Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Centro de Tecnologia e Ciências

Faculdade de Geologia

Enéas Macedo dos Santos Neto

Estudo de pressão de poros a partir de dados de poços no Terciário da Bacia de Campos

Rio de Janeiro

2015

Enéas Macedo dos Santos Neto

Estudo de pressão de poros a partir de dados de poços no Terciário da Bacia de Campos

Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Geologia, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Análise de Bacias e faixas Móveis.

Orientador: Prof. Dr. Hernani Aquini Fernandes Chaves

Rio de Janeiro

2015

CATALOGAÇÃO NA FONTE
UERJ/REDE SIRIUS/BIBLIOTECA CTC/C

S237 Santos Neto, Eneas Macedo dos.
Estudo de pressão dos poros a partir de dados de poços no Terciário da Bacia de Campos / Eneas Macedo dos Santos Neto. – 2015.
72 f.: il.

Orientador: Hernani Aquini Fernandes Chaves.
Dissertação (Mestrado) - Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Faculdade de Geologia
Bibliografia.

1. Geologia estratigráfica – Terciário – Teses. 2. Poços – Campos, Bacia de (RJ) – Teses. 3. Porosidade – Teses. I. Chaves, Hernani Aquini Fernandes. II. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Faculdade de Geologia. III. Título.

CDU 551.78(815.3)

Autorizo, apenas para fins acadêmicos e científicos, a reprodução total ou parcial desta dissertação, desde que citada a fonte.

_____ _____

Assinatura Data

Enéas Macedo dos Santos Neto

Estudo de pressão de poros a partir de dados de poços no Terciário da Bacia de Campos

Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Doutor Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Geologia, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Análise de Bacias e Faixas Móveis.

Aprovada em 22 de maio de 2015.

Banca Examinadora:

_____

Prof. Dr. Hernani Aquini Fernandes Chaves (Orientador)

Faculdade de Geologia – UERJ

_____

Prof. Dr. Sérgio Bergamaschi

Faculdade de Geologia – UERJ

_____

Prof. Dr. Marcus Vinicius Berao Ade
Faculdade de Geologia – UERJ

Rio de Janeiro

DEDICATÓRIA

A meus pais Erik e Rosa, a meus irmãos Erik Jr. (Enzo) e Erika (Luiza). Em especial a minha esposa Marliani e meus filhos Erik Antonio, Maria Rosa e Elias Lorenzo pelo amor infinito.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a DEUS, por tudo que tem feito em minha vida e por estar sempre ao meu lado me protegendo e guardando de qualquer adversidade.

Meus agradecimentos a ANP – Agencia Nacional do Petróleo por ter autorizado a manipulação e demonstração dados utilizados no trabalho.

Agradeço a OGX pela liberação dos dados e pelo apoio técnico enquanto empregado.

Agradeço a PGNSA pela oportunidade de continuação deste trabalho, acreditando no meu aperfeiçoamento profissional.

Em especial gostaria de agradecer e compartilhar esse momento com a minha Esposa Eng. Química Marliani B. C. Macedo, que além de me ajudar neste trabalho está a 18 anos sendo uma companheira inigualável e que me presenteou com meus tesouros Erik Antonio, Maria Rosa e Elias Lorenzo, sendo o meu porto seguro em todas as situações. Gratidão também a meus pais que me deram todo suporte para que conseguisse chegar até aqui. Ao orientador deste trabalho, Dr. Hernani Aquini Fernandes Chaves, pela confiança, apoio, paciência e amizade; ao Professor, Dr. Sergio Bergamaschi, pelo auxílio em proveito a qualidade do trabalho e ao Dr. Marcus Vinicius Berao Ade componentes da banca examinadora deste trabalho; aos colegas do SIGEO / Petrobras Geólogo Fábio Monteiro, Dr. Ítalo Matias e Analista de Sistemas Ricardo Freitas, importantíssimos no aprendizado de manipulação de dados. Aos colegas da OGX Albano Bastos, David Fernandes, Paulo Barros, Carolina Ribeiro e Bruno Menchio (Petrofísica) pelo apoio em geologia e cartografia. Aos colegas da PGNSA Fred Miranda, André Guizi, Diogo Michelon pela contribuição sem tamanho em geologia e petrofísica. Ao Mestre em Geoestatística e amigo Francisco Fábio de Araújo Ponte, pelo incentivo e apoio durante todo o trabalho; aos amigos de trabalho da Gerência Geologia e Geofísica , pela cooperação e amizade; a OGX pela oportunidade de qualificação profissional; a meu antigo gerente na Gerência de Tecnologia Aplicada a exploração de Petróleo, Marcos Amaral, que sempre acreditou na minha capacidade profissional e acadêmica desde os tempos de Petrobras e a Faculdade de Geologia da Universidade do Estado do Rio de Janeiro pelo apoio técnico-científico.

RESUMO

Santos Neto, E. M. *Estudo de pressão de poros a partir de dados de poços no Terciário da Bacia de Campos*. 2015, 73f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Faculdade de Geologia. Rio de Janeiro, 2015.

O trabalho aqui apresentado teve como objetivo, avaliar o método de Eaton (1975) aplicado ao cálculo de pressão de poros das formações rochosas em subsuperfície, utilizando dados de perfis de poços no que diz respeito a porosidade, tais como, o Tempo de Transito da onda compressional, Resistividade, Densidade e Neutrão. Posteriormente foi avaliado o resultado alcançado por esta técnica e confrontado com o dado obtido pelo registro de pressão real da formação, adquirido pela ferramenta de perfilagem MDT. Distribuídos em 6 poços perfurados na porção sul da Bacia de Campos, o intervalo cronoestratigráfico estudado está compreendido no período geológico Terciário, e os registros de pressão real da formação foram adquiridos nos reservatórios turbidíticos da Formação Carapebus (Eoceno). Apesar de existir um mecanismo causador de anomalia de pressão na bacia (Desequilíbrio de Compactação – Difícil migração dos fluidos ao longo do tempo geológico) devido ao forte aporte sedimentar sustentado pelo soerguimento da Serra do Mar no Eoceno, os resultados encontrados não apontaram qualquer tipo de alteração nas respostas dos perfis utilizados, onde a referência foi a assinatura do perfil sônico em um trend normal de compactação compreendido por rochas argilosas dentro do intervalo cronoestratigráfico estudado. O presente trabalho atesta que a boa calibração do trend de compactação normal em rochas argilosas, juntamente com a similaridade entre o resultado obtido pelo cálculo da pressão de poros a partir do perfil sônico, e os valores reais registrados diretamente na formação, pela ferramenta de registro de pressões (MDT), comprovam a aplicabilidade do método de Eaton (1975) para o cálculo de geopressões a partir de um conjunto básico de perfis de poços tais como: Raios Gama, Resistividade, Velocidade Acústica, Densidade e Neutrão.

Palavras-chave: Bacia de Campos, Terciário, Pressão de Poros, Método Eaton, Perfis Elétricos.

ABSTRACT

Santos Neto, E. M. *Pore pressure study from well data in the Tertiary of the Campos Basin*. 2015, 73f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Faculdade de Geologia. Rio de Janeiro, 2015.

The work presented here aimed to assess the method of Eaton (1975) applied to the pore pressure calculation of rock formations in the subsurface, using well logs data regarding porosity, such as the Transit Time of compressional wave, resistivity, density and Neutron. Subsequently it evaluated the result achieved by this technique and confronted with the data obtained by the real pressure record of formation, acquired by logging tool MDT. Distributed in 6 wells drilled in the southern portion of the Campos Basin, the study chronostratigraphic range comes under Tertiary geological period, and the actual pressure records of the training was acquired in turbidite reservoirs Carapebus Formation (Eocene). Although there is a causative mechanism of pressure anomaly in the basin (Imbalance Compression - Hard migration of fluid over geological time) due to the strong contribution sedimentary supported by the Serra do Mar uplift in the Eocene, the results did not show any changes in the responses of used logs, where the reference was the signing of the sonic log in a normal compaction trend comprised of argillaceous rocks within the chronostratigraphic range studied. This study confirms that good calibration of the normal compaction trend in argillaceous rocks, along with the similarity between the results obtained by the pore pressure calculation from the sonic log, and actual amounts recorded directly in formation, the registration tool pressures (MDT), demonstrate the applicability of the method Eaton (1975) for calculating geopressões from a basic set of well logs such as gamma rays, resistivity, acoustic speed, density, and neutron.

Key words: Campos Basin, Tertiary, Pore Pressure, Eaton method, Well Logs.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Mapa da distribuição de ocorrências anormais de pressão. As anomalias de pressão estão indicadas no mapa através das áreas mais escuras em destaque, onde a parte branca seriam os oceanos 17

Figura 2 – Ilustração de acidente blowout ocorrido em plataforma de petróleo..... 18

Figura 3 – Ferramenta de teste de formação MDT. 19

Figura 4 – Mapa de localização da área de estudo, situada na parte sul da Bacia de Campos..... 21

Figura 5 – Modelo geodinâmico da margem continental divergente 22

Figura 6 – Carta estratigráfica da Bacia de Campos 24

Figura 7 – Seção estratigráfica da Bacia de Campos 25

Figura 8 – Paleogeografia do Barremiano – Neo-Aptiano na Megassequencia Transicional 26

Figura 9 – Paleogeografia do Neo-Oligoceno da Bacia de Campos..... 27

Figura 10 – Modelo mecânico de Terzaghi e Peck 30

Figura 11 – Modelo Tensão Efetiva x Subcompactação 32

Figura 12 – Curva típica do gradiente de sobrecarga 35

Figura 13 – Curva pressão de sobrecarga 36

Figura 14 – Mapa base dos poços utilizados no estudo de pressões anormais 37

Figura 15 – Respostas dos perfis elétricos a várias litologias e fluidos. 42

Figura 16 – Correlação de poços com zoneamento de topos estratigráficos baseado na interpretação de perfis amarrados com mapeamento de horizonte na sísmica e bioestratigrafia (Seção poços: A, F e B)..... 44

Figura 17 – Seção do poço A (Eoceno – FM. Carapebus) apresentando intervalos argilosos e possíveis reservatórios em destaque..... 45

Figura 18 – Visualização das curvas de Gradiente de soterramento e Pressão de soterramento estimadas a partir do perfil de densidade (RHOB) para o intervalo Cronoestratigráfico estudado. Circulado em negrito intervalo de densidade estimado a partir do perfil sônico pela formulação de Gardner et al. (1974)..... 46

Figura 19 – Gráfico contendo a curva GR e o volume de argila (Vclay), gerada a partir do perfil de Raio Gamma..... 48
Figura 20 – Perfil do poço A mostrando em azul a pressão de poros calculada. No Track 4 estão o perfil sônico, NCT_Son e Son_Shale. O perfil Son_Shale equivale a resposta do sônico em pacotes argilosos e o perfil NCT_Son se trata do Trend de compactação normal, este deve ser ajustado para valores do sônico relacionados a Folhelhos..... 49
Figura 21 – Perfil de ajuste e definição do trend de compactação, quando se move o perfil NCT_Son, linha verde, automaticamente o cálculo da curva de pressão de poros é alterado 51
Figura 22 – Perfil final com os gradientes de pressões de poros, fraturamento, soterramento e suas respectivas pressões calculadas. Representado por bolas laranjas está o dado de pressão de poros medido diretamente no reservatório pela ferramenta de teste a cabo MDT..... 52
Figura 23 – Seção sísmica arbitrária no sentido do mergulho da bacia (NW-SE) contendo os horizontes interpretados..... 54
Figura 24 – Ilustração composta por visualização 3D do dado sísmico e horizontes interpretado..... 54
Figura 25 – Mapa de amplitude máxima negativa 100 m abaixo do horizonte interpretado..... 55
Figura 26 – Gráfico da profundidade vs. pressão de formação estática (MDT) com pontos tomados na zona de água. A reta preta representa o melhor ajuste obtido através de regressão linear dos pontos de pressão de 5 poços..... 56
Figura 27 – Histograma referentes aos dados de pressão de poros calculado a partir do perfil sônico 60
Figura 28 – Perfil resultante do cálculo de pressão de poros normal para todos intervalos no Poço A 67
Figura 29 – Perfil resultante do cálculo de Pressão de poros normal no Eoceno-Oligoceno no Poço B 68
Figura 30 – Perfil resultante de cálculo de Pressão de poros normal intervalo, Oligoceno e Eoceno no Poço C 69

Figura 31 – Perfil resultante de cálculo de Pressão de poros normal, intervalo Oligoceno e Eoceno no Poço D 70
Figura 32 – Perfil resultante de cálculo de Pressão de poros normal, intervalo Eoceno-Oligoceno no Poço E 71
Figura 33 – Perfil resultante de cálculo de Pressão de poros normal, intervalo Eoceno-Mioceno no Poço E 72

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Números reais de média e moda das pressões de poros e seus gradientes em psi e ppg calculadas nos intervalos estratigráficos de cada poço analisado..... 46

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

Albo	Albiano
ANP	Agencia Nacional do Petróleo
API	*American Petroleum Institute*
AT10	Resistividade rasa por indução (ohm.m)
AT90	Resistividade profunda por indução (ohm.m)
CALI	Calibre do poço (polegadas)
D	Profundidade em metros
DT	Tempo de Transito
DTCO3	*Slowness* da onda compressional (us/ft)
DTSH6	*Slowness* da onda cisalhante (us/ft)
Fm	Formação geológica
GP	Gradiente de pressão
Gp	Gradiente de pressão de poros
GR	Raios gama (API)
GRAD	Gradiente
LBS/GAL	Libras por Galão
Ma	Milhões de anos
NCT _son	*Normal Compaction Trend Sonic*
MDT	*Modular Dynamic Tester*
NPHI	Porosidade neutrônica (decimal)
P	Pressão
Pa	Pressão de sobrecarga
Pe	Pressão efetiva
PEFZ	Fator fotoelétrico (barns/electron)
Pe_MDT	Pressão de Poros *Modular Dynamic Tester*
Ph	Pressão hidrostática
Pp	Pressão de poros
PPG_Son	Pressão de poros derivada do perfil sônico
psi	Medida de pressão (libra por polegada quadrada)
PSTM	*Pós Stack Time Migration*

P.FRAT_son	Pressão de faturamento derivada do perfil sônico
P.HIDRO	Pressão hidrostática
RES_FUNDA	Resistividade Profunda
RES_RASA	Resistividade Rasa
RHOB	Densidade total (g/cm³)
RHOZ	Perfil de densidade padronizado
SIGEO	Sistema Integrado de geologia e Geofísica
TVDSS	*True Vertical Depth Sub Sea*
US/FT	Micro segundos por pés
VCLGR	Volume de Argila *Gama Ray*
Vclay	Volume de Argila
Vshale	Volume de Folhelho

LISTA DE SÍMBOLOS

cm	Centímetro
cm^3	Centímetros cúbicos
D	Profundidade
g	Gravidade
H	Altura
M	Metro
Km	Quilometro
ρ	Densidade
σ	Tensão normal
Δp	Diferencial de pressão
Δz	Intervalo de Profundidade
$\sum$	Somatória
Z	Profundidade em Metros
$\int$	Integral

SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO	17
1	**OBJETIVO**	19
2	**GEOLOGIA REGIONAL**	21
2.1	**Localização Geográfica**.....	21
2.2	**Evolução tectono-estratigráfica**.....	22
2.2.1	Fase Rifte	25
2.2.2	Fase Transicional ou Evaporítica	26
2.2.3	Fase Drifte	27
3	**FUNDAMENTOS GEOPRESSÕES**	29
3.1	**Pressão hidrostática**	32
3.2	**Pressão de poros**	33
3.3	**Pressão de sobrecarga**	34
3.4	**Pressão de colapso**	36
3.5	**Pressão de fratura**	36
4	**MATERIAIS E MÉTODOS**	37
4.1	**Materiais**	37
4.1.1	Análise dos poços	38
4.1.1.1	Raios gama	39
4.1.1.2	Porosidade	39
4.1.1.3	Sônico	40
4.1.1.4	Densidade	40
4.1.1.5	Caliper	40
4.1.1.6	Resistividade	41
4.1.1.7	MDT – Testador Modular de Formação	41
4.2	**Métodos**	43
4.2.1	Análise Pressão de Poros	43
4.2.1.1	Primeiro Passo: levantamento dos dados de poços disponíveis na área em estudo	43
4.2.1.2	Segundo Passo: identificar os horizontes estratigráficos	43

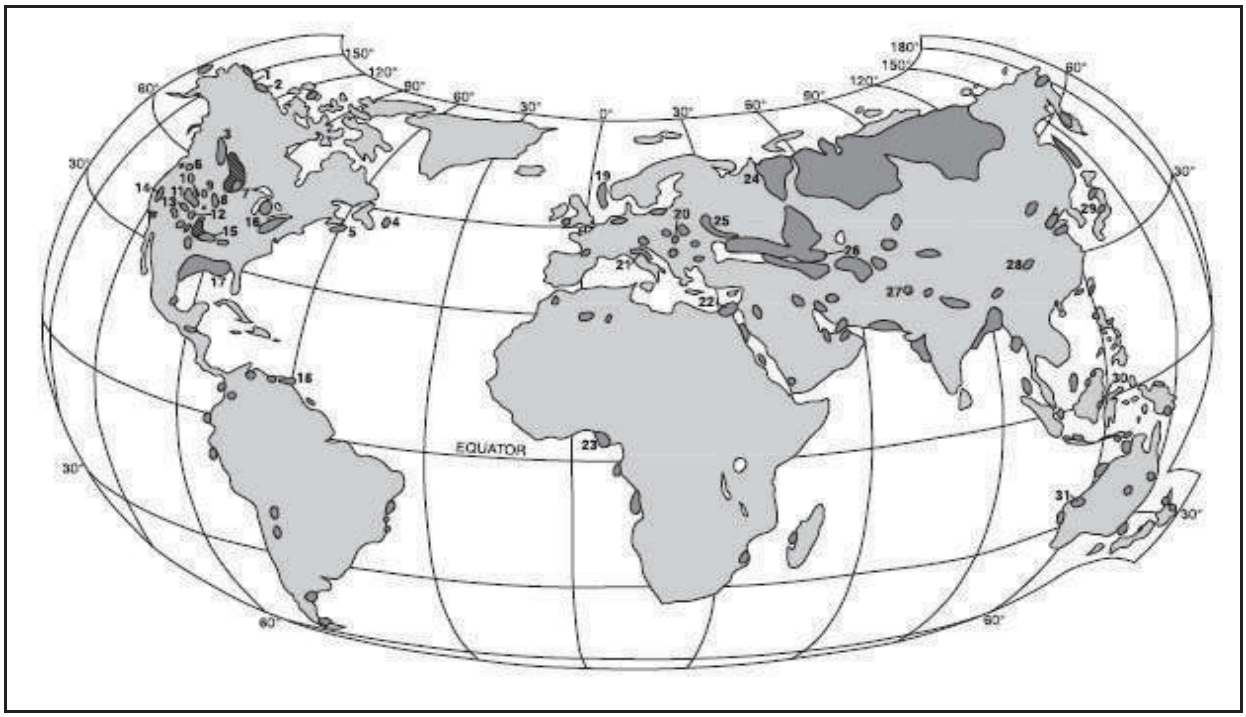
4.2.1.3 Terceiro Passo: análise petrofísica para identificar intervalos argilosos e possíveis reservatórios 44
4.2.1.4 Quarto Passo: calcular para todos os poços através do perfil de Densidade (RHOB) existente o gradiente de soterramento e o *overburden* (pressão litostática) ao longo da profundidade do intervalo cronoestratigráfico estudado . 46
4.2.1.5 Quinto Passo: Gerar curva de volume de argila (Vclay) a partir do perfil *Gamma Ray* refinando-a de modo que se ajuste melhor aos pacotes de rocha argilosas existente no intervalo cronoestratigráfico estudado, a fim de usá-la para o ajuste do trend do perfil Sônico associado a rochas finas 47
4.2.1.6 Sexto Passo: calcular para os respectivos poços as pressões de poros utilizando o perfil Sônico (DT) 49
4.2.1.7 Sétimo Passo: ajustar/definir o trend de compactação nos folhelhos através do perfil *NCT_Son* e analisar intervalos com gradientes de pressões de poros anormais 50
4.2.1.8 Oitavo Passo: Avaliar os resultados obtidos pela análise nos poços e comparar com o dado de pressão de poros medido diretamente na formação pela ferramenta de teste a cabo MDT 52
5 **RESULTADOS OBTIDOS** 53
5.1 **Interpretação sísmica** 53
5.2 **Definição do gradiente de pressão hidrostática** 55
5.3 **Resultado por poço** 57
6 **CONSIDERAÇÕES FINAIS** 59
7 **CONCLUSÕES** 61
REFERÊNCIAS 63
ANEXO A – Perfis resultantes de cálculo de pressão de poros normal nos poços 67

INTRODUÇÃO

Ao ser iniciado um projeto de perfuração de poço de petróleo ou gás, a boa prática da indústria atual consiste em analisar as dificuldades técnicas que frequetemente são encontradas ao ser atravessadas zonas de alta pressão. Se tratando de prefuração de poços para exploração de hidrocabonetos, uma equipe multicisciplinar envolvendo competências em Geologia, Geofísica e Engenharia analisa as informações e propõe uma estratégia de perfuração considerada ótima sob critérios econômicos e de segurança.

As dificuldades técnicas constantemente encontradas na exploração de petróleo ao se perfurar zonas de alta pressão aumentam significativamente os riscos de falha no projeto, com isso, métodos para predição de Geopressões em subsuperfícies vem sendo desenvolvidos em grande escala na indústria do petróleo. De acordo com *LAW e SPENCER, (1998)* pressões anormais estão distribuídas de forma global em bacias sedimentares de todo o mundo (Figura 1) e estão classificadas, em relação à pressão hidrostática normal, como anormalmente alta ou baixa.

Figura 1 - Mapa da distribuição de ocorrências anormais de pressão. As anomalias de pressão estão indicadas no mapa através das áreas mais escuras em destaque, onde a parte branca seriam os oceanos



Fonte: LAW e SPENCER, 1998.

SWARBRICK et al. (2002), definem altas pressões como sendo um desequilíbrio existente em subsuperfície, onde as rochas tem dificuldades em deixar fluidos transitarem entre seus corpos . O estudo do comportamento das geopressões em subsuperfície irá fornecer parâmetros importantes para o melhoramento da produção de reservatórios bem como ajudar a prevenir possíveis acidentes na perfuração de poços, tais como: aprisionamento de coluna, perda de circulação, colapso total do poço e *Blowouts* ou *Kicks*. Com o poço em *kick*, ou seja, influxo de fluido da formação para dentro do poço, há risco desse processo se agravar e tornar-se um *blowout*, acarretando grandes prejuízos ambientais, econômicos e humanos (THOMAS, 2004), como ilustrado na Figura 2. Assim sendo, a obtenção de um modelo de pressão de poros na fase de exploração e durante a perfuração do poço é um importante passo para a diminuição significativa dos riscos inerentes ao projeto.

Figura 2 - Ilustração de acidente Blowout ocorrido em plataforma de petróleo

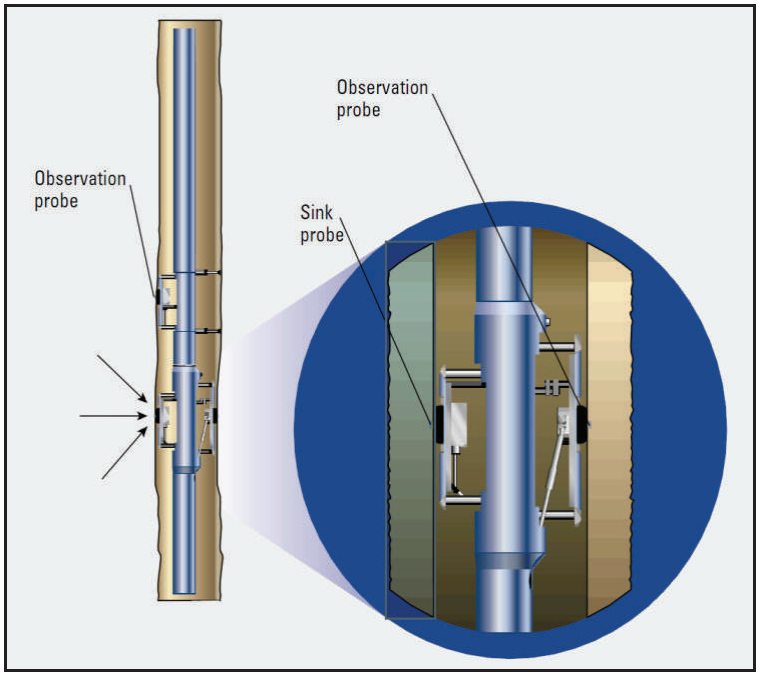
Fonte: OGX, 2012.

1 OBJETIVO

Ciente de que a estimativa de Geopressões atuante na área onde ocorrerá perfuração de poços de petróleo deva ser a mais confiável possível, o presente trabalho tem como objetivo a aplicação da metodologia formulada por EATON (1975), que tem como proposta o cálculo de pressão de poros a partir de dados de perfis elétricos registrados ao longo de 6 poços perfurados no domínio de águas rasas da Bacia de Campos. Baseado na avaliação petrofísica a intenção também é identificar possíveis reservatórios turbidíticos situados no intervalo cronoestratigráfico do período Terciário, mais precisamente da Época Eoceno na referida Bacia. Constituem objetivos secundários deste estudo a análise crítica da aplicação desta técnica para os reservatórios identificados e a discussão das vantagens e limitações na aplicação da mesma para determinação de pressão dos poros e seus gradientes no contexto tratado.

Com intuito de corroborar a eficácia do método em questão poderemos confrontar os dados de Geopressão calculados a partir dos perfis elétricos com os dados de pressão medidos diretamente na formação geológica pela ferramenta de teste de formação a cabo da Schlumberger (MDT – Modular DynamicTester), Figura 3.

