

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE  
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA  
POS-GRADUAÇÃO DINÂMICA DOS OCEANOS E DA TERRA  
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**BRUNA SOUZA DA SILVA**

**INFERÊNCIAS SOBRE FLUIDOS DO PRÉ-SAL  
DO CAