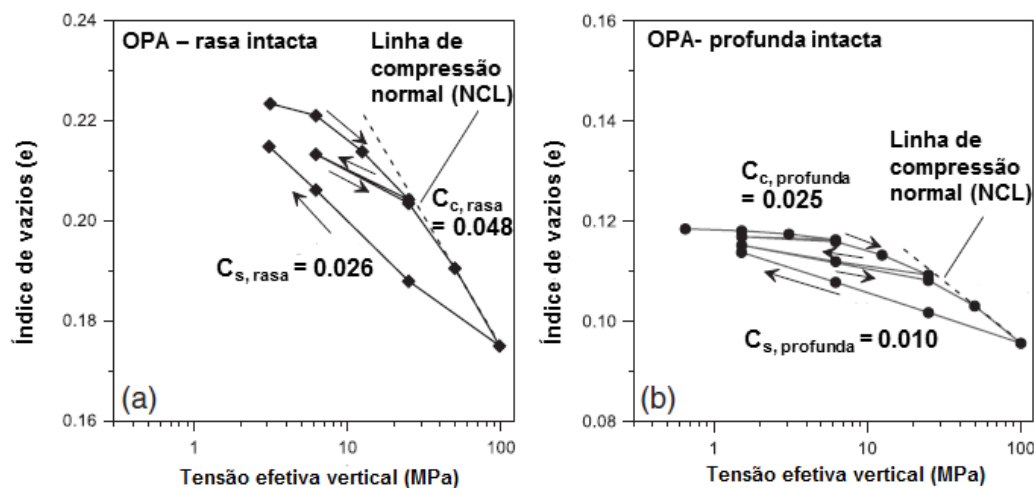


Figura 3.10: Resultados de ensaios edométricos feitos em amostras de folhelho a) OPA – amostra intacta rasa e b) OPA – amostra intacta profunda. Adaptado de Favero *et al.* (2016)

Para discutir e quantificar esse feito analiticamente, é necessário a realização de ensaios em laboratório. Tais testes envolvem desafios como a disponibilização de testemunhos intactos e também, o fornecimento de

equipamentos necessários, o que não foi possível durante o desenvolvimento dessa dissertação.

Outra proposta interessante seria realizar um estudo em laboratório utilizando corpos de prova remoldados tanto em profundidades rasas quanto profundas e elaborar um estudo probabilístico de estimativa de pressão de poros para saber a diferença e a acurácia na aplicação dos métodos. Tais insumos são interessantes, pois são obtidos de maneira mais econômica e acessível, visto que são produtos gerados a partir de amostra de calha.

3.4 Método de Eaton – Expoente d

Conforme visto anteriormente no capítulo 2, diversas formas de normalizar a taxa de penetração (Eq.28) vêm sido propostas. Dentre elas, o expoente d é um método pioneiro que foi desenvolvido em 1964 e aplicado em folhelhos do Golfo do México.

Nesse sentido, o expoente d é caracterizado como uma tentativa de normalização com relação aos parâmetros WOB, RPM e diâmetro da broca. Graças à demanda industrial, ele foi isolado por Jorden e Shirley (1966) para aplicação em trechos constantes litológicos, onde $a=1$, gerando assim a Eq.29. Nesses casos, o expoente d é um indicativo do grau de porosidade e de compactação da formação, assim como do diferencial de pressão entre a pressão da formação e o peso do fluido de perfuração aplicado. A partir dele, pode-se estimar também o gradiente de pressão de poros (Eq. 30).

$$ROP=a.RPM(WOB/d_{bit})^d \quad (28)$$

$$d=\log((ROP/60.RPM)/(12.WOB/10^3.d_{bit})) \quad (29)$$

$$G_p=G_s-(G_s-G_N)(d/d_{normal})^{EXP} \quad (30)$$

Onde,

ROP= Taxa de penetração (m/h);

a= constante litológica;

RPM = Número de revoluções por minuto (rev/min);

WOB= Peso sobre a broca (t);

d_{bit} = Diâmetro da broca (in);

d=expoente de compactação da formação;

G_p =Gradiente de pressão de poros (lb/gal);

G_s =Gradiente de sobrecarga (lb/gal);

G_N = Gradiente normal de pressão de poros da área (lb/gal);

EXP= Expoente de Eaton (Como valor padrão, será considerado o cenário do Golfo do México, onde EXP= 1,2).

Em suma, os decréscimos sofridos pelo expoente d estão conectados com o grau de compactação e também com o valor associado à pressão anormal. Na Figura 3.11, é possível verificar em uma zona sobrepressurizada, a taxa de penetração diminuindo enquanto o expoente d cresce.

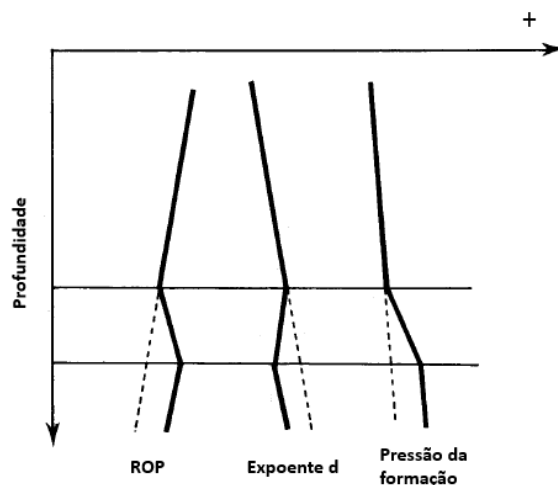


Figura 3.11: Tendência do expoente d ao longo de uma zona subcompactada.
Adaptado de Mouchet e Mitchell (1989)

3.5 Descrição do Método DEMSE (2017)

O método DEMSE também propõe estimar a pressão de poros a partir dos parâmetros de perfuração. Na metodologia, são utilizados principalmente a eficiência energética (DE) e a energia mecânica específica (MSE), que originam o nome DEMSE.

De maneira análoga aos métodos convencionais, o DEMSE foi desenvolvido para ser aplicado a litologias argilosas. Portanto, utiliza-se o perfil gamma ray para poder identificar esses intervalos e o filtro por litologia nos dados de entrada, antes da realização dos cálculos.

O estado de tensões de uma rocha em subsuperfície é influenciado pela pressão contida em seus poros. Sendo assim, a poropressão influencia diretamente a energia necessária para perfurar a rocha com uma broca, que é a definição física da MSE. Visto que somente o torque (T) medido na broca e o peso sob a broca (WOB) no fundo do poço representam a energia que é realmente gasta pela broca para cortar uma rocha.

A taxa comparativa entre o estado de tensões *in situ* da rocha, representado pela resistência à compressão confinada (CCS) e a MSE chama-se eficiência energética (DE). Geralmente, a resistência da rocha aumenta com a profundidade, devido ao processo de compactação. Portanto, CCS é utilizada no cálculo por contabilizar tanto a resistência à compressão simples (UCS) da rocha quanto a diferença sofrida nas tensões confinantes da rocha durante a perfuração.

É necessária a realização de testes em laboratório para obter resultados de UCS e θ da maneira direta. Contudo, a logística para a extração de testemunhos de diferentes litologias ao longo de todo poço envolve o aluguel de sondas e demanda tempo, tanto de equipamentos quanto de equipe, para interromper a perfuração e extraí-los. Com isso, a operação é dispendiosa e torna-se necessário o uso de formas indiretas para prever a resistência da rocha, isto é, através das correlações.

Ao longo do tempo, foram elaborados diferentes estudos para mapear as relações entre a classificação da rocha e a sua resistência,

como em Chang (2004) e Chang (2006). Essas correlações são então estudadas e usadas em *softwares* para estimar a resistência ao longo do poço.

A Figura 3.12 ilustra um fluxograma que representa o passo a passo adotado na metodologia DEMSE (2017). Observa-se que existem duas formas de conduzir os cálculos, que são expressas em 3.12 a) e em 3.12 b), respectivamente.

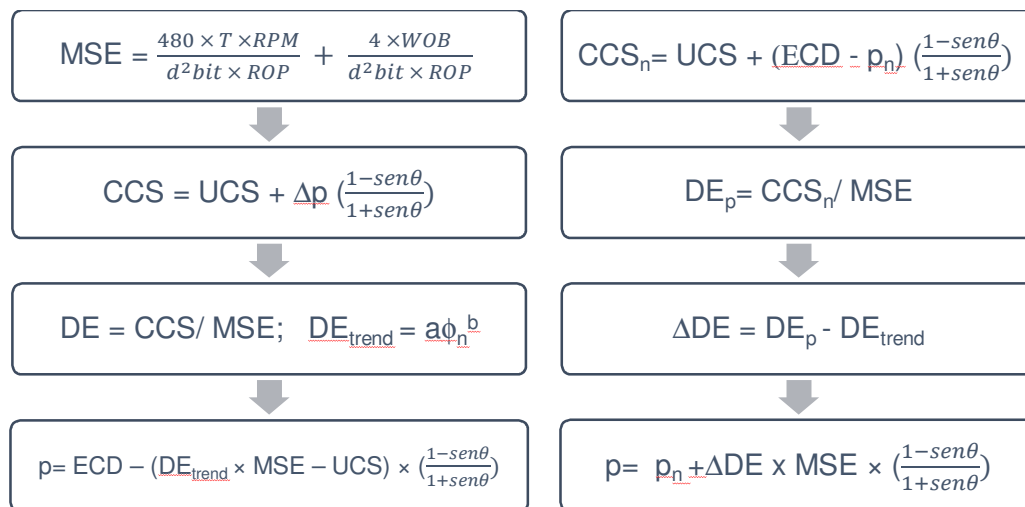


Figura 3.12: Fluxograma representativo dos processos de cálculo utilizados no método DEMSE (2017). a) Cálculo 1 b) Cálculo 2

Onde,

a, b – coeficientes de calibração derivados de dados de pressão de poços ($a = 3.3$ e $b = 1.2$ - valores para o Golfo do México)

CCS : Resistência à compressão confinada (Psi);

d_{bit} : diâmetro da broca (in);

DE : Eficiência de perfuração;

DE_{trend} : Tendência da eficiência de perfuração normal;

Δp : ($\Delta p = ECD - p$) pressão diferencial (Psi);

ECD : Densidade equivalente de circulação (Psi);

ϕ : porosidade;

MSE: Energia específica mecânica (Psi);

p_n : pressão hidrostática normal;

ROP: Taxa de penetração (pé/h);

RPM: Rotação por minuto;

T: Torque (lbf.pé);

UCS: Resistência à compressão simples (Psi);

θ : ângulo de atrito (graus);

WOB: Peso sob a broca (lbf)

Mediante análise da Figura 3.12, é possível observar que para o cálculo da MSE são utilizados apenas os parâmetros obtidos a partir do tempo real, entretanto o cenário muda para DE. Observa-se que CCS é obtido a partir das correlações. Sendo assim, podem ser carregados erros da estimativa de maneira indireta.

3.6 Análise crítica dos métodos de previsão de pressão de poros a partir de parâmetros de perfuração

Os métodos de estimativa de poropressão através dos parâmetros de perfuração são aplicados somente às formações rochosas pouco permeáveis. Mesmo assim, esses métodos são de grande valia por ilustrarem condições observadas no campo durante a perfuração do poço de maneira a identificar regiões sobrepressurizadas e evitar possíveis acidentes.

Na etapa pós-perfuração, os dados obtidos são utilizados para alimentar a base de dados operacional em retroanálises, de forma a calibrar a modelagem numérica e estimar as propriedades para projetos de estabilidade de poços de petróleo.

Mesmo atenuando os parâmetros de perfuração, o expoente d ainda sofre a influência do peso do fluido de perfuração. Assim sendo, foi proposta uma reformulação do conceito por Rehm e McClendon (1971)

chamada de expoente d corrigido com objetivo de eliminar essa interferência.

$$d_c = d \times \frac{G_N}{ECD} \quad (31)$$

Onde,

d_c = expoente d corrigido;

d = expoente d;

G_N = gradiente de pressão normal da área;

ECD = densidade equivalente de circulação.

Além disso, uma vez trabalhando apenas com o expoente d e o DEMSE é importante destacar a limitação dos valores de ROP observados devido às práticas operacionais. Assim, os métodos com base em perfis elétricos estão sujeitos a menos fatores de influência.

A fórmula do expoente d é empírica, principalmente no que se refere ao peso do fluido de perfuração. Mouchet e Mitchel (1989) citam que a partir da experiência, essa correção é eficaz. No entanto, nos casos de ΔP elevado, d_c cai bruscamente e a sua variação acaba tornando-se quase imperceptível. Dessa maneira, não é recomendada a sua utilização nessas situações.

Um outro aspecto a ser destacado é o tipo da broca utilizada, que influencia diretamente na tendência do expoente d. Na medida em que o diâmetro da broca aumenta, é identificado um crescimento gradual de d_c . Esse efeito pode ser identificado e facilmente corrigido durante a interpretação dos dados. Os pormenores dessa operação não serão abordados nesse trabalho, mas estão descritos em Mouchet e Mitchel (1989).

Uma das vantagens desse método é que ele reflete a pressão de poros próxima ao fundo do poço. Ademais, ele pode ser usado mesmo em casos em que não há dados obtidos através do LWD.

Com base nas vantagens e limitações citadas, é possível concluir que é de um aproximador em caso da impossibilidade de aplicação dos demais métodos. Ou mais um método a ser utilizado em conjunto, mas está mais sujeito a erros de previsão que os demais.

O método DEMSE também possui vantagens e restrições. Dentre elas, é possível citar erros nas medidas do torque provocados por vibrações torcionais e atrito na parede do poço, que influenciam diretamente no cálculo de MSE e por consequência, no cálculo da pressão de poros. Contudo, somente o torque medido no fundo do poço e o peso da broca também no fundo do poço refletem realmente a energia gasta pela broca para cortar a rocha.

Um outro aspecto que pode ser levantado é com relação ao desgaste sofrido pela broca durante a perfuração. À medida que a broca perfura ou os cortadores apresentam desgaste, o peso sob a broca (PSB) geralmente aumenta. Além disso, a velocidade de rotação é diretamente influenciada pelo tipo de formação geológica. No caso das formações oriundas por exemplo de rochas argilosas, um aumento na velocidade de rotação ocasiona um aumento proporcional na velocidade de penetração. Já nos casos dos arenitos, é possível que ocorra o oposto.

4. ESTUDO DE CASO

Essa seção aborda uma série de estimativas através de estudos de caso reais de pressão de poros usando a metodologia convencional de Eaton e Bowers e por meio dos parâmetros de perfuração do expoente d e DEMSE. Nela também são discutidas as mudanças de comportamento e os parâmetros de maneira crítica.

Para a realização deste estudo, foram recebidos dados de casos reais de poços de petróleo fornecidos pela Petrobras.

Com o intuito de preservar a confidencialidade de dados, a aplicação dos métodos será realizada em poços verticais, cujos nomes fictícios são Poço A, Poço B e Poço C.

4.1 Dados técnicos disponíveis para o Poço A, Poço B e Poço C

A Tabela 4.1 apresenta as informações técnicas disponibilizadas como *input* para as estimativas dos métodos de pressão de poros aplicados nos Poços A, B e C.

Tabela 4.1: Informações técnicas recebidas para os Poços A, B e C

Dados disponíveis	Poço A	Poço B	Poço C
Profundidade vertical	X	X	X
Profundidade medida	X	X	X
Litologia	X	X	X
Perfil dtc	X	X	ND
Peso de fluido	X	ND	ND
Testes de pressão	ND	X	ND
Tensão total vertical	X	X	ND
ϕ	ND	ND	X
θ	ND	ND	X
WOB	X	ND	X
RPM	X	ND	X
ECD	X	ND	X
ROP	ND	ND	X
d_{bit}	X	ND	X
UCS	ND	ND	X
Torque	ND	ND	X

ND – Não Disponíveis

Para o Poço A que dispunha dos dados de profundidade vertical e medida, litologia, perfil dtc, peso do fluido e tensão total vertical, foi possível aplicar o Método de Eaton considerando inicialmente o expoente “n” como 3 e o Método de Bowers, usando $A=14,2$ e $B=0,724$ como parâmetros iniciais. Posteriormente, foi dado na calibração do poço, conforme recomendado por Reyna (2007).

No caso do Poço B, também foi possível aplicar o Método de Eaton e o Método de Bowers usando os mesmos valores mencionados para o Poço A, tendo em vista a disponibilidade dos dados de profundidade vertical e medida, litologia, perfil dtc, testes de pressão e tensão total vertical.

Finalmente, para o Poço C foram recebidos os dados de profundidade vertical e medida, litologia, porosidade, ângulo de atrito, peso sob a broca, rotação por minuto, densidade equivalente de circulação, taxa de penetração, diâmetro da broca, resistência à compressão simples e torque e com base neles, foi possível realizar a estimativa de pressão de poros através do expoente d e do Método DEMSE.

Dados adicionais, como medidas diretas em todos os poços, auxiliariam na calibração da curva de pressão de poros durante a retroanálise e a análise do aspecto dos cascalhos através de fotografias e volume ajudariam a identificar se o peso de lama poderia estar insuficiente durante a perfuração em formação argilosa. Além disso, o BDP também seria útil na identificação de zonas de sobrepressão, com relatos importantes sobre o que ocorreu durante a etapa de perfuração, se por exemplo ocorreu o índice de gás que pode estar fluindo da formação para dentro do poço.

4.2 Poço A – Método de Eaton

O Poço A pertencente ao pós-sal e a sua litologia é composta majoritariamente por argilitos (ARG) e folhelhos (FLH) com intercalações

de arenitos (ARN) e no trecho final, a presença de marga (MRG), quatro grupos litológicos característicos de bacias petrolíferas.

a) Estimativa da pressão de poros

Para estimar o gradiente de pressão de poros antes da etapa de perfuração, foi utilizado o Método de Eaton considerando o $n=3$, conforme descrito no Capítulo 3.1. A Figura 4.1 ilustra o resultado estimado.

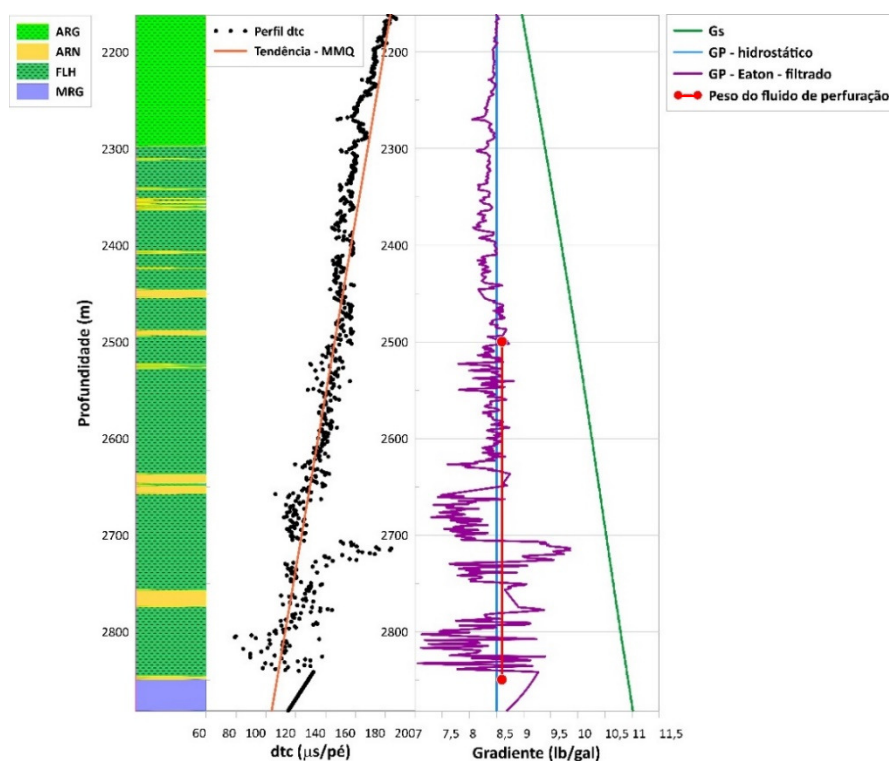


Figura 4.1:Resumo gráfico estimado para o Poço A com a utilização do Método de Eaton e ilustrando o gradiente de sobrecarga (Gs), o gradiente de pressão de poros hidrostático (Gp - hidrostático), o gradiente de Eaton filtrado (GP- Eaton-filtrado) e peso de fluido

É notório um decréscimo no gráfico do perfil dtc até a profundidade de 2700 m, isto representa um equilíbrio entre o escape de fluido da rocha à medida que o soterramento avança. No trecho em questão, observa-se que o gradiente de pressão estimado através do Método de Eaton (em roxo) apresenta oscilações próximas ao gradiente hidrostático calculado (em azul) até a mesma profundidade de 2700 m, o que corrobora com a ocorrência do mecanismo de compactação normal.

Também é possível notar que o peso de fluido de perfuração apresentado entre 2500 m e 2850 m se manteve constante e igual 8,6 lb/gal.

Na medida em que a profundidade avança principalmente a partir de 2700 m, é possível verificar a ocorrência de alguns picos no gráfico do perfil dtc, que podem indicar o desequilíbrio entre o escape de fluido do interior da rocha com o acréscimo de sobrecarga, caracterizando uma zona de compactação anormal, conforme explicado no subcapítulo 2.3.1. Tal conclusão também pode ser observada a partir da análise do gradiente, que alcança entorno de 9,8 lb/gal entre 2700 m e 2750 m de profundidade e na medida em que a profundidade ultrapassa 2700 m, o gradiente praticamente se mantém superior ao hidrostático.

Igualmente é importante observar que o gradiente de sobrecarga apresenta um crescimento constante com a profundidade. Assim, através das variações apresentadas pelo perfil dtc é possível estimar o gradiente de pressão de poros e, por conseguinte, entender o comportamento de compactação apresentado.

Para realizar a estimativa, os dados de dtc foram filtrados considerando as litologias de baixa permeabilidade (argilito, folhelho e marga) e posteriormente, a tendência é traçada através do método dos mínimos quadrados (MMQ). Posteriormente, calcula-se o gradiente de sobrecarga (G_s) em verde, o gradiente de pressão hidrostático (G_p -hidrostático) em azul e o gradiente de pressão de Eaton filtrado (G_p -Eaton-filtrado) em roxo. De forma a traçar um comparativo entre a estimativa prévia e a etapa de perfuração, os gradientes são plotados junto com os resultados do gradiente do peso do fluido de perfuração utilizado, representado pelos pontos em vermelho.

Em suma, o resultado do gradiente de pressão de poros estimado através do Método de Eaton é bem próximo aos valores de peso de fluido de perfuração registrados entre 2500 m e 2700 m. A partir de 2700 m de profundidade, nota-se diversos picos de sobrepressão que ultrapassam o peso de fluido, alcançando até 9,8 lb/gal. Nesse sentido, onde há camadas

permeáveis como o arenito, podem ocorrer *kicks*, uma vez que o fluido de perfuração aparenta não estar dimensionado adequadamente.

Por volta de 2850 m, é possível identificar um desvio na tendência através de uma linha reta, caracterizando um comportamento suspeito do perfil dtc. Tal desvio pode estar associado a ruídos durante a perfilagem como por exemplo, possíveis irregularidades das paredes do poço, influência do fluido de perfuração, entre outros.

b) Análise de sensibilidade do expoente sônico de Eaton

Foi elaborada uma análise de sensibilidade do expoente sônico do método de Eaton, variando entre 2 e 4, com o objetivo de avaliar o comportamento das estimativas do gradiente de pressão de poros, conforme apresentado na Figura 4.2.

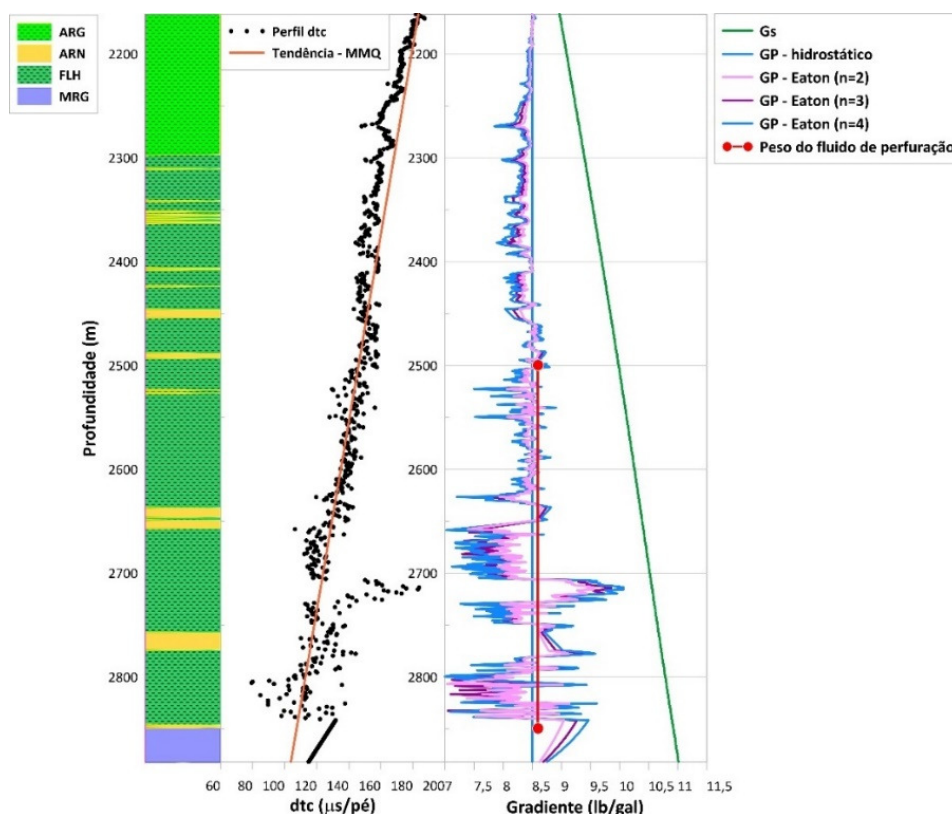


Figura 4.2: Análise de sensibilidade do expoente sônico de Eaton para o Poço A

Como resultado, nota-se que conforme o expoente aumenta, o gradiente de pressão de poros também cresce em módulo, alcançando aproximadamente os valores de 9,6 lb/gal quando $n=2$ (em rosa), 9,8 lb/gal quando $n=3$ (em roxo) e 10 lb/gal quando $n=4$ (em azul).

Uma outra possibilidade para realizar a análise de sensibilidade, seria traçar outras linhas de tendência para o perfil dtc, uma vez que o traçado adotado pelo analista responsável acaba sendo subjetivo e impacta diretamente na estimativa de pressão de poros usando o Método de Eaton. No entanto, para este trabalho, foi considerada somente a linha de tendência estimada pelo MMQ, uma vez que ele foi desenvolvido sem um software específico de pressão de poros, somente utilizando o Excel e o Grapher.

No caso de poços que apresentam discordâncias geológicas ao longo da profundidade, é possível adotar quebrar a linha de tendência afim de encontrar um cenário de calibração representativo.

c) Calibração da curva do gradiente de pressão de poros

Uma vez realizada a estimativa do gradiente de pressão de poros (Figura 4.2), foi iniciada a etapa de calibração da curva. O cenário ideal para esta etapa seria ter pelo menos alguns dados de testes de pressão realizados ao longo da profundidade.

Na prática durante a perfuração dos poços, os valores estimados a priori abaixo do gradiente hidrostático (em azul), muitas vezes se apresentam como o próprio gradiente hidrostático. Tais desvios no perfil dtc podem estar associados a litologia e a incertezas nos registros de porosidade devido a erros no perfil dtc. Sendo assim, foram adotados na etapa de calibração os valores de GP-hidrostático como os mínimos e $n=3$ para o expoente de Eaton, conforme a Figura 4.3.

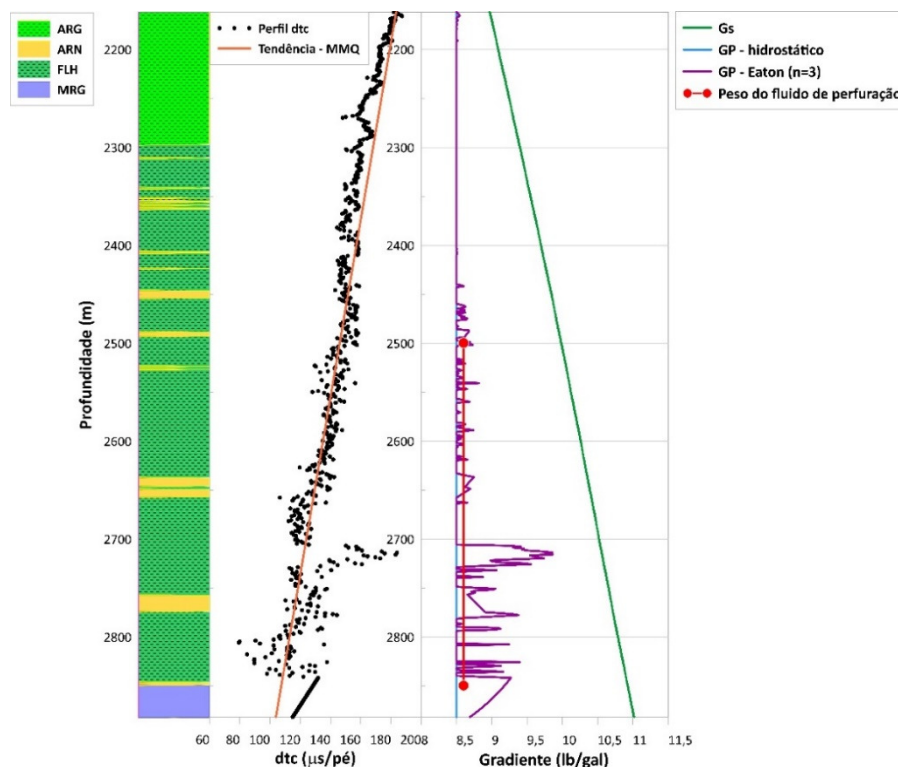


Figura 4.3: Calibração do gradiente de pressão de poros usando o Método de Eaton

4.3 Poço A – Método Bowers (1995)

O primeiro passo para aplicação do Método de Bowers é identificar a $V_{m\acute{a}x}$, isto é, o ponto imediatamente anterior a zona de reversão conforme exposto na Figura 4.4. Portanto, o método de Bowers pode ser dividido em caso a) zona de carregamento e b) zona de descarregamento, conforme previamente apresentado no Capítulo 3.2.

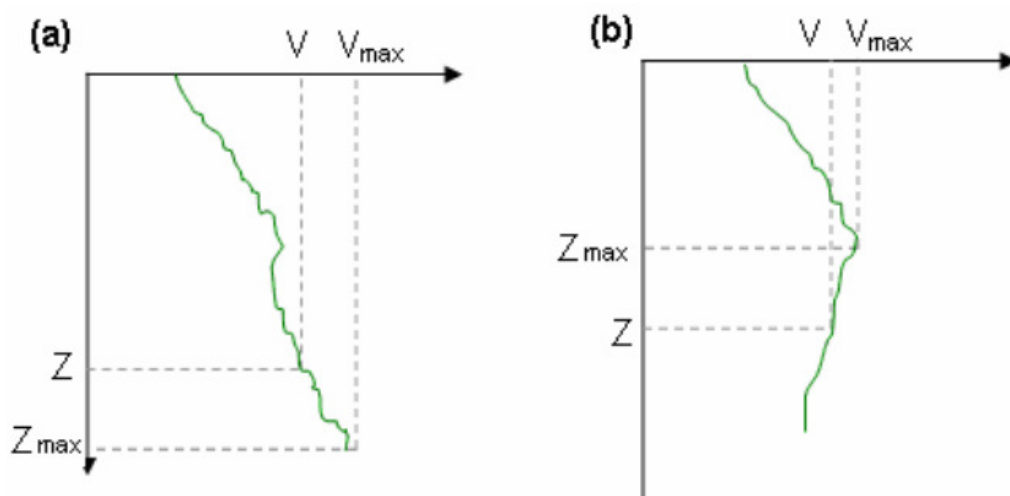


Figura 4.4: Exemplo do Método de Bowers utilizando registros de velocidade intervalares. a) sem alívio das tensões efetivas e b) com descarregamento das tensões efetivas. (Reyna, 2007)

Há duas possibilidades para o fator de descarga U . A primeira hipótese é considerar U próximo a 1 ou $U=1$ em toda profundidade do poço por causa dos pequenos incrementos de dt_c e como segunda opção, assumir que a subcompactação atua até a profundidade da Figura 4.4a), seguida da expansão de fluidos na Figura 4.4b).

Além disso, Bowers (1995) menciona que a estimativa do gradiente de pressão é bastante sensível ao parâmetro B . Sendo assim, a Figura 4.5 ilustra o fluxograma do que foi desenvolvido neste trabalho.

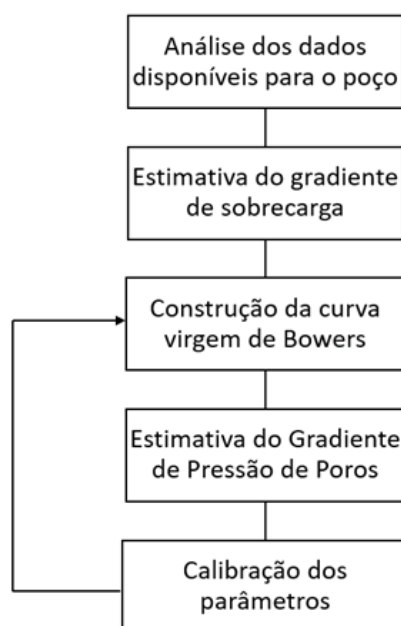


Figura 4.5: Fluxograma seguido para a estimativa do gradiente de pressão de poros

O mesmo Poço A abordado no subcapítulo 4.2 foi usado nesta seção de forma filtrada para tornar viável a aplicação do Método de Bowers e a tendência do perfil V_p foi traçada através do MMQ (em laranja), conforme ilustrado na Figura 4.6

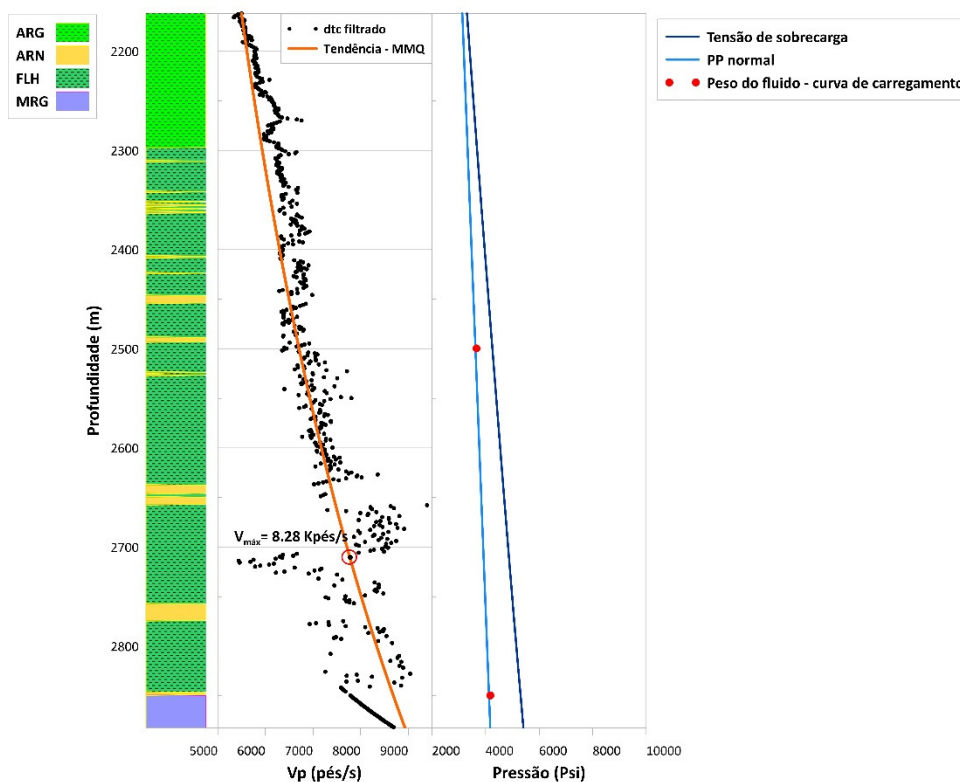


Figura 4.6: Estudo de caso do Poço A com aplicação do Método de Bowers

Neste caso, foi usado um filtro de litologias argilosas nos dados de dtc, a título de exemplo, foi considerada $V_{m\acute{a}x} = 8,28 \text{ Kpés/s}$. Posteriormente, as estimativas foram feitas usando as Equações 3.3 e 3.4.

a) Estimativa da pressão de poros

Nesta estimativa, considerou-se $A=14,2$ e $B=0,724$ como os valores para os parâmetros de calibração das curvas de velocidade x tensão efetiva, conforme recomendado em Reyna (2007). Além disso, neste trabalho foi considerado $U=1$ em todo trecho por se tratar de pequenos incrementos de dtc em trechos localizados.

Nota-se que no caso ilustrado na Figura 4.6, não é exibida uma zona de reversão notória no perfil dtc. As variações captadas no perfil de tempo de trânsito compressional podem ser oriundas das variações de porosidade

das rochas, uma vez que o aumento da porosidade reduz a velocidade do som na rocha e consequentemente, aumenta o dtc neste dado intervalo.

A Figura 4.7 ilustra o estudo de caso, onde a estimativa do gradiente de pressão de poros é realizada por meio do Método de Bowers (GP-Bowers). Nela, observa-se que o perfil GP apresenta oscilações constante em sua maioria inferiores ao gradiente de pressão hidrostático. Apenas por volta da profundidade 2703 m, ocorre um hipotético descarregamento e como consequência, um aumento no GP que alcança aproximadamente 10,7 lb/gal, caracterizando uma zona de sobrepressão

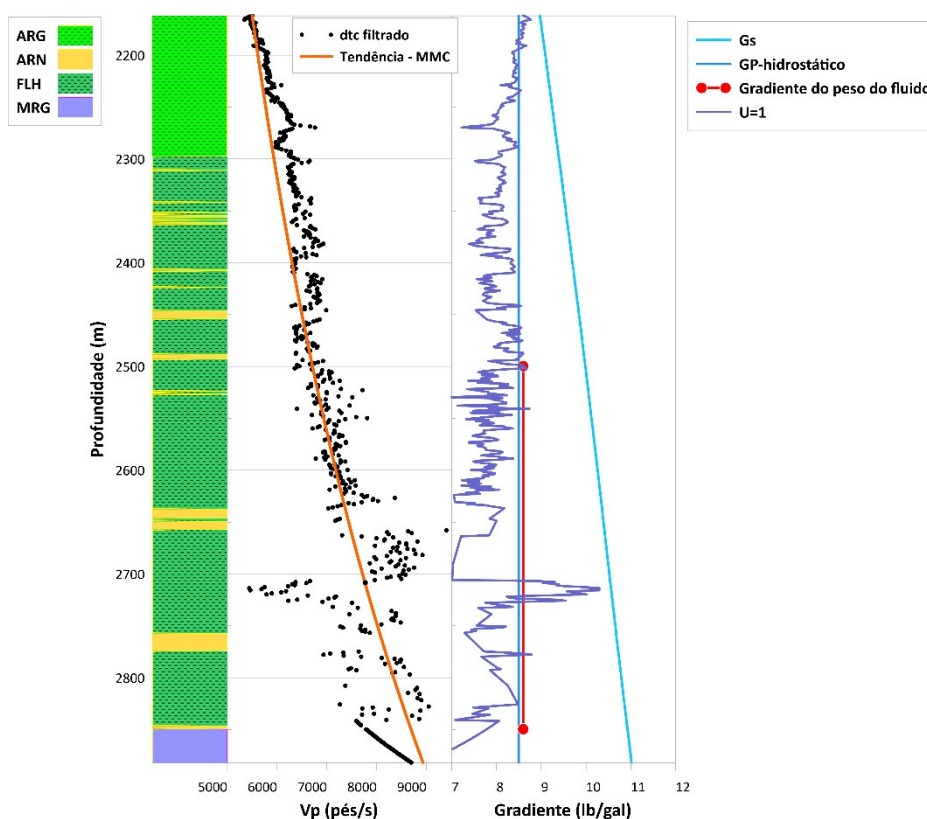


Figura 4.7: Resumo gráfico estimado para o Poço A com a utilização do Método de Bowers e parâmetros calibrados para o Golfo do México

Neste intervalo, os picos de sobrepressão se aproximam do gradiente de sobrecarga, levando a tensão efetiva a valores reduzidos. Isto significa que é necessário ter muito cuidado na fase de perfuração neste trecho, dimensionando apropriadamente o fluido de perfuração, para evitar *kicks* ou até mesmo um *blowout*.

Após este intervalo de maior amplitude apresentado, aparentemente o perfil retornou para uma zona de carregamento. Portanto, o que pode ser

observado na Figura 4.4, é que o G_P segue majoritariamente a tendência de picos abaixo do gradiente hidrostático novamente.

Nota-se que comparando os cenários obtidos no Caso 4.2 e no Caso 4.3, na região imediatamente posterior à profundidade 2700 m, ambos os métodos (Eaton e Bowers) identificam um pico de sobrepressão gerado. No entanto, o gradiente estimado através do Método de Eaton alcança um valor próximo a 10 lb/gal, enquanto no segundo caso, este valor alcança 10,6 lb/gal.

Para confirmar e ter uma ordem de grandeza na sensibilidade destas estimativas, o ideal seria ter disponíveis dados de testes de pressão próximos a estes pontos. Infelizmente como não foi possível, o ideal é acompanhar essas estimativas em tempo real durante a perfuração do poço para verificar se são confirmadas e relatar os desvios no BDP.

Na medida em que são obtidos dados de poços de perfuração em uma determinada região, estes *inputs* servirão para alimentar o acervo técnico da empresa e a partir desse conjunto de informações, são realizadas retroanálises para calibração do modelo e aferição de novas descobertas.

b) Análise de sensibilidade dos parâmetros A, B e U

Analogamente ao apresentado no subcapítulo 4.1, foi elaborada uma análise de sensibilidade dos parâmetros A e B de Bowers e do fator de descarga U de forma a avaliar as variações dos gradientes de pressão de poros estimados.

Nestas estimativas, o parâmetro A variou entre 10% e 30% do seu valor inicial ($A=14,2$), isto é, $A=15,62$; $A=17,04$ e $A=18,46$ (Figura 4.8) enquanto B permaneceu constante e igual 0,724. Posteriormente, o parâmetro B foi considerado como $B=0,79$; $B=0,86$ e $B=0,94$; enquanto o parâmetro A permaneceu igual a 14,2 (Figura 4.9).

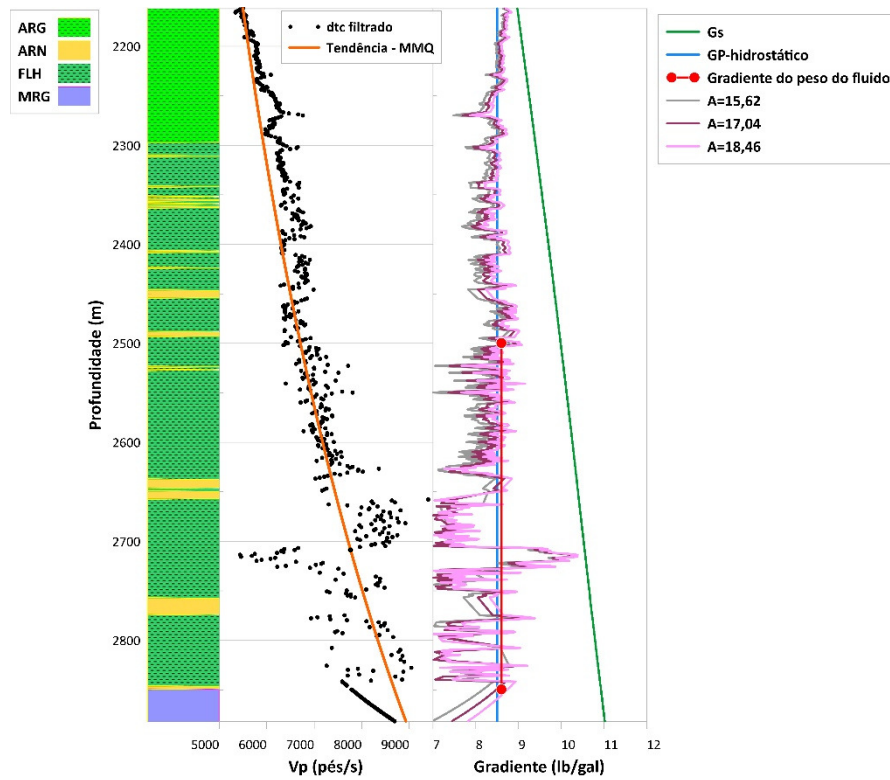


Figura 4.8: Análise de sensibilidade do parâmetro A do Método de Bowers para o Poço A

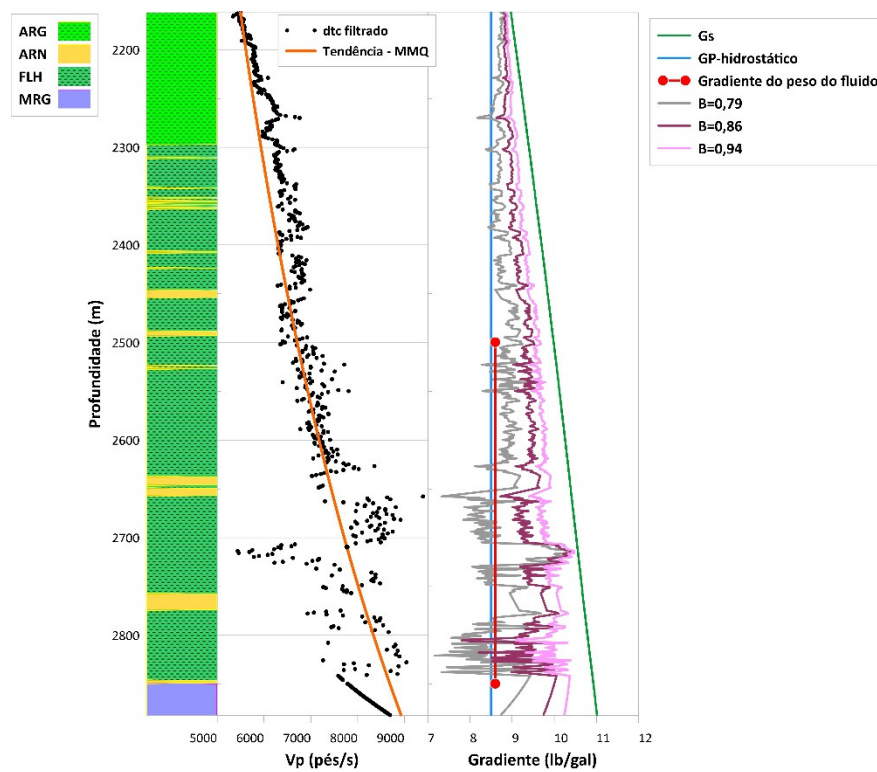


Figura 4.9: Análise de sensibilidade do parâmetro B do Método de Bowers para o Poço A

Com base nos resultados da Figura 4.8 e da Figura 4.9, é possível notar que o método de Bowers é muito sensível ao parâmetro B. Por outro lado, o parâmetro A é usado para melhorar as calibrações dos resultados em maiores profundidades (Bowers, 2006).

Para avaliar o descarregamento, foi considerado U variando entre 1 e 4 utilizando os parâmetros originais indicados por Bowers ($A=14,2$ e $B=0,724$), conforme Figura 4.10.

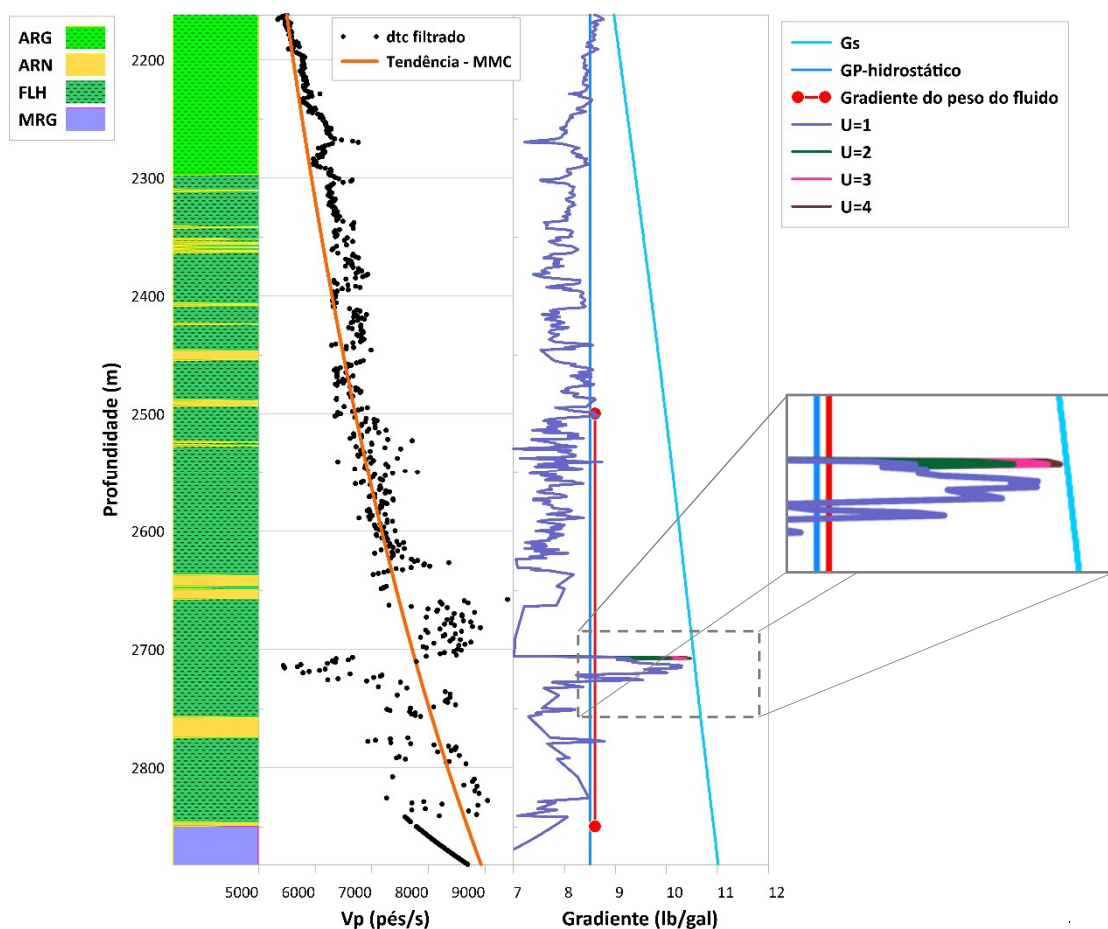


Figura 4.10: Análise de sensibilidade ao fator de descarregamento U de Bowers para o Poço A

Haja vista essa variação, quando $U=4$ (em marrom), o gradiente de pressão de poros alcança o gradiente de sobrecarga, indicando um ponto onde a tensão efetiva tenderia a zero. Por outro lado, a maior taxa de crescimento ocorre entre a transição de $U=1$ (lilás) e $U=2$ (verde).

c) Calibração da curva do gradiente de pressão de poros

Para a etapa de calibração do GP por Bowers, como não há dados de pressão medidos disponíveis, foi feita uma análise crítica entre a estimativa pelo Método de Eaton com $n=3$ e os estudos de sensibilidade do Método de Bowers, abordados nas Figuras 4.8 e 4.9.

A Figura 4.11 ilustra o resultado estimado pelo Método de Bowers usando $A=17,04$, $B=0,724$ e $U=1$ para a calibração. Analogamente ao subcapítulo 4.2, também foi considerado o gradiente de pressão de poros hidrostático como valor mínimo nesta etapa.

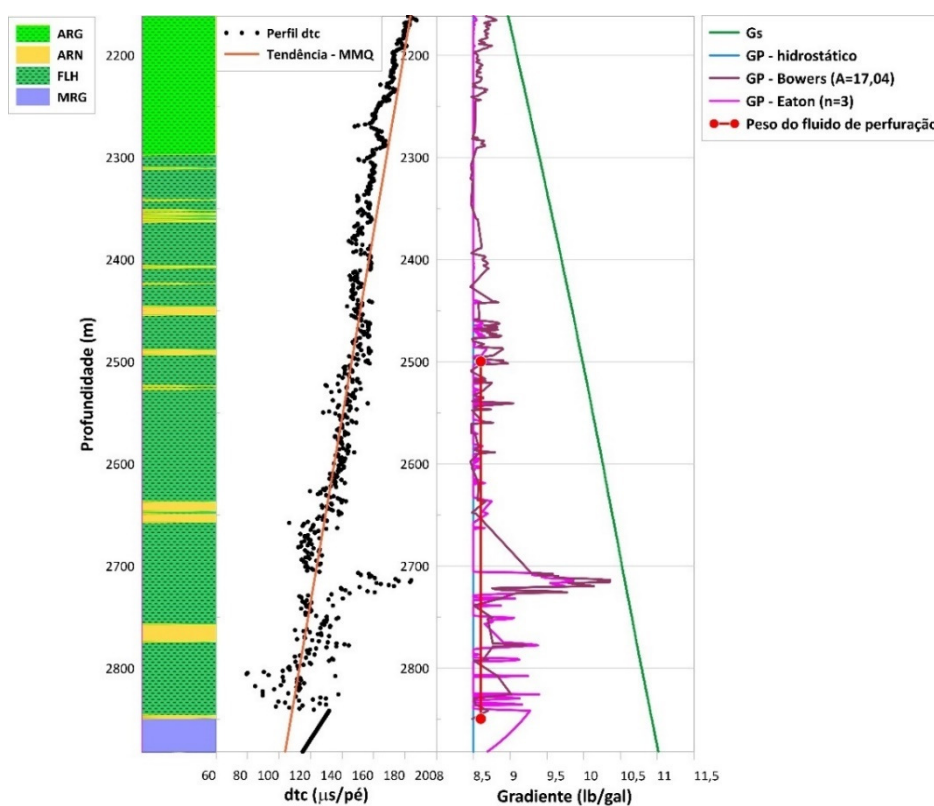


Figura 4.11: Estimativas do gradiente de pressão de poros pelo Método de Eaton ($n=3$) e pelo Método de Bowers ($A=17,04$ e $B=0,724$)

Nota-se que o método de Bowers apresenta mais ruídos que o método de Eaton, indicando mais regiões possíveis de apresentar excesso de pressão de poros. No entanto, a partir de 2460 m aproximadamente, a tendência de aparecimento e formato dos picos converge. Sendo assim, ambos os métodos indicam regiões de sobrepressão, onde a maior delas é identificada próximo à profundidade de 2700 m variando entre 9,8 lb/gal até 10,4 lb/gal. Dados obtidos do BDP, a análise detalhada do aspecto dos

cascalhos e até mesmo os testes de pressão, auxiliariam na identificação e confirmação da existência dessa zona para realização de ajustes nas estimativas.

4.4 Poço B – Método de Eaton

O Poço B apresenta litologia composta por areia (ARE), arenito (ARN), basalto (BAS), folhelho (FLH), marga (MAR), diamictito (DMT), *mudstone* (MDS) e rocha vulcânica (VLC). Para estimar o gradiente de pressão de poros, foi considerado o perfil dtc com a sua respectiva tendência calculada a partir do Método dos Mínimos Quadrados (MMQ).

a) Estimativa da pressão de poros

Para estimar o gradiente de pressão de poros antes da etapa de perfuração, foi utilizado o Método de Eaton considerando o $n=3$, conforme descrito no Capítulo 3.1 (Figura 4.12).

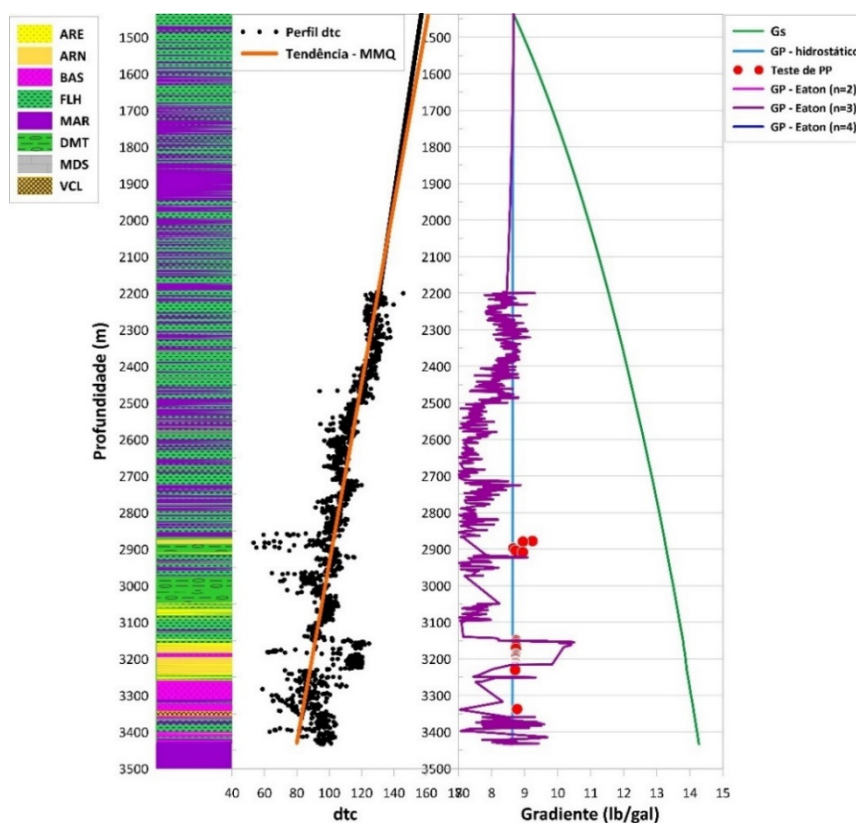


Figura 4.12: Resumo gráfico estimado para o Poço B com a utilização do Método de Eaton

Observa-se que o perfil *dtc* diminui de maneira praticamente linear até próximo a profundidade de 2200 m, onde há predominância de marga e folhelho na litologia. Em paralelo, o gráfico de gradiente de pressão de Eaton filtrado (roxo) que coincidia com o gradiente hidrostático até por volta de 2000 m, apresenta diversos picos de variação de valores ao longo da extensão do poço.

A partir da profundidade de 2200m, constata-se variações no gráfico do perfil *dtc*, onde provavelmente está localizada a PRF, seguida da zona de desequilíbrio de compactação. No que tange ao gradiente de poropressão, o valor diminui até próximo a 7 lb/gal na profundidade de 2500m chegando a um valor superior a 10,5 lb/gal (sobrepessão) por volta de 3175m.

Além do mais, é importante observar que analogamente ao caso do Poço A, o gradiente de sobrecarga do Poço B também apresenta um crescimento constante com a profundidade. Assim, através das variações apresentadas pelo perfil *dtc* foi possível estimar o gradiente de pressão de poros e, por conseguinte, entender o comportamento de compactação apresentado.

Nesse caso, as litologias de baixa permeabilidade consideradas foram os folhelhos e margas e analogamente, foi feita a estimativa através da tendência traçada a partir do MMQ. Como comparativo entre a estimativa prévia e a etapa de perfuração, os gradientes são plotados junto com os resultados do gradiente dos testes de pressão, representados pelos pontos em vermelho.

Tendo em vista que os testes de pressão são feitos em litologias permeáveis, no estudo de caso do Poço B, eles foram feitos em arenitos. Sendo assim, para elaborar a Tabela 4.2, foram usados os valores do gradiente de pressão de poros estimados pelo método de Eaton filtrado, calculados usando a interpolação e os testes de pressão. Dessa forma, é possível mensurar a diferença em módulo entre esses resultados.

Tabela 4.2: Resultados de gradiente de pressão de poros estimados através do método de Eaton e dos testes de pressão no poço B

PV (m)	GP – Eaton – filtrado (lb/gal)	Testes de pressão (lb/gal)	Módulo da diferença entre os resultados de pressão (%)
2877.7	7.28	9.23	21,15 %
2879.4	7.30	8.94	18,32%
2897.9	7.57	8.65	12,52 %
2903.9	7.65	8.72	12,23 %
2908	7.71	8.97	14,03 %
2908.4	7.72	8.94	13,96 %
3149.9	8.2	8.74	6,18 %
3171.5	10.15	8.73	-16,28 %
3187	10.03	8.72	-15,09 %
3190.4	10.01	8.72	-14,77 %
3190.8	10.01	8.72	- 14,81 %
3194.2	9.98	8.72	- 14,49 %
3197.5	9.96	8.72	- 14,21 %
3201.8	9.93	8.72	- 13,84 %
3206.8	9.89	8.71	- 13,55 %
3208.6	9.87	8.71	- 13,40 %
3210.5	8.86	8.72	-13,11 %
3213.9	9.84	8.71	- 12,95 %
3217.6	8.53	8.71	2,03 %
3219.1	8.46	8.71	2,87 %
3221.4	8.35	8.71	4,15 %
3223.8	8.23	8.71	5,49 %
3226.9	8,08	8.71	7,21 %
3228.7	7.81	8.71	10,33 %
3230.4	7.37	8.71	15,37 %
3337.1	6.32	8.77	27,87 %

Nota-se que os valores encontrados entre essas diferenças variam completamente ao longo da perfuração, desde resultados negativos da profundidade 3171.5 m até 3213.9 m e chegando até 27,87% em 3337.1 m.

Por volta da profundidade 3187 m, de acordo com as classificações das Tabelas 2.1 e 2.2, o valor do gradiente do teste de pressão indica uma zona de pressão normal, enquanto o valor estimado pelo Método de Eaton sugere uma zona de sobrepressão. É necessário ter cautela para não usar um fluido de perfuração superdimensionado, podendo provocar a abertura

de fraturas na formação e consequentemente, o escape de fluido durante a perfuração.

b) Análise de sensibilidade do expoente sônico de Eaton

De maneira análoga ao caso anterior, elaborou-se também uma análise de sensibilidade para o expoente sônico de Eaton, variando de 2 até 4 (Figura 4.13).

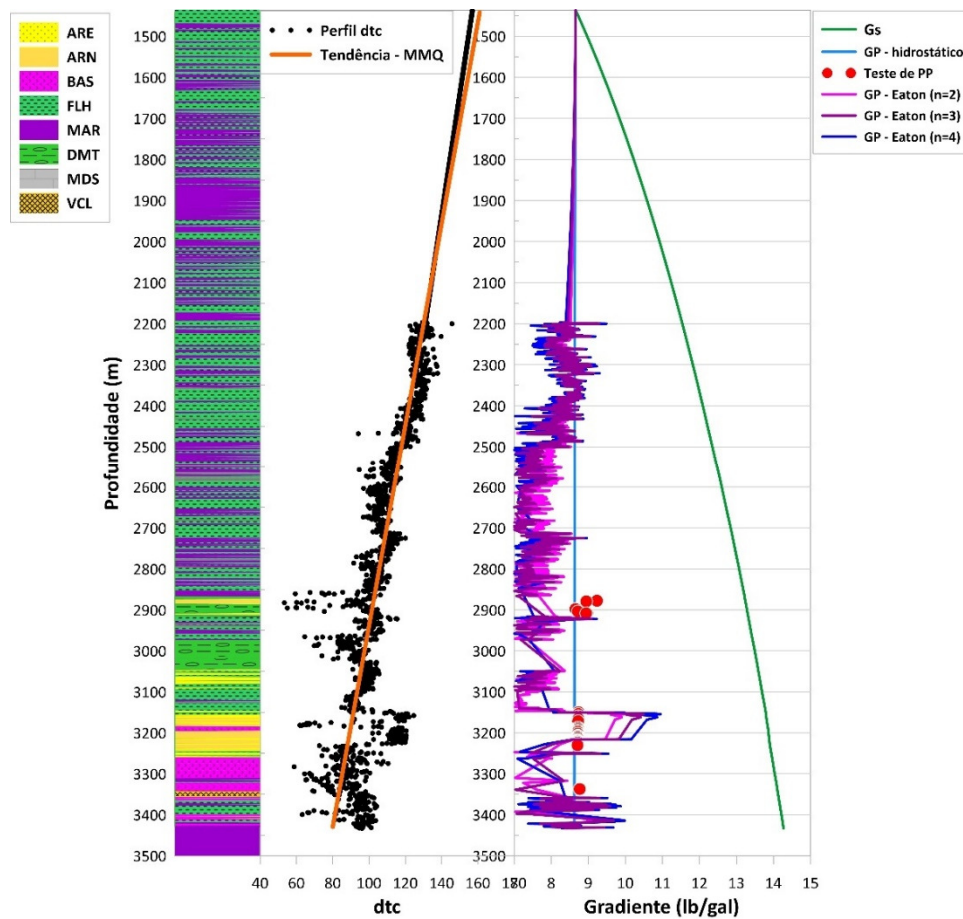


Figura 4.13: Análise de sensibilidade do parâmetro sônico de Eaton

No caso do Poço B, há disponibilidade de dados de pressão medidos ao longo da perfuração, o que auxiliará na fase de calibração do gradiente de pressão de poros. Mediante o resultado, é possível verificar que na

medida que o expoente cresce, o gradiente de pressão também aumenta em módulo, chegando a um valor próximo a 11 lb/gal quando $n=4$.

c) Calibração da curva do gradiente de pressão de poros

Haja vista os dados dos testes de pressão, o gradiente hidrostático e as análises de sensibilidade do expoente sônico de Eaton, foi dado seguimento na etapa de calibração do gradiente de pressão de poros do Poço B (Figura 4.14).

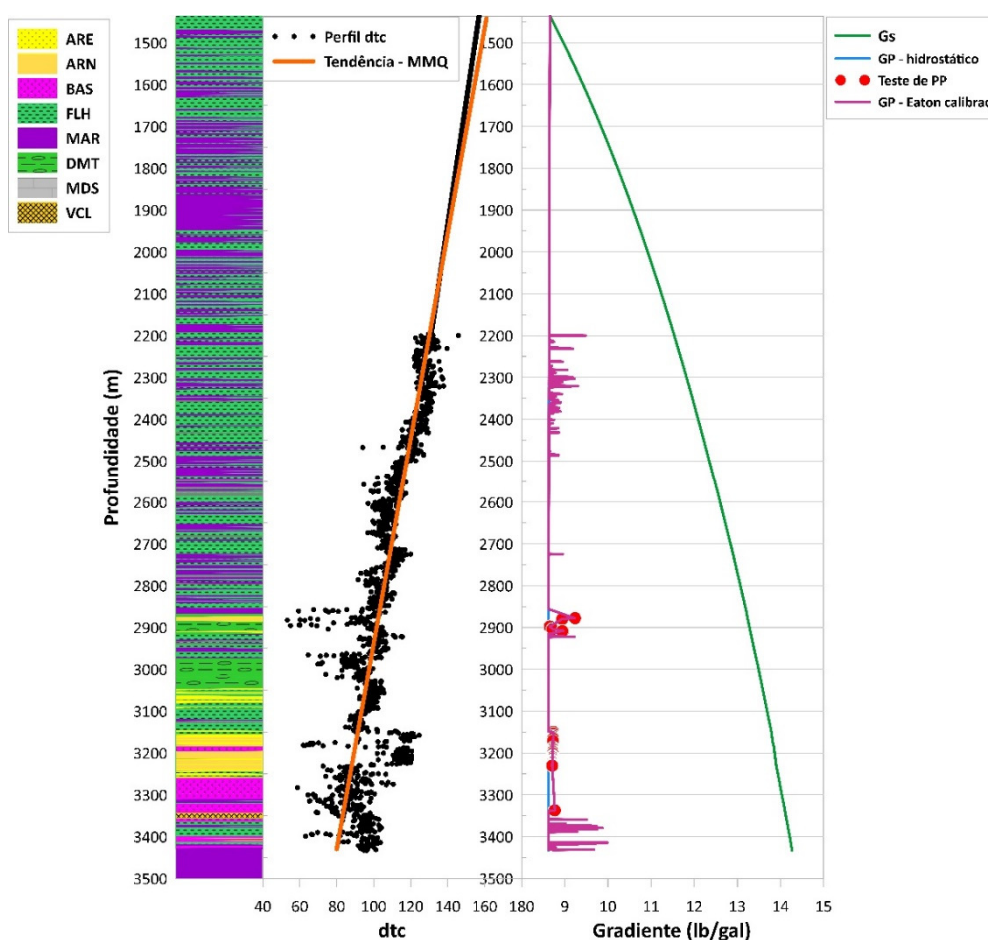


Figura 4.14: Calibração do gradiente de pressão de poros do Poço B

A utilização dos testes de pressão mostrou ser muito importante para a fase de calibração, onde foi possível identificar que por volta de 3150 m onde havia um pico de sobrepressão de quase 11 lb/gal pela estimativa prévia, na verdade era uma região que apresentou gradiente de pressão hidrostático, ou seja, não se trata de uma zona de sobrepressão. Tal

confirmação, é muito importante para o devido dimensionamento do fluido de perfuração de forma a garantir a segurança e a estabilidade do poço de petróleo.

4.5 Poço B – Método Bowers (1995)

O mesmo Poço B abordado no subcapítulo 4.4 foi usado nesta seção de forma filtrada para tornar viável a aplicação do Método de Bowers e a tendência foi traçada através do MMQ.

a) Estimativa da pressão de poros a partir dos parâmetros iniciais indicados por Bowers

Foram mantidas as recomendações abordadas em Reyna (2007), onde $A=14,2$ e $B=0,724$ como os valores para os parâmetros de calibração das curvas de velocidade x tensão efetiva. Ademais, U permaneceu igual a 1 durante toda a profundidade.

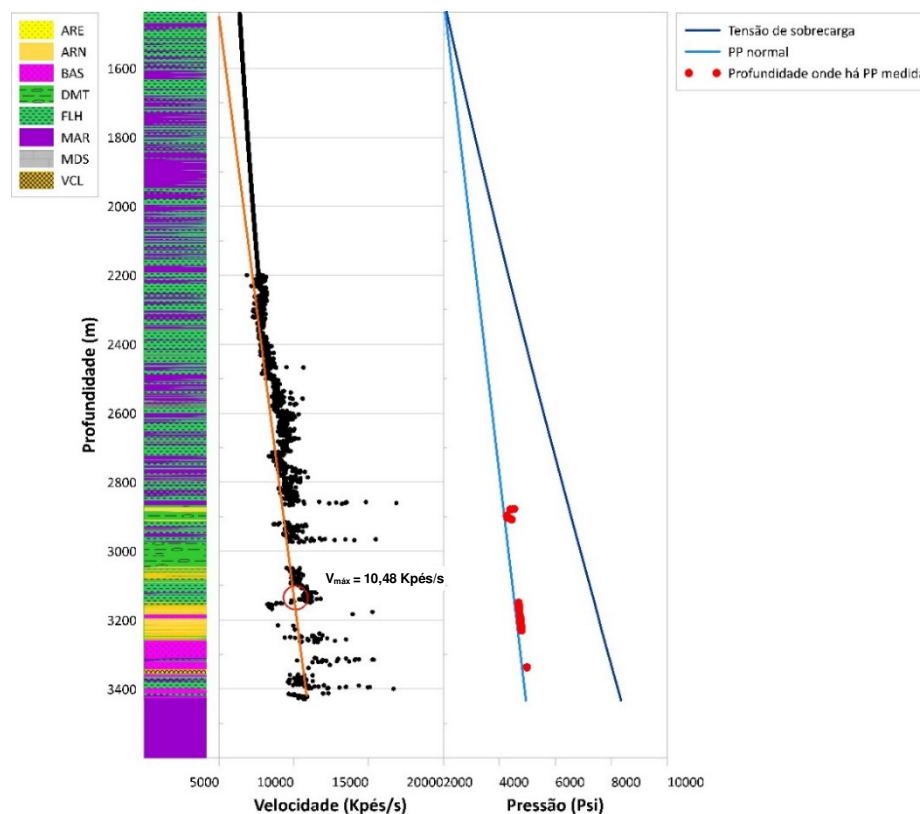


Figura 4.15: Estudo de caso do Poço B com aplicação do Método de Bowers

Similarmente ao observado no Poço A discutido no subcapítulo 4.2, foi utilizado um filtro de litologias nos dados de dtc e como exemplo, foi considerado $V_{m\acute{a}x} = 10,48 \text{ Kpés/s}$. Ressalta-se que neste caso também não é exibida uma zona de reversão clara. Portanto, as variações identificadas no perfil dtc provavelmente estão também relacionadas com a variação de porosidade nas formações em subsuperfície.

Para o Poço B, a aplicação do Método de Bowers foi realizada a título de exemplo, uma vez que os estudos de caso não eram ideais, uma vez que não há uma zona de reversão conforme apresentado na Figura 4.2.

b) Análise de sensibilidade dos parâmetros A, B e U

Neste item foi elaborada uma análise de sensibilidade dos parâmetros A e B do Método de Bowers e o fator de descarregamento U, de forma a analisar criticamente as estimativas do gradiente de pressão de poros.

Neste contexto, o parâmetro A variou entre 10% e 30% do seu valor inicial ($A=14,2$), isto é, $A=15,62$; $A=17,04$ e $A=18,46$ (Figura 4.16) enquanto B permaneceu constante e igual 0,724. Posteriormente, o parâmetro B foi considerado como $B=0,79$; $B=0,86$ e $B=0,94$; enquanto o parâmetro A permaneceu igual a 14,2 (Figura 4.17).

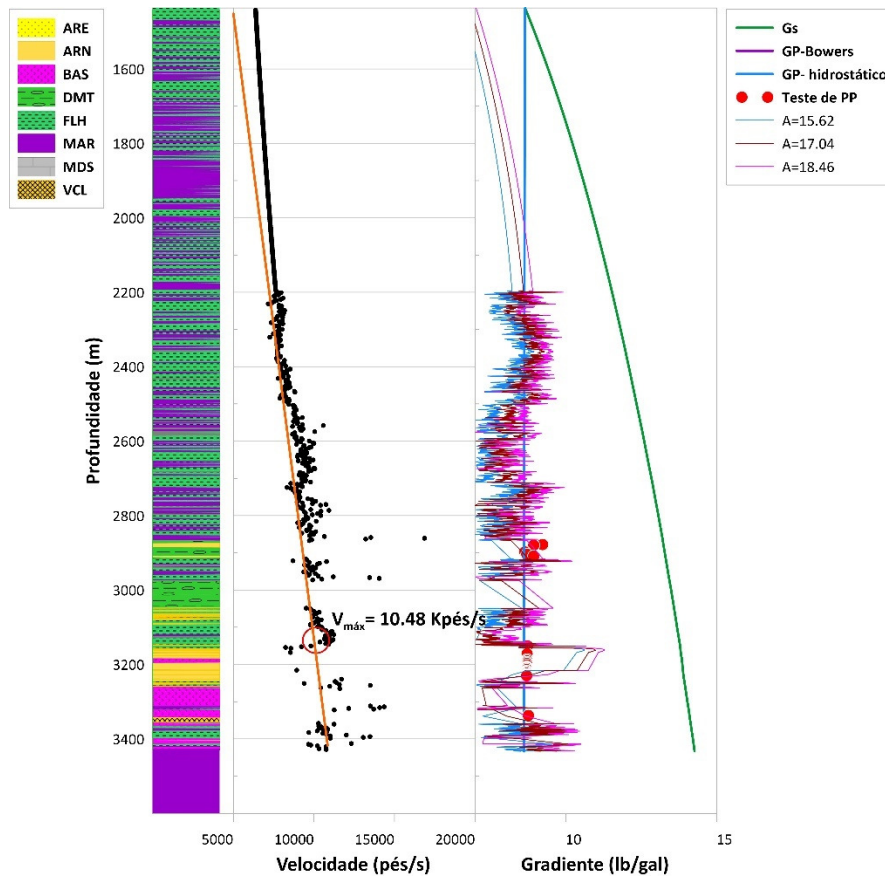


Figura 4.16: Análise de sensibilidade do parâmetro A do Método de Bowers para o Poço B

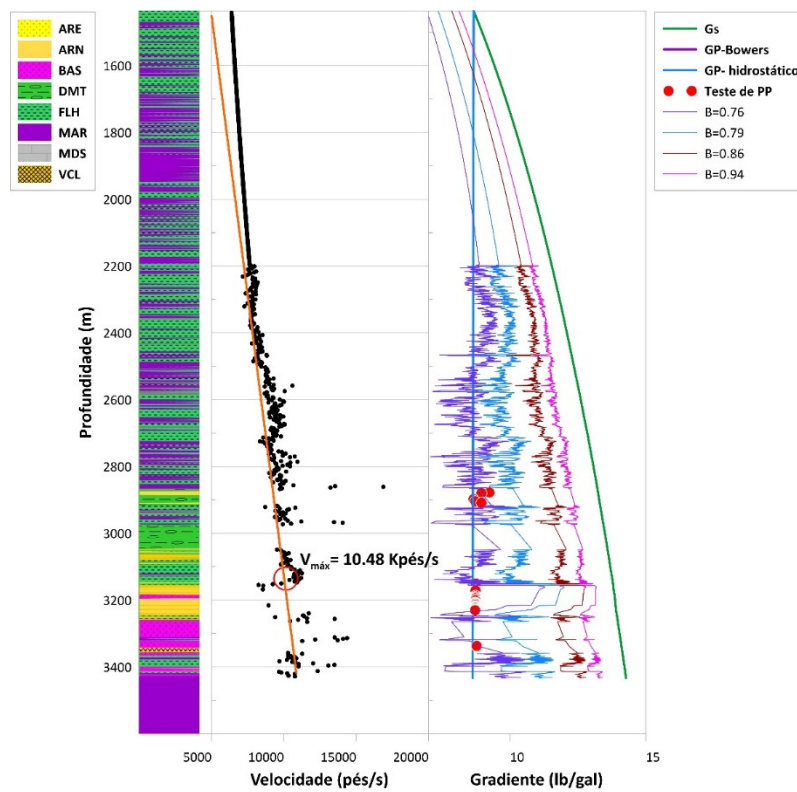


Figura 4.17: Análise de sensibilidade do parâmetro B do Método de Bowers para o Poço B

Observa-se que o parâmetro B é muito mais sensível às variações do que o parâmetro A (Bowers, 2006). Além disso, é possível notar que $A=18,46$ (30% maior do que o valor inicial) praticamente se correlaciona com $B=0,76$ (10% maior do que o valor original).

Analogamente ao realizado no caso anterior, foi elaborada uma análise de sensibilidade para avaliar o descarregamento no Poço B (Figura 4.18). Para tal, foi considerado U variando entre 1 e 3 utilizando os parâmetros originais indicados ($A=14,2$ e $B=0,72$).

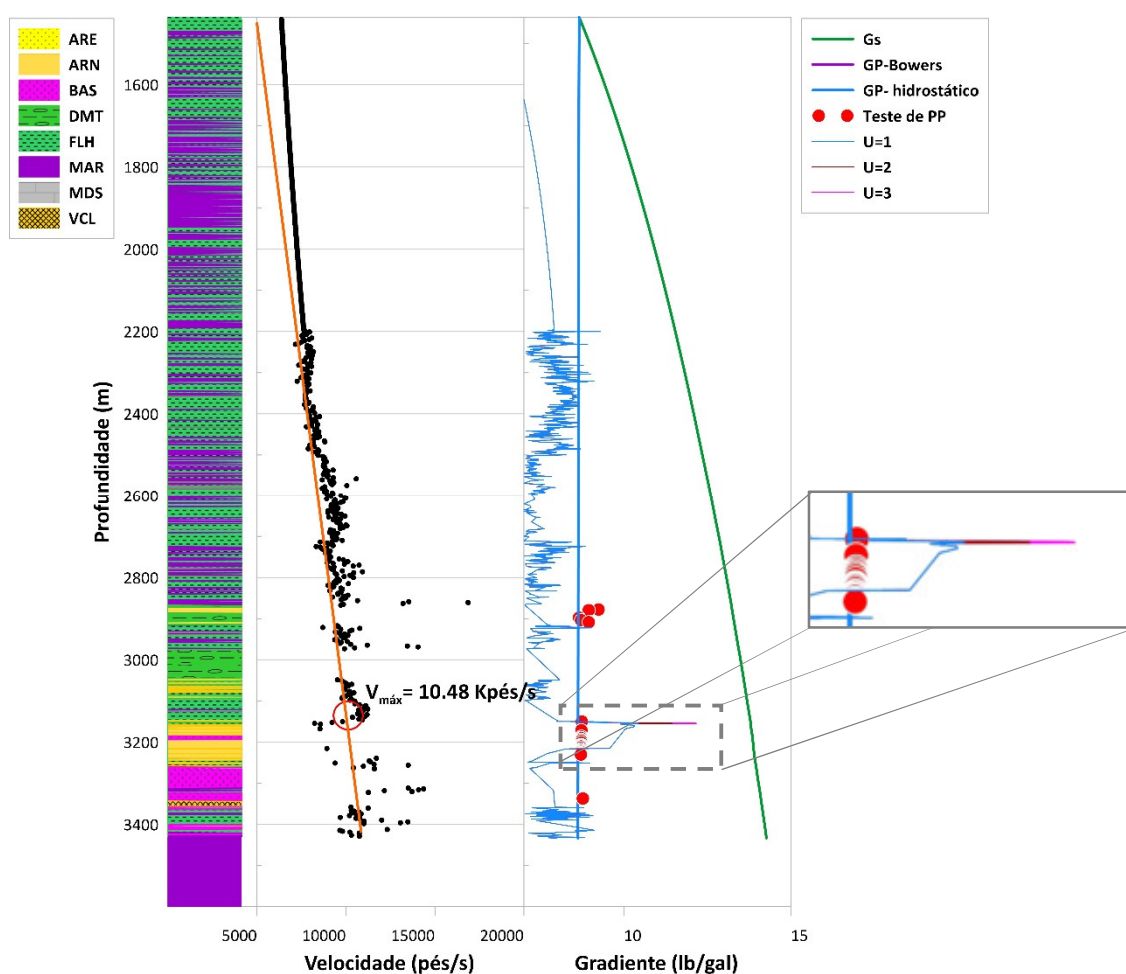


Figura 4.18: Análise de sensibilidade ao fator de descarregamento U de Bowers para o Poço A

Em virtude dos dados dos testes de pressão de poros realizados (em vermelho), foi possível confirmar que não há pico de sobrepressão na região destacada. Sendo assim, foi dado seguimento na etapa de calibração da curva do gradiente de pressão de poros para o Poço B.

c) Calibração da curva do gradiente de pressão de poros

A Figura 4.20 ilustra o cenário adotado neste estudo para representar o Poço B antes da calibração. Foi considerado $A=18,46$; $B=0,76$ e $U=1$.

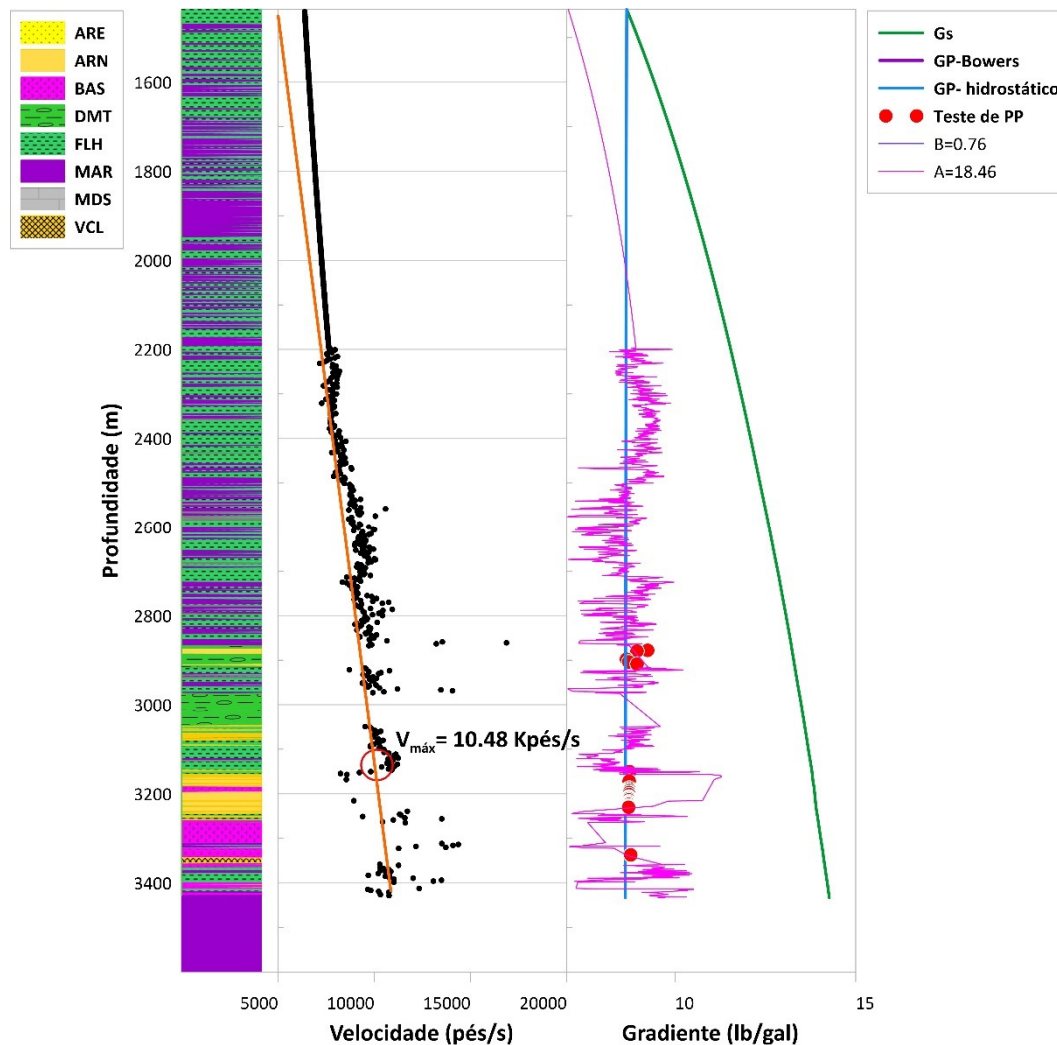


Figura 4.19: Estimativa prévia sem considerar a calibração para o Poço B

A Tabela 4.3 apresenta as diferenças identificadas entre as estimativas do gradiente de pressão de poros utilizando o método de Bowers e os testes de pressão realizados nas formações sedimentares permeáveis ao longo da perfuração, sem considerar o ajuste realizado com os pontos de pressão de poros. Tal etapa visa entender a acurácia da estimativa sem os dados de campo.

Tabela 4.3: Resultados de gradiente de pressão de poros estimados através do método de Bowers e dos gradientes de pressão do peso do fluido de perfuração no poço B

PV (m)	GP – Bowers– filtrado (lb/gal)	Testes de pressão (lb/gal)	Módulo da diferença entre os resultados de pressão (%)
2877.7	8,83	9,23	4,24%
2879.4	8,86	8,94	0,93%
2897.9	9,06	8,65	-4,69%
2903.9	9,12	8,72	-4,59%
2908	9,16	8,97	-2,16%
2908.4	9,17	8,94	-2,56%
3149.9	9,57	8,74	-8,67%
3171.5	7,28	8,73	16,59%
3187	11,03	8,72	-26,56%
3190.4	11,00	8,72	-26,18%
3190.8	10,99	8,72	-26,13%
3194.2	10,96	8,72	-25,75%
3197.5	10,93	8,72	-25,37%
3201.8	10,89	8,72	-24,89%
3206.8	10,84	8,71	-24,46%
3208.6	10,82	8,71	-24,11%
3210.5	10,80	8,72	-24,04%
3213.9	10,77	8,71	-23,51%
3217.6	10,22	8,71	-22,88%
3219.1	10,64	8,71	-22,26%
3221.4	10,57	8,71	-21,32%
3223.8	10,48	8,71	-20,34%
3226.9	10,37	8,71	-19,06%
3228.7	9,25	8,71	-6,20%
3230.4	8,96	8,71	-2,97%
3337.1	8,63	8,77	1,48%

Observa-se que antes da calibração, os dados estimados previamente divergem em módulo em quase 27% em alguns pontos. Além disso, majoritariamente os dados estimados indicam uma zona de sobrepressão por volta da profundidade 3187 m, enquanto os dados dos testes indicam uma zona de pressão normal. Portanto, é necessário ajustar a curva com os dados obtidos possivelmente durante a perfuração.

A Figura 4.20 ilustra a calibração da estimativa do gradiente de pressão de poros, tendo em vista os valores do gradiente hidrostático como mínimos, os dados dos testes de pressão e $A=18,46$. Verifica-se que o pico de sobrepressão estimado previamente em 2150 m, foi descartado através

da confirmação dos dados provenientes dos testes de pressão de poros nesse trecho.

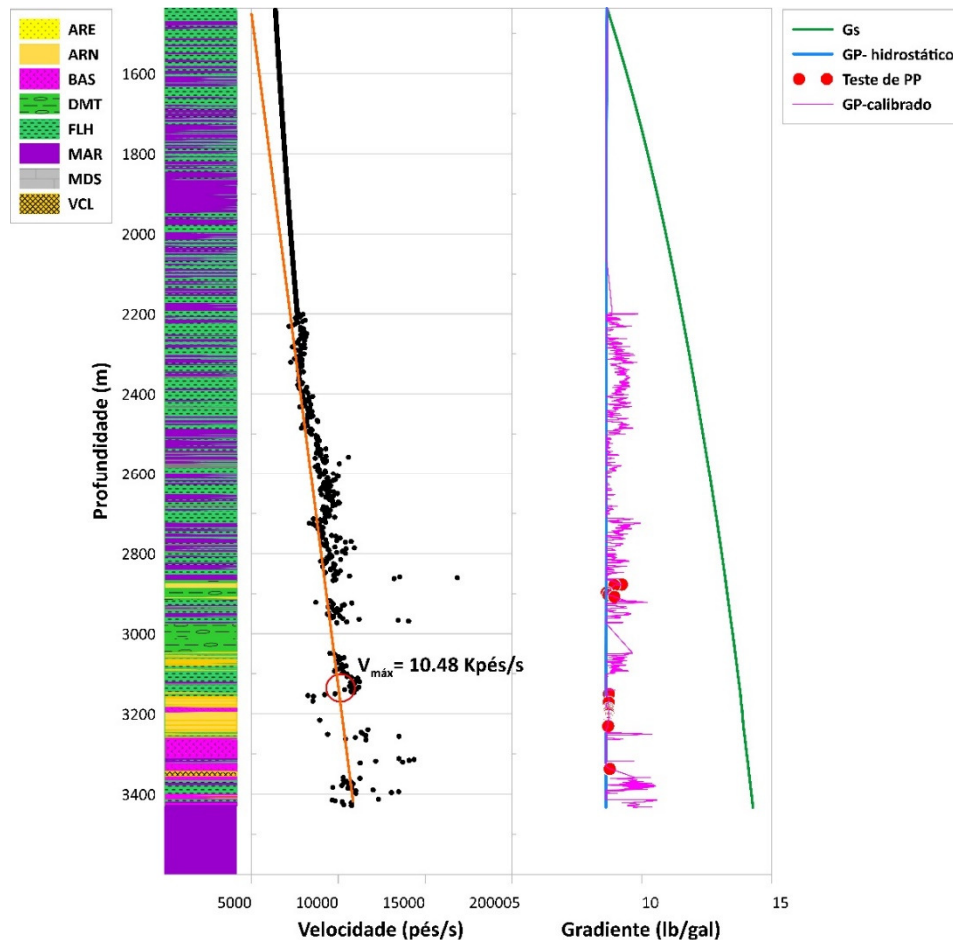


Figura 4.20: Estimativa para o gradiente de pressão de poros calibrado pelo Método de Bowers

Comparando as estimativas do Poço B pelo Método de Eaton (caso 4.3) e pelo Método de Bowers (Caso 4.4), observa-se que ambos ilustram picos de sobrepressão por volta da profundidade 2200 m e 3200 m.

Por outro lado, aliando as estimativas do Método de Bowers com os testes de pressão realizados, o pico estimado pelo Método de Bowers atinge 9,04 lb/gal (zona de sobrepressão), enquanto o pico do teste de pressão atinge 8,74 lb/gal (zona de pressão normal).

Neste exemplo, é possível ter uma ordem de grandeza do gradiente de pressão obtido através do Método de Bowers e dos testes de pressão

realizados na zona de descarregamento considerada como exemplo por volta da profundidade 2200 m. Neste caso, a maior divergência encontrada em módulo entre as diferenças de gradientes de pressão é de 3,55% na profundidade 3171,5 m.

4.6 Poço C – Expoent d e DEMSE

A Figura 2.11 ilustra o Poço C, cuja litologia consiste em trechos de argilito (ARG), arenito (ARN), folhelho (FLH) e marga (MRG). São apresentados ao longo da profundidade os dados de peso sob a broca, o torque e o diâmetro utilizado durante a perfuração do poço.

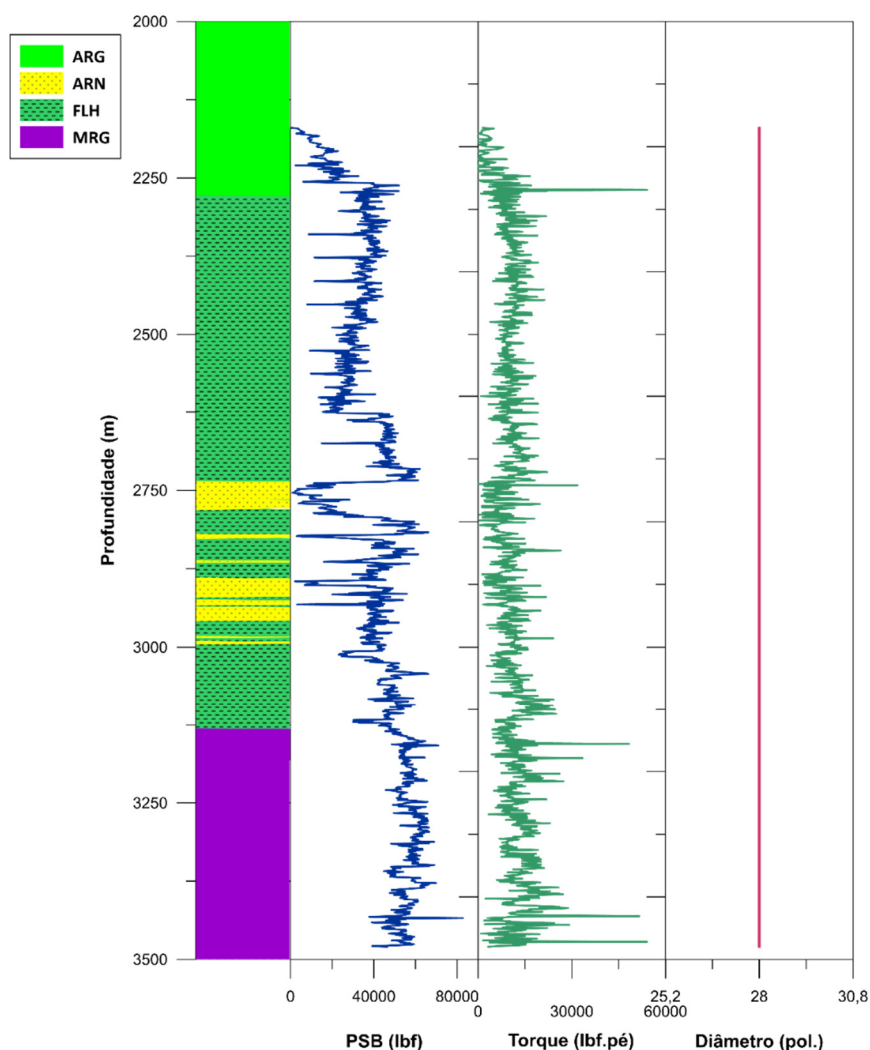


Figura 4.21: Gráfico do peso sob a broca, torque e diâmetro ao longo da profundidade no Poço C

Observa-se que o PSB varia entre 0 até 8000 lbf e ocorre uma súbita redução desse parâmetro nos arenitos, trechos de formações permeáveis e de rochas abrasivas. Além disso, o torque apresentado permanece em torno de 15000 lbf.pé, com picos que alcançam quase 60000 lbf.pé, enquanto isso, o diâmetro é constante durante toda a perfuração e equivale a 28 polegadas, isto é, aproximadamente 71,12 cm.

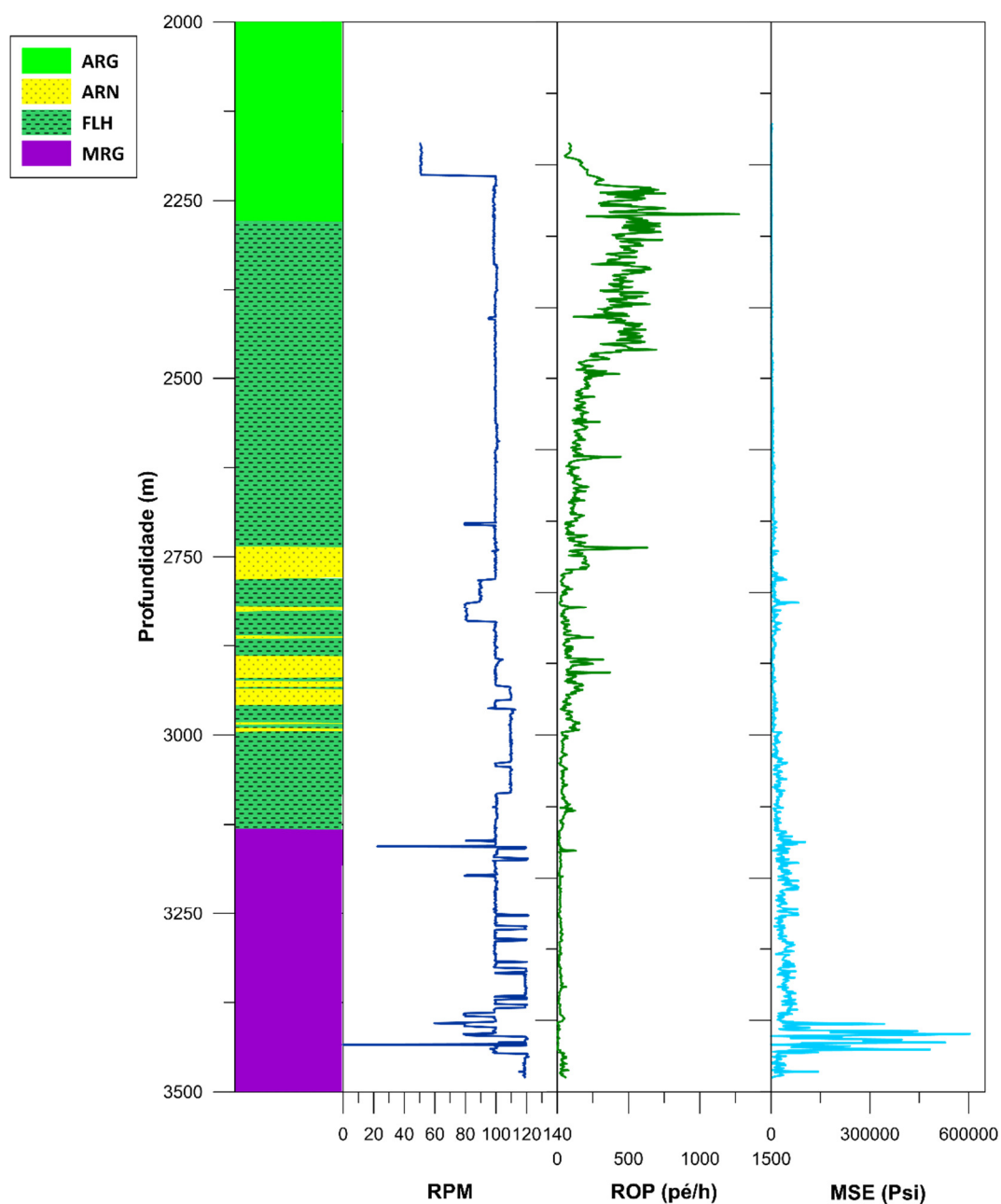


Figura 4.22: Gráfico de rotação por minuto, taxa de penetração e energia mecânica específica no Poço C

Nota-se que a rotação por minuto (RPM) aparece com poucas variações nas formações de arenito e folhelho. Quando atinge a marga, diversos picos são indicados no gráfico. Enquanto isso, a taxa de penetração decresce com a profundidade, sendo quase nula na marga, tal situação pode ser representativa de um provável desgaste da broca.

No gráfico MSE, o pico de maior valor surge no trecho das margas, indicando que para perfurar a rocha foi gasta a maior quantidade de energia. Não há dados disponíveis posteriores, mas para a equipe de tempo real em campo, a interpretação desses gráficos é fundamental para entendimento do momento no qual a troca da broca faz-se necessária para uma boa performance no processo de perfuração, sem incrementar o NPT.

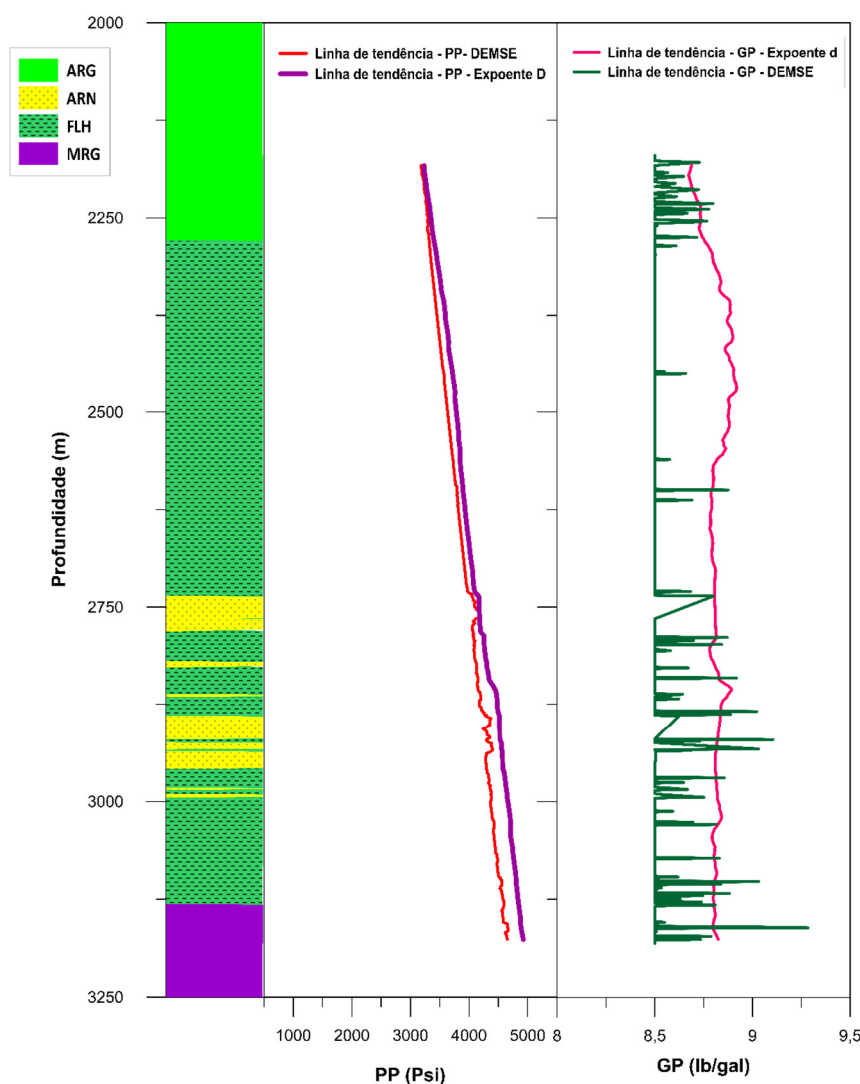


Figura 4.23: Pressão de poros e gradiente de pressão estimados pelo expoente d e método DEMSE

Para estimar a poropressão e o gradiente de pressão ao longo da profundidade, foram utilizadas as eq. 29 e 30 para o expoente d e o fluxograma da Figura 3.12 para o método DEMSE.

Nota-se que as linhas de tendência de pressão de poros estimadas pelo Expoente d e pelo Método DEMSE são próximas e seguem a mesma tendência. No entanto, quando a escala é aumentada, a estimativa do G_p pelo Método DEMSE gira entorno de 8,5 lb/gal, com picos localizados que alcançam até 9,3 lb/gal em certas regiões. Por outro lado, a estimativa do G_p pelo Expoente d está por volta de 8,7 lb/gal, sem apresentar muitos picos.

Pelas Tabelas 2.1 e 2.2, ambos os casos estão majoritariamente enquadrados na classificação de gradiente normal, isto é, até 8,9 lb/gal conforme a Classificação da Petrobras e até 9,0 lb/gal segundo Rocha e Azevedo (2009). Os pontos de atenção são os picos que ultrapassam esses valores, gerando assim possíveis zonas de sobrepressão.

A principal vantagem das estimativas dos gradientes de pressão de poros realizadas a partir dos parâmetros de perfuração é permitir a interpretação em tempo real do que está ocorrendo durante a fase de perfuração. Dessa forma, é possível averiguar se a pressão do fluido de perfuração está adequada ou se precisa ser alterada.

Além disso, é possível interpretar o que está ocorrendo no fundo do poço com a broca perfurando. Para tal, é fundamental contar com um profissional experiente, que saiba inferir quando a broca está desgastada e necessita ser trocada por exemplo.

5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho propôs elaborar análises comparativas entre quatro métodos de estimativa de pressão de poros advindos tanto de perfis petrofísicos quanto de parâmetros de perfuração. O objetivo final consistia na avaliação em estudos de caso do gradiente de pressão de poros através dos métodos de Eaton e Bowers (convencionais) e do expoente d e do DEMSE (parâmetros de perfuração) para reduzir o NPT e os riscos associados à instabilidade do poço por previsão errônea do cenário de pressão de poros.

Neste trabalho, foram apresentados três estudos de caso (Poço A, Poço B e Poço C) elaborados com dados reais fornecidos pela Petrobras e os métodos foram aplicados conforme a disponibilidade de informações. Dentre as informações não disponíveis para o presente trabalho, destacam-se os dados prévios da bacia analisada, o BDP de cada poço relatando os eventos ocorridos durante a perfuração, assim como resultados de testes de pressão de poros realizados para os poços A e C analisados. Tal conjunto de informações, permitiria uma maior acurácia na fase de calibração de cada modelo 1D.