Figura 3 - Ferramenta de teste de formação MDT



Fonte: www.slb.com.

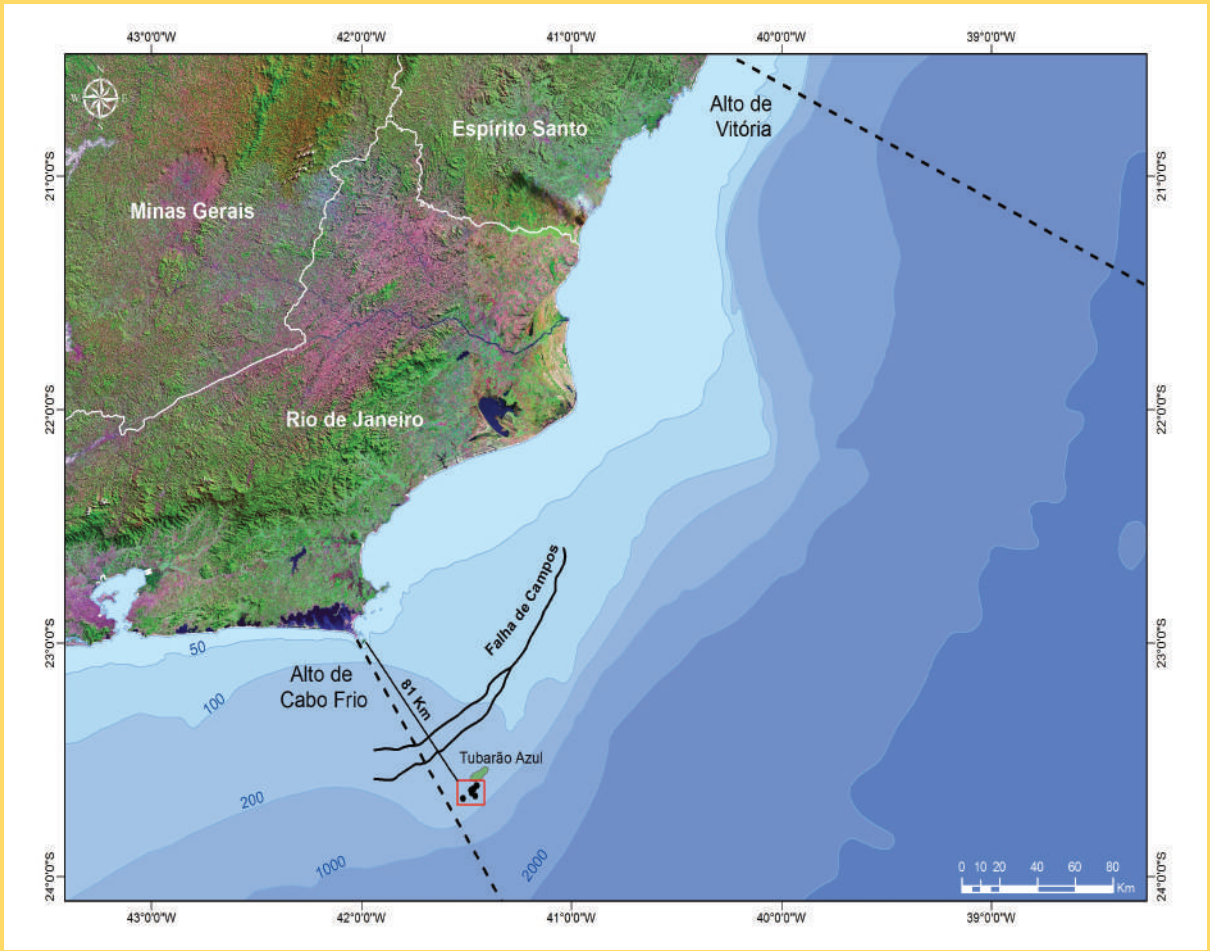
A ferramenta MDT é capaz de medir a pressão diretamente na formação, registrar temperatura e retirar amostras de fluido do reservatório, seja óleo ou amostra de água se necessário. Os perfis utilizados para cálculo de pressão de poros e fraturamento na formação são: Raios Gama, Resistividade, Velocidade Acústica, Densidade e Neutrão.

2 GEOLOGIA REGIONAL

2.1 Localização geográfica

A área de estudo está localizada na porção sul da Bacia de Campos entre o alto de Cabo Frio e a falha de Campos, com batimetria variando de 150 a 200 m e cerca de 81 km de distância da costa em relação ao Cabo de São Tomé, ilustrada na Figura 4.

Figura 4 - Mapa de localização da área de estudo, situada na parte sul da Bacia de Campos

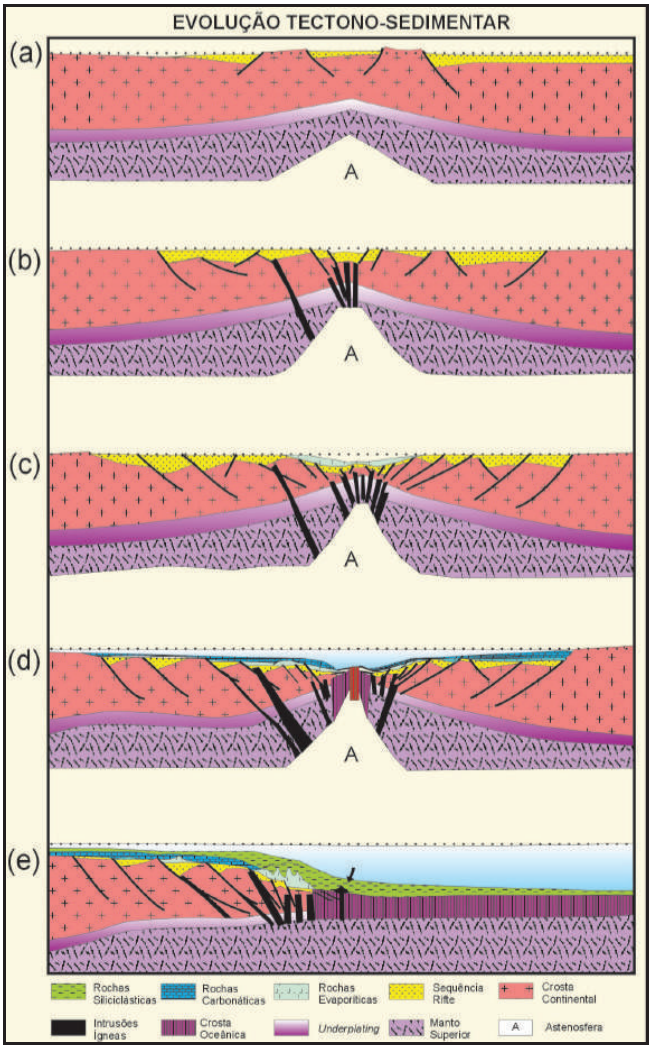


Fonte: OGX, 2013.

2.2 **Evolução tectono-estratigráfica**

A evolução tectono-estratigráfica da Bacia de Campos e das demais bacias sedimentares da margem leste brasileira está associada ao desenvolvimento do oceano Atlântico Sul através do processo de fragmentação do supercontinente Gondwana iniciado no Cretáceo Inferior, e que resultou na separação dos continentes da América do Sul e África. O entendimento da formação da Bacia de Campos está baseado na teoria da deriva continental proposta por WENEGER (1912). Seu modelo da divergência entre placas continentais é aplicado da mesma forma no estudo da origem e evolução das demais bacias da margem leste brasileira. A Figura 5 ilustra o esquema de evolução tectono-sedimentar das margens divergentes do tipo Atlântico.

Figura 5 - Modelo geodinâmico da margem continental divergente

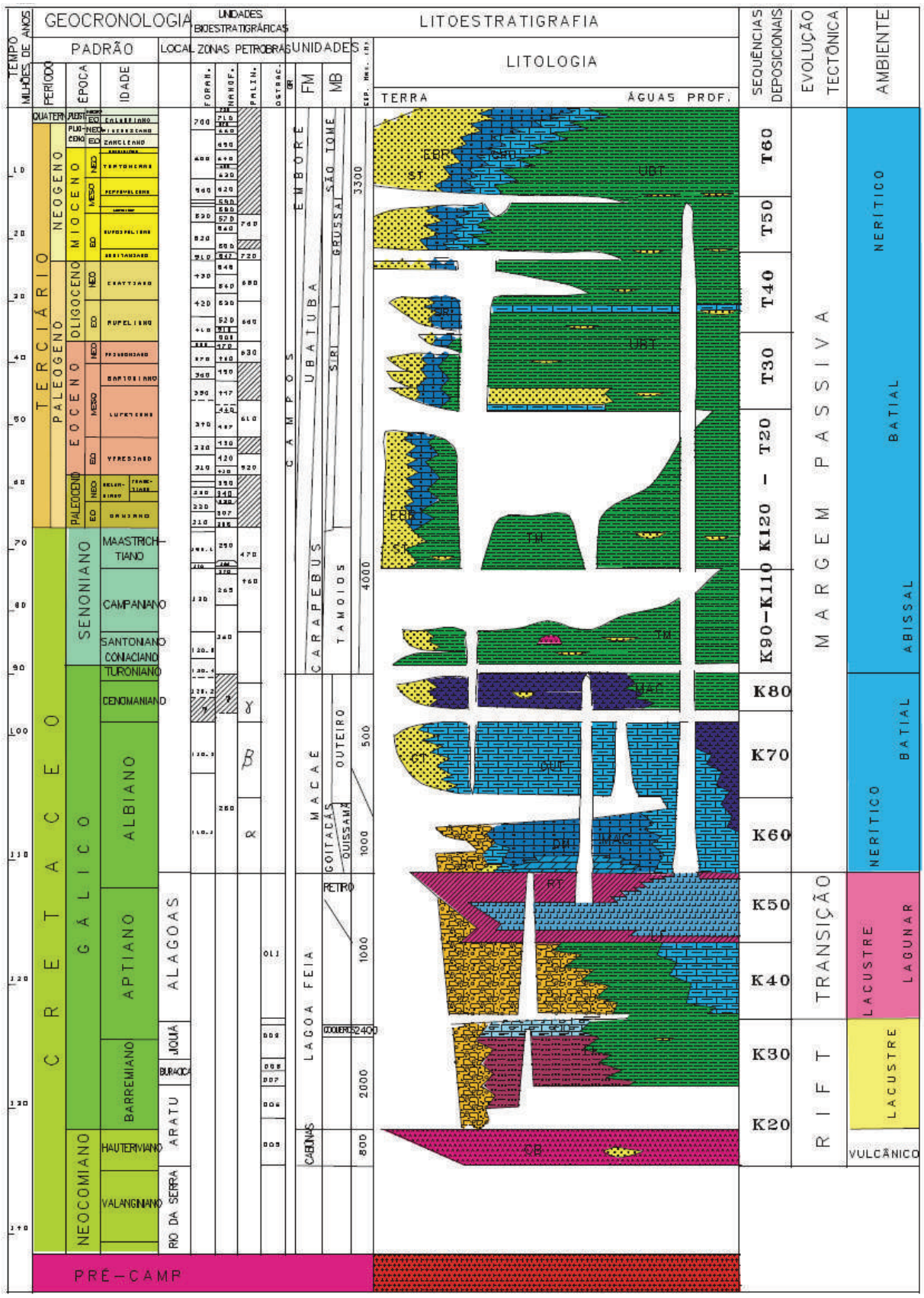


Fonte: *CAINELLE e MOHRIAK, 1999.*

CAINELLI e MOHRIAK (1999) descrevem as 5 fases ilustradas na Figura 5 por:

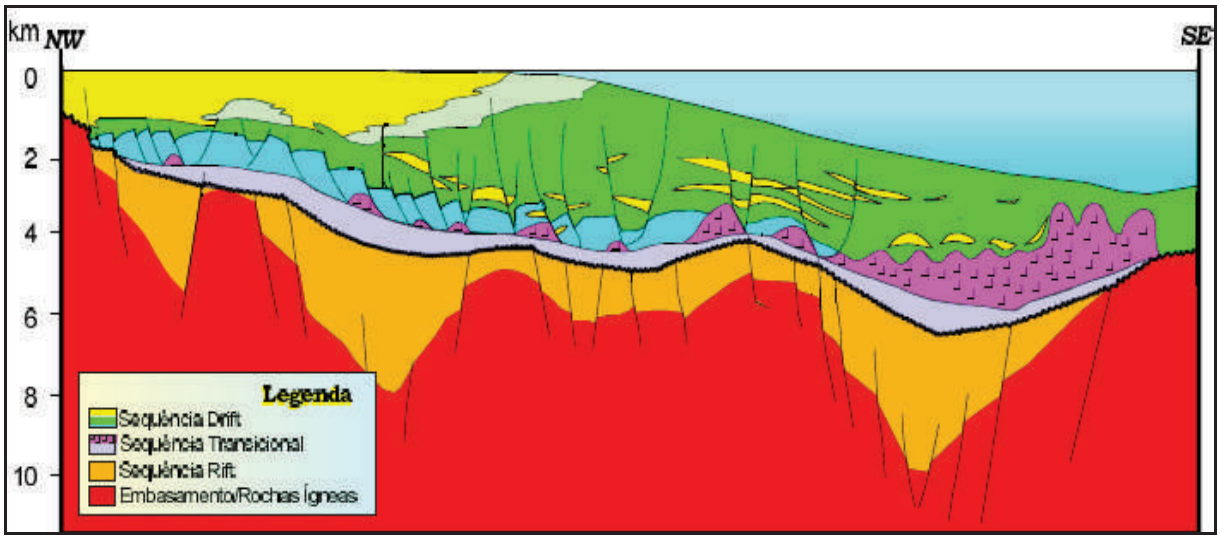
a) Pré-rifte, início do estiramento da placa litosférica pelo aumento local do fluxo térmico no manto terrestre que provocou o soerguimento da astenosfera, o afinamento litosférico e a ocorrência de falhas na crosta superior. (Figura 3a);
b) Sin-rifte, aumento da distensão da crosta terrestre causando seu fraturamento e a ocorrência de grandes extrusões basálticas. A geração de grandes falhas nesta fase afetou a crosta continental formando estruturas do tipo semi-grábens. Com a continuidade do movimento de distensão, a crosta se rompeu dando início à separação das margens continentais sulamericana e africana (Figura 3b);
c) Pós-rifte, continuação do processo de estiramento litosférico com basculamento dos blocos falhados formados na fase anterior e ocorrência de eventos magmáticos de caráter continental e oceânico em grande escala. Esta fase também ocorre uma erosão regional, marcando a transição de ambientes deposicionais, de continental para marinhos. As águas oceânicas preenchem as depressões, dando origem a um oceano primitivo, raso e restrito. No Aptiano, a América do Sul e a África eram separadas por um golfo alongado, com clima árido e alta taxa de evaporação, na qual favoreceu a precipitação de uma espessa camada de sal no fundo da bacia oceânica. (Figura 3c);
d) Oceano restrito; início da formação da crosta oceânica, associada a vulcanismo subaéreo em algumas bacias, com implantação do centro de espalhamento meso-atlântico. (Figura 3d);
e) Oceano Aberto, dominado por plataformas de águas rasas no início da fase onde havia predominantemente a deposição de sedimentos de origem carbonática e após este período, com o aumento da batimetria, resultou em acumulação de sedimentos marinhos de águas profundas (Figura 3e).

Figura 6 - Carta estratigráfica da Bacia de Campos



Fonte: RANGEL, 1994.

Figura 7 - Seção estratigráfica da Bacia de Campos



Fonte: RANGEL, 1998.

Segundo DIAS et al. (1990), adaptando trabalhos anteriores (ASMUS e PORTO, 1972; ASMUS e PONTE, 1973; PONTE e ASMUS, 1978), a evolução da Bacia de Campos é sintetizada em três dessas três sequências tectono-sedimentares, como ilustrado na Figura 5 e Figura 7: Fase Rifte; Fase Transicional ou Evaporítica e; Fase Drifte. Segue-se a descrição adotada por DIAS et al. (1990).