Na etapa de calibração da curva de pressão de poros, quando disponíveis, foram utilizados os dados de testes de pressão de poros e nos casos em que não havia essa informação, a calibração foi realizada através das estimativas aplicando os métodos estudados.

Para as estimativas realizadas usando os métodos convencionais nos Poços A e B, foram observadas maiores oscilações nas estimativas do gradiente de pressão de poros a partir do Método de Bowers quando comparado ao Método de Eaton, tendo em vista que é um método mais suscetível à variação do dtc .

Verificou-se que o Método de Eaton aplicou-se bem na bacia em questão ilustrando boas aproximações para ambos os casos, quando comparado ao de Bowers. Inclusive, no estudo de caso do Poço A, o

Método de Eaton também identificou a zona de sobrepressão estimada através do Método de Bowers.

No estudo de caso do Poço C, foram aplicados o expoente d e o Método DEMSE. Em ambos os casos, os resultados praticamente estão contidos no intervalo de pressão de poros hidrostático previamente apresentado neste trabalho. No entanto, é importante ressaltar que a diferença encontrada entre ambos pode ser devido à influência do atrito na parede do poço, a possíveis erros oriundos do torque provocados por vibrações torcionais, desgaste da broca e erros no controle de operação oriundos do fator humano.

Além disso, foi possível concluir que a taxa de penetração no Poço C atingiu 2 pés/s por volta de 3400 m e nessa profundidade, a energia mecânica específica apresenta os maiores picos do gráfico chegando a 600000 Psi, essa situação provavelmente está indicando desgastes e uma possível necessidade de trocar a broca.

Como sugestão para trabalhos futuros, seria interessante elaborar a modelagem da poropressão em 3D na escala regional, considerando as bacias sedimentares, onde é elaborado previamente um modelo geológico a partir das informações litológicas obtidas dos boletins de perfuração, da sísmica e adicionando as propriedades mecânicas obtidas dos poços perfurados, obtendo um modelo geológico geomecânico da região, onde é possível também avaliar os mecanismos de transferência lateral. Uma das vantagens desses modelos é a visão tridimensional da área de interesse que facilita o entendimento de regiões problemáticas e de possíveis soluções mitigatórias.

Outra sugestão para trabalhos futuros seria usar a inteligência artificial acoplada a programas de estimativa e monitoramento dos poços de petróleo. Tal tecnologia permite a identificação e resolução dos problemas de forma automática ao longo das perfurações, uma vez que eles ficam registrados na medida em que acontecem na memória da IA. Esse avanço tecnológico consegue aprender sobre a região onde o poço está sendo

perfurado e dessa maneira, a IA se torna eficaz na resolução de problemas ao longo do tempo até mesmo sem o auxílio de um profissional técnico.

Uma outra recomendação para trabalhos futuros seria realizar ensaios de caracterização e edométricos na tentativa de quantificar os coeficientes de compressibilidade dos testemunhos de um mesmo material coletado em diferentes profundidades, de forma a avaliar os índices de compressão, recompressão e expansão do material.

Como sugestão final para trabalhos futuros, seria interessante verificar o real efeito do desgaste da broca nos resultados das estimativas do gradiente de pressão de poros tanto para o expoente d e quanto para o método DEMSE.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AADNØY, B.S.; LOOYEH, R. **Petroleum Rock Mechanics**: Drilling Operations and Well Design. 1st ed. USA. Elsevier, 2011. 376 p.

AL-BAZALI, T.M.; ZHANG, J.; CHENEVERT, M. E.; SHARMA, M.M. Factors Controlling the Membrane Efficiency of Shales when Interacting with Water-Based and Oil-Based Muds. **SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition**, 2006.

ALDERED, W.; BERGT, D.; RASMUS, J.; VOISIN, B. Real Time Overpressure Detection. **Oilfield Review**. 3rd ed. Elsevier. October. 1989.

ALNES, J.R.; LILBURN, R.A. Mechanisms for Generating Overpressure in Sedimentary Basins: a Reevaluation: a Discussion. **AAPG Bulletin**, v. 82, p. 2266–2269, 1998

ANSELTMETTI, F.S.; EBERLI, G.P. The Velocity-Deviation Log: A Tool to Predict Pore Type and Permeability Trends in Carbonate Drill Holes from Sonic and Porosity or Density Logs. **AAPG Bulletin**, v.83, p. 450-466, 1999.

ATASHBARI, V.; TINGAY, M. Pore Pressure Prediction in a Carbonate Reservoir. **Anais da SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition**, Mumbai, India, 2012. SPE 150836.

ATASHBARI, V. **Origin of overpressure and pore pressure prediction in carbonates reservoirs of the Abadan Plain Basin**. 2016. 322p. Tese (Doutorado) - Australian School of Petroleum, The University of Adelaide, Australia, 2016.

ATKINSON, J.H.; BRASBY, P.L. **The Mechanics of Soils**: An Introduction to Critical State Soil Mechanics. 1 st ed. London. McGraw-Hill, 1978. 375 p.

AZADAPOUR, M.; SHAD MANAMAN, N.; KADKHODAIE-ILKHCHI, A.; SEDGHIPOUR, M. R. Pore Pressure Prediction and Modeling Using Well-Logging Data in One of the Gas Fields in South of Iran. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 128, 2015, p.15-23.

BARKER, C. Aquathermal Pressuring. Role of Temperature in Development of Abnormal Pressure Zone. Bull. **AAPG Bulletin**, v. 56, p. 2068-2071, 1972.

BARSTOW, D.; ROHDE, D., SAUL, S. Deepwater Horizon's Final Hours. **New York Times**, Nova Iorque, 25 dec. 2010. Disponível em: <https://www.nytimes.com/2010/12/26/us/26spill.html>. Acesso em: 02 maio 2020.

BINGHAM, M. G. A New Approach to Interpreting Rock Drillability. **Oil and Gas Journal**, v. 62, n. 46, 1964, p. 173-179.

BIOT, M. A. General Theory of Three Dimensional Consolidation. **Journal of Applied Physics**, v. 12, n. 2, 1941, p.155–165.

BOWERS, G.L. Pore Pressure Estimation from Velocity Data: Accounting for Overpressure Mechanisms Besides Undercompaction. **SPE Drilling and Completions**, Junho de 1995

BOWERS, G.L. Determining an Appropriate Pore-Pressure Estimation Strategy. **OTC**, Texas, 2001.

BRASHER, J.E.; VAGLE, K.R. Influence of Lithofacies and Diagenesis on Norwegian North Sea Chalk Reservoirs. **AAPG Bulletin**, v. 80, p. 746-769, 1996.

CHANG, C. Empirical Relations Strength Logging in Boreholes Penetrating Sedimentary Formations. Chungnam National University, Daejeon, Geology and Earth Environmental Sciences, v.7, n.3, 2004, p. 174 – 183.

CHANG, C.; ZOBACK, M. D.; KHAKSAR, A. Empirical Relations Between Rock Strenght and Physical Properties in Sedimentary Rocks. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 51, n.3, 2006, p. 223 – 237.

CHILINGAR, G.V.; SEREBRYAKOV, V. A.; ROBERTSON, J.O. **Origin and Prediction of Abnormal Formation Pressures**. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier Science B. V., 2002.

CORREIA, C. B. **Análise e comparação de resultados de dois métodos de estimativa de pressão de poros quando aplicados a dois campos brasileiros de águas profundas**. Campinas, 2015. 350p. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, UNICAMP.

CRISCI, E; FERRARI, A.; GINGER, S.B.; LALOU, L. Hydro-Mechanical Behaviour of Shallow Opalinus Clay Shale. **Engineering Geology**, 251, 2019, p. 214 – 227.

EATON, B.A. The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs. **Anais da Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME**, Dallas, 28 de Setembro, 1 de Outubro. SPE 5544, 1975.

FAVERO, V.; FERRARI, A.; LALOU, L. On the hydro-mechanical behaviour of remoulded and natural Opalinus Clay shale. **Engineering Geology**, 208, 2016, p. 128 - 135.

FERTL W.H.; CHILINGARIAN, G.V. Importance of Abnormal Formation Pressures. **Journal of Petroleum Technology**, v. 29, n.4, 1977, p. 347-354.

FOSTER, J. B.; Whalen, H. E. Estimation of Formation Pressures from Electrical Surveys – Offshore Louisiana. **Journal of Petroleum Technology**, v. 18, n.2, 1966, p. 165 - 171.

FJAER, E.; HOLT, R.M.; HORSRUD, P.; RAAEN, A.M.; RISNES, R. **Petroleum Related Rock Mechanics**. 2 nd ed. Amsterdam. Elsevier Science, 2008. 514 p.

GEERTSMA, J. The effect of fluid pressure decline on volumetric changes in porous rocks. **Anais do Petroleum Transactions of the AIME**, v.210, p. 331–340, 1957.

GREEN, S.; O'CONNOR, S. A.; EDWARD, A. P. Predicting Pore Pressure in Carbonates: A Review. **Search and Discovery Article** 41830, 2016.

HOLBROOK, P. W.; HAUCK, M.L. A Petrophysical-Mechanical Math Model for Real-Time Wellsite Pore Pressure/Fracture Prediction. **SPE Paper** 16666, 1987.

HOTTMANN, C.E.; JOHNSON, R.K. Estimation of Formation Pressures from Log-Derived Shale Properties. **Journal of Petroleum Technology**, v.17, 1965, p.717–722.

HUFFMAN, A.R. The future of pore-pressure prediction using geophysical methods. **The Leading Edge**, 2002.

JORDEN, J. R., SHIRLEY, O. J. Application of drilling performance data to overpressure detection. **Journal of Petroleum Technology**, v. 18, 1966, p.1387 - 1394.

KNOWLEDGE SYSTEMS. State of Art in Pore Pressure Estimation. **DEA Project 119**, Report 1, 2001.

LOPEZ, J.L.; RAPPOLD P.M.; UGHETO, G.A.; WIESENECK, G.A.; VU, K. Integrated Shared Earth Model: 3D pore pressure prediction and uncertainty analysis. **The Leading Edge**, p.52-59, 2004.

MAGARA, K. Importance of Aquathermal Pressuring Effect in Gulf Coast. **AAPG Bulletin**, v. 59, p. 2037–2045, 1975.

MAJIDI, R.; ALBERTIN, M.; LAST, N. Pore-pressure Estimation by Use of Mechanical Specific Energy and Drilling Energy. **SPE Drilling and Completion**, Junho de 2017.

MARCHESI, V. R. **Técnicas de modelagem aplicadas à previsão da pressão de poros em ambientes geológicos complexos**. Rio de Janeiro, 2015. 229p. Tese (Doutorado) – Departamento de Engenharia Civil, PUC-RIO.

MEISSNER, F.F. Petroleum Geology of the Bakken Formation, Williston Basin, 1978.

MOUCHET, J.P.; MITCHELL, A. **Abnormal pressures while drilling**. 1 st ed. France. Editions Technip, 1989. 255p.

NGUYEN, J.P. **Techniques d'Exploitation Pétrolière: Le Forage**. Paris. Éditions Technip, 1993.

OSBORNE, M.J. & SWARBRICK, R.E. Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins: A Reevaluation. **AAPG Bulletin**, v. 81, n. 6, p. 1023-1041, 1997.

PEREIRA, B.C.M. **Proposta de uma Metodologia para Estimativa de Geopressões**. Rio de Janeiro, 2007. 120p. Dissertação (Mestrado), - Programa de Pós-Graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

PENNEBAKER, E. S. An Engineering Interpretation of Seismic Data. **SPE Paper** 2165. 1968.

PICOLINI, J.P.; CHANG, H.K. Modelagem de Pressão de Poros na Área Central da Bacia de Santos. **Revista de Geociências da UNESP**, v.38, n.1, p. 89-102, 2019.

REHM, B.; MCCLENDON, R. Measurement of Formation Pressure from Drilling Data. artigo SPE 3601, **AIME Fall Meeting**, New Orleans, 1971.

REYNA, J. C. L. **Investigação sobre os Métodos de Previsão de Pressão em Folhelhos e uma Aplicação de uma Abordagem Probabilística**, Rio de Janeiro, 2007. 146p. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil. PUC-Rio.

RICE, J.R.; CLEARY, M.P. Some Basic Stress Diffusion Solution for Fluid-Saturated Elastic Porous Media with Compressible Constituents. **Review of Geophysics and Space Physics**, v.14, n. 2, p. 227-241, 1976.

ROCHA, L.A.S.; AZEVEDO, C.T. **Projeto de Poços de Petróleo**. 2ª ed. Rio de Janeiro. Editora Interciência, Rio de Janeiro. 2009. 555p.

SHAKER, S.S. Pore Pressure Prediction Before and During Drilling Applying the Four Zones Method. **Offshore Technology Conference**, 29517, Houston, Texas, May 2019.

SOUZA PINTO, C. **Curso Básico de Mecânica dos Solos**. 3ª ed. São Paulo. Oficina de Textos, 2006. 367p.

SWARBRICK, R.E.; OSBORNE, M.J. Mechanisms that generate abnormal pressures: an overview. In: Law, B.E., Ulmishek, G.F., Slavin, V.I. (Eds.), Abnormal pressures in hydrocarbon environments. Tulsa: **AAPG Memoir**, n.70, p.13–34, 1998.

TERZAGHI, K.; FROHLICH, O.K. **Theorie der setzung von tonschichten, Franz Deuticke**. Vienna. (tradução para o francês - Théorie des tassements des couches argileuses. Dunod – 1939. Paris), 1936.

TERZAGHI, K. Shear characteristics of quicksand and soft clay. Proc. **7th Texas Conf. Soil Mech. and Found. Eng.**, Univ. Texas, Austin, Texas, 1947.

TORRES, L.F.; BARROSO, E.V. “Integração de Dados de Geofísica e Geomecânica para Entendimento da Depleção do Campo de Marlin, Bacia de Campo”. **Geologia USP. Série Científica**, v.21, n.1, pp.45-55, Jun.2021.

UNGERER, P.; BEHAR, E.; DISCAMPS, D. **Tentative Calculation of the Overall Volume Expansion of Organic Matter during Hydrocarbon Genesis from Geochemistry Data**: Implications for Primary Migration. Advances in Organic Geochemistry 1981. Wiley. Chichester, 1983. p. 129 – 135.

YOSHIDA, C.; IKEDA, S.; EATON, B.A. An Investigative Study of Recent Technologies Used for Prediction, Detection, and Evaluation of Abnormal Formation Pressure and Fracture Pressure in North and South America. IADC/SPE, 36381. **178 IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference**, September, 9–11, Kuala Lumpur, Malaysia, 1996.

YUHONG, X; JUN.C.; LING,X.Z.; HONG, T. Ahead of Bit Pore Pressure Prediction using VSP - A Case Study in South China Sea. **International Oil and Gas Conference and Exhibition in China**, 2010.

ZHANG, J.; YIN, S. **Real-Time Pore Pressure Detection**: Indicators and Improved Methods. Geofluids. Hindawi, 2017.

ZHANG, G.; QU, H.; CHEN, G.; ZHAO, C.; ZHANG, F.; YANG, H.; ZHAO, Z.; MA, M. Giant discoveries of oil and gas fields in global deepwaters in the past 40years and the prospect of exploration. **Journal of Natural Gas Geoscience**. V.4, 2019, p.1-28.