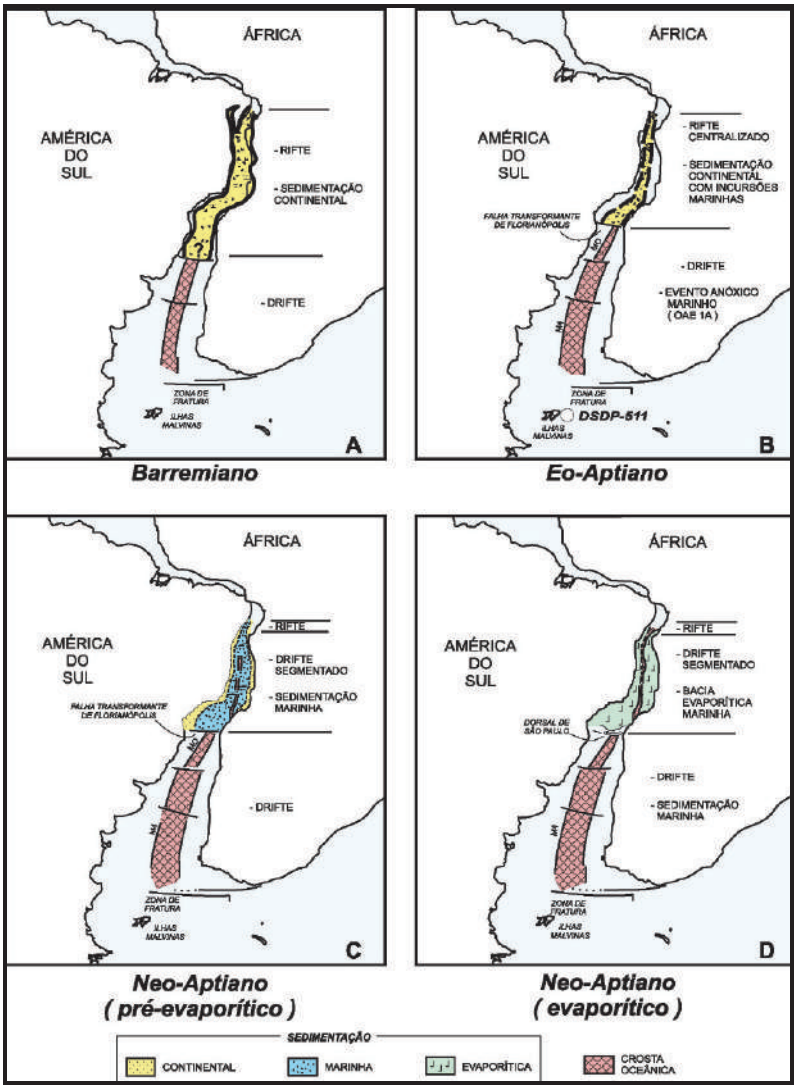
2.2.1 Fase Rifte

Esta sequência está associada ao rifteamento da bacia, iniciado aproximadamente há 130 Ma, durante o período Eocretaceo. Sobre um substrato basáltico (Fm. Cabiúnas), foram depositados sedimentos clásticos, grosseiros a finos, e coquinas, acumulados em ambientes tipicamente alúvio-lacustres (Fm. Lagoa Feia). Destacam-se nesta fase os folhelhos negros de idade Jiquiá (Neobarremiano-Eoaptiano), de origem lacustre com alto teor de matéria orgânica que caracterizam o principal gerador da bacia (GUARDADO et al., 2000).

2.2.2 Fase Transicional ou Evaporítica

Este estágio evolutivo ocorreu no Andar Alagoas (Aptiano) há 120 Ma. A sedimentação é caracterizada por depósitos aluvias representados por conglomerados e lamitos, que gradam lateralmente para sedimentos carbonáticos, oriundos de ambientes com águas muito rasas. O topo da sequência (Neo-Aptiana) foi caracterizado pela quiescência tectônica e clima árido a semiárido, registrando a passagem do ambiente continental para o marinho, que favoreceu a deposição de evaporitos (Aptiano/Eo-Albiano), compostos principalmente por halitas e anidritas (Fm. Retiro). A Figura 8 apresenta a evolução do espalhamento do assoalho oceânico na Megassequência Transicional, segundo DIAS et al. (1990).

Figura 8 - Paleogeografia do Barremiano - Neo-Aptiano na Megassequencia Transicional

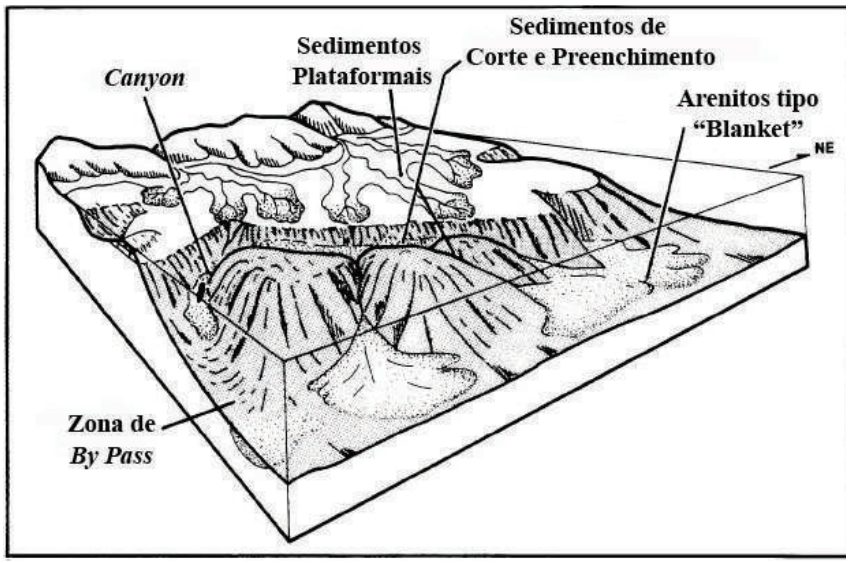


Fonte: DIAS, 2005.

2.2.3 Fase Drifte

O último estágio evolutivo da Bacia de Campos (Drifte) é caracterizado pelo processo gradual de abertura total do Oceano Atlântico, onde se desenvolveu durante o Albiano, sob clima quente e seco, em ambiente nerítico raso e hipersalino, uma plataforma clástico-carbonática do tipo rampa (Fm. Macaé), dominada por grainstone e packstones. Esta Plataforma foi afogada, no Albo-Cenomaniano, pelo progressivo basculamento da bacia e estabelecimento da fase de oceano aberto. Deste modo, do Cenomaniano até o Paleogeno, foram depositados calcilutitos, margas e folhelhos de água profunda, contendo reservatórios arenosos turbidíticos e seus equivalentes de água rasa, caracterizando uma fase transgressiva de sedimentação. A sedimentação da fase final da sequência foi influenciada pela mudança climática e soerguimento da Serra do Mar onde somado a halocinese contribuíram para geração de espessas correntes de turbidez direcionadas para o interior da bacia, durante a queda relativa do nível do mar. As correntes de turbidez foram capazes de erodirem parte da plataforma, construindo cânions submarinos (Figura 9) para os depósitos arenosos estalados na base do talude e no assoalho oceânico (DIAS et al.,1990). Durante o Período Terciário, associadas à sequência oceânica progradante, foram depositados na Formação Campos, margas e folhelhos do Membro Ubatuba e arenitos turbidíticos de água profunda da Formação Carapebus, objetos do presente estudo; e na formação Emborê, arenitos, carbonatos e folhelhos.

Figura 9 - Paleogeografia do Neo-Oligoceno da Bacia de Campos



Fonte: GUARDADO et al. 1990.

O intervalo cronoestratigráfico estudado no presente trabalho data do período Eoceno Inferior ao período Pleistoceno, sendo que o foco principal do presente trabalho são os reservatórios siliciclásticos de um sistema deltaico progradante, do Eoceno Médio. Os respectivos reservatórios correspondem a corpos arenosos da Formação Carapebus que ocorrem em trapeamento estratigráfico, do tipo pinch-out, contra o flanco de um paleo-vulcão do Eoceno, sendo os reservatórios portadores de hidrocarbonetos no poço **F**, perfurado pela PETROBRAS dentro dos limites do bloco BM-C-43 em 1980.

De acordo com o relatório de descrição de amostras coletadas ao longo do intervalo correspondente a Formação Carapebus, observou-se, em geral, um tipo de arenito comumente calcítico e argiloso. Contudo, as amostras encontram-se em más condições, o que impossibilita um estudo petrológico mais detalhado, para melhor caracterização das amostras.

Por conta do intenso aporte sedimentar, descrito como sendo influenciado pelo soerguimento da Serra do Mar nesta época, estes reservatórios tornaram-se possíveis intervalos anômalos no que se refere a Pressão Estática ou Pressão de Poros, neste caso, estas possíveis anomalias de pressão acontecem em sua grande maioria por um mecanismo chamado Desequilíbrio de Compactação, bastante estudado por SWARBRIK et al. (2002), e reconhecido como um dos mais importantes e ocorrentes em deltas terciários tais como Golfo do México e Mar do Norte, semelhantes ao encontrado na Bacia de Campos. Este mecanismo tem como característica a alta taxa de aporte sedimentar dentro de pequeno espaço de tempo, fazendo com que os pacotes de rocha sejam recobertos rapidamente aprisionando o fluido contido na formação, causando assim aumento anômalo das geopressoões.

3 FUNDAMENTOS GEOPRESSÕES

Um dos fatores mais importantes no projeto de perfuração de um poço de petróleo é a determinação da pressão de poros das formações. A densidade mínima do fluido de perfuração utilizado deve ser estabelecida de modo a prover uma pressão interna no interior do poço, suficiente para manter estáveis as paredes do poço e para que não haja fluxo dos fluidos da rocha para seu interior. Na prática, as pressões das formações são determinadas por meio de medições diretas, com uso das informações dos testes de formação, ou pela utilização de métodos indiretos.

O teste de formação consiste em isolar o intervalo a ser testado através de obturadores, onde se estabelece um diferencial de pressão entre a formação e o interior do poço, forçando assim a produção de fluido, controlando esta produção de fluido intercaladamente, e registra-se continuamente, então, a pressão estática da formação em função do tempo de produção. Porém, devido ao alto custo e riscos envolvidos durante a sua realização, os testes de formação são executados apenas em zonas com indícios de hidrocarbonetos (THOMAS, 2004).

Os métodos indiretos irão prever ou reconhecer zonas pressurizadas, propiciando a equipe de perfuração utilizar um tipo de fluido com densidade suficiente para conter a pressão da formação. A maioria dos métodos indiretos baseia-se em duas curvas: uma formada pelos parâmetros observados e outra, chamada de curva normal, que representa o comportamento dos parâmetros, caso a formação fosse normalmente pressurizada. A curva normal é estabelecida com intuito de definir o comportamento esperado da primeira curva, no caso de compactação normal. O estabelecimento desta curva representa a maior dificuldade na aplicação dos vários métodos, pois a experiência do técnico e o conhecimento do campo são primordiais.

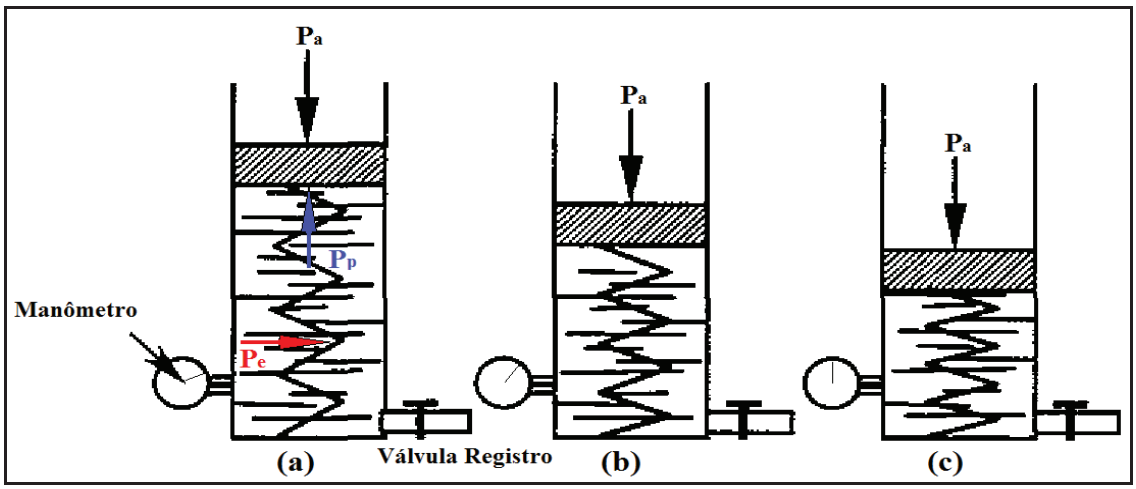
De acordo com SWARBRICK et al. (2002), basicamente, as origens dos gradientes de pressão anormalmente altos poderão ser causadas por mecanismos de: Subcompactação (Desequilíbrio de compactação); expansão de fluidos; pressão diferencial; migração de fluidos; tectonismo.

A compactação promove a redução do volume poroso das rochas, com o simultâneo escape do fluido presente nestes poros em função do soterramento ao longo do tempo, gerado pelo peso de sedimentos das unidades estratigráficas sobrepostas. Após a compactação, movimentos tectônicos podem acrescentar outras tensões de compressão em direções

variadas. No caso dos folhelhos esta redução de volume depende essencialmente do peso dos sedimentos, ou seja, da redução da porosidade na profundidade da medição. Existe uma relação exponencial entre a profundidade e a porosidade. Nos arenitos e carbonatos, a compactação envolve outros parâmetros: diagênese; seleção; composição principal, entre outros.

O mecanismo de compactação em depósitos argilosos saturados é bem explicado pelo modelo desenvolvido por TERZAGHI e PECK (1948). Este modelo, conforme ilustrado na Figura 10, consiste em um sistema mecânico que contém um cilindro cheio com elementos internos: placas de metal com pequenos furos; molas; e água doce. Os elementos estão em equilíbrio e representam o solo saturado. As placas de metal representam as partículas de argila, as molas simulam os contatos entre os grãos e a válvula a drenagem ou permeabilidade. Um manômetro registra a pressão interna exercida pelos fluidos.

Figura 10 - Modelo mecânico de Terzaghi e Peck



Fonte: TERZAGHI e PECK, 1948.

Dado *Pp* como a pressão da água ou de poros, *Pe* a pressão da mola ou efetiva, e *Pa* a pressão externa ou sobrecarga. O manômetro mede a pressão da água no sistema.

O modelo tem seu funcionamento conforme descrito a seguir.

a) Inicialmente, a válvula de registro está fechada, com o sistema em equilíbrio e excessivamente comprimido. Não existe força nas molas e somente há pressão na água. Se uma força normal é aplicada ao êmbolo, a água, incompressivel, irá resistir toda a força e nenhuma força será

transmitida às molas. O manômetro estará mostrando a pressão de sobrecarga *(Pa)*.

b) A válvula é aberta por um período de tempo, com as placas se movendo para baixo na vertical, simulando o mecanismo de compactação. Nesta fase, o volume diminui e como resultado, a mola sofre uma redução equivalente ao deslocamento vertical do pistão. Assim, a força de sobrecarga aplicada é resistida pela água e pela mola. A pressão efetiva no sistema é expressa como: $Pe = Pa - Pp$.

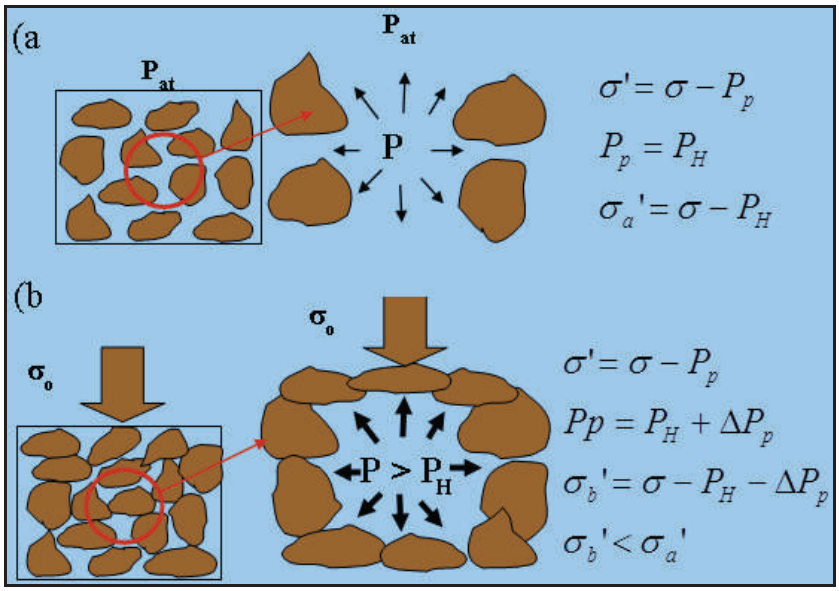
c) A válvula está completamente aberta e a água é suficiente expelida para permitir às válvulas atingirem o equilíbrio de compactação. A partir deste momento, o sistema está em equilíbrio e não há mais expulsão de água. A tensão aplicada é suportada pelas molas e pela água, que está na pressão hidrostática (pressão de 0,433 psi/ft).

Este modelo simula bem o que acontece com os estratos argilosos durante a compactação e mostram a relação entre tensões e pressão de poros. Ele mostra que a pressão de sobrecarga exercida pelos sedimentos sobrepostos em determinada profundidade, se dividem em pressão de poros e pressão efetiva. A pressão de poros ou pressão da formação é a pressão transmitida pelos fluidos contido na rocha. A pressão efetiva é a pressão transmitida pelos contatos entre os grãos da rocha. A pressão total ou de sobrecarga, então, é calculada pela equação:

$$P_a = P_p + P_e \qquad (1)$$

Assim, se os fluidos puderem escapar livremente dos poros durante o assentamento, o volume inicial de água (porosidade) decresce proporcionalmente com a profundidade, a pressão estática é máxima e a pressão de poros tende à pressão hidrostática. Neste caso, a compactação é dita normal. Entretanto, se, devido às condições de soterramento, os fluidos apenas puderem escapar com dificuldade, os seguintes estados serão encontrados: ligeira redução no volume de água original, resultando em pequena diminuição da porosidade com a profundidade; a pressão efetiva será anormalmente baixa e a pressão de poros será próxima da pressão de sobrecarga. Neste caso, houve subcompactação e o processo de compactação é apresentado como de pressão anormal (Figura 11).

Figura 11 - Modelo Tensão Efetiva x Subcompactação



Modificado de ROCHA et al., 2007.

Baseado no mecanismo de compactação, a seguir são apresentados os conceitos das principais pressões aplicadas aos solos em subsuperficie: pressão hidrostática; pressão de poros; pressão de sobrecarga ou overburden; pressão de colapso e; pressão de fratura.

3.1 **Pressão hidrostática**

É a pressão exercida pela coluna de fluido em função da densidade e da altura vertical. É expressa como:

$$P_h = \rho.g.h \tag{2}$$

Onde: P_h a pressão hidrostática; ρ a densidade do fluido; g a constante gravitacional e; h a altura da coluna de fluido

Para pressão, em psi, a profundidade em metros e o gradiente em lb/gal, é expressa como:

$$P = 0.1704 \cdot GP \cdot D \tag{3}$$

Transformando a equação (3) para gradiente de pressão, temos:

$$GP = \frac{P}{0.1704 \cdot D} \tag{4}$$

Onde: *GP* é o gradiente de pressão em lb/gal; *P* a pressão em psi e; *D* a profundidade vertical em metros.

3.2 **Pressão de poros**

A Pressão de poros normal ou pressão de formação é a pressão produzida pela água contida nos poros das rochas que se estende desde a superfície até o ponto considerado. É expressa pela integral:

$$P_{normal}(h) = g\int_0^h \rho_{fluido}(z)dz \tag{5}$$

Onde: g é a constante aceleração da gravidade; ρ_{fluido} (z) é a densidade do fluido na profundidade z.

O Gradiente de Pressão de Poros é a relação entre a pressão de poros pela profundidade, dado pela expressão:

$$G_p = \frac{P_p}{0.1704 \cdot Z} \tag{6}$$

Onde: G_P é o gradiente de pressão de poros em lb/gal; P_p a pressão de poros em psi; Z a profundidade vertical em metros.

Os gradientes são classificados de acordo com as seguintes faixas de valores:

1. Normal, de 8,5 lb/gal a 9,0 lb/gal;
2. Anormalmente alto, de 9,1 lb/gal a 90% do gradiente de sobrecarga;
3. Alto ou sobrepressão, com valores acima de 90% do gradiente de sobrecarga.

3.3 **Pressão de sobrecarga**

Para se calcular a pressão de poros, é necessário o conhecimento do gradiente de pressão de sobrecarga ou *overburden*, visto que existe uma relação entre o gradiente da pressão de poros e o gradiente de sobrecarga. A pressão de sobrecarga em determinada profundidade *Z* é calculado pela seguinte integral:

$$\sigma_s = \int_0^z \rho_b \cdot g \cdot dz \tag{7}$$

Onde: σ_s é pressão de sobrecarga; ρ_b a densidade da formação; g a constante aceleração da gravidade e; z o intervalo de profundidade.

Integrando as densidades nos intervalos de profundidades, a equação de sobrecarga resulta na seguinte forma:

$$\sigma_s = 1{,}422\left(\rho_w \cdot Z_w + \sum_0^n \rho_b \cdot \Delta z\right) \tag{8}$$

Onde: σ_s é pressão de sobrecarga, em psi; ρ_w a densidade da água do mar, em g/cm³; *Zw* a lâmina d'água, em metros; ρ_b a densidade da formação, em g/cm³; Δz o intervalo de profundidade, em metros.

O gradiente de sobrecarga é determinado através da relação entre a pressão de sobrecarga e a profundidade, pela seguinte expressão:

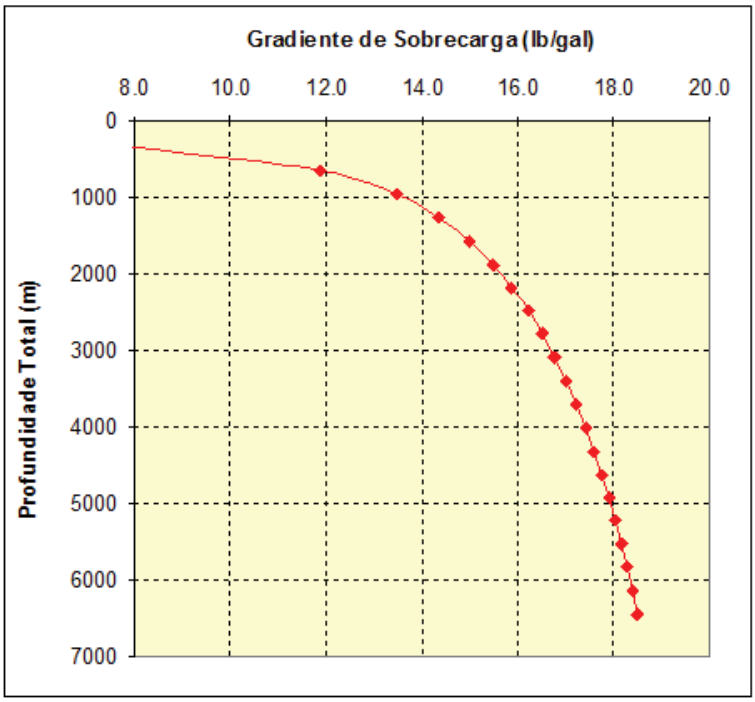
$$G_s = \frac{\sigma_s}{Z} \tag{9}$$

Onde: Gs é o gradiente de sobrecarga; σ_s é a tensão de sobrecarga e; Z a profundidade em metros.

Nota-se na formulação que as densidades das camadas sobrepostas são as incógnitas a determinar. Para determinação das densidades, caso esteja disponível em todo o poço, usa-se o perfil de densidade. Caso contrário, os valores de densidades podem ser obtidos pela aplicação da formulação de Gardner et al. (1974) utilizando o perfil sônico.

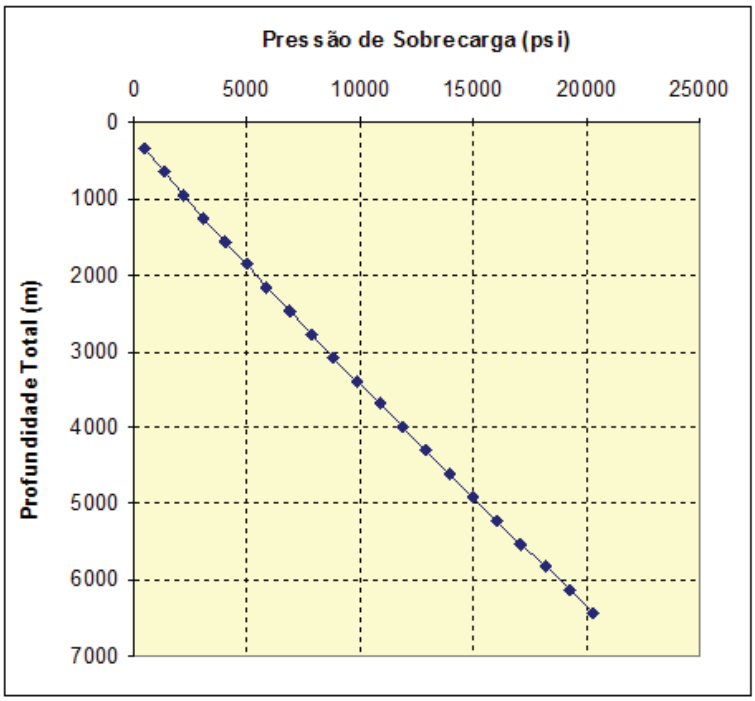
A seguir são apresentados, nas Figuras 12 e 13, os perfis esperados da pressão de sobrecarga, em psi, e do gradiente de sobrecarga, em lb/gal.

Figura 12 – Curva típica do gradiente de sobrecarga



Fonte: ROCHA, 2007.

Figura 13 - Curva pressão de sobrecarga.



Fonte: ROCHA, 2007.

3.4 **Pressão de colapso**

A pressão de colapso é a pressão que leva a falha da rocha por cisalhamento quando há tensões de compressão. A ruptura por cisalhamento poderá ocorrer devido ao baixo peso de lama equivalente (fluido de perfuração) utilizado na perfuração e controle do poço, com isso, a pressão que o peso de lama exerce sobre a formação, não consegue manter as paredes do poço estáveis evitando o desmoronamento total ou parcial do mesmo.

3.5 **Pressão de fratura**

Pressão que causa fratura da rocha, falha por tração, ocorre também em função do baixo peso de lama, semelhante a pressão de colapso, ou em função do alto peso de lama, quando a pressão que o fluido de perfuração exerce sobre a formação é alta ao ponto de causar fratura fazendo com que haja perda de fluido do poço para formação (perda de circulação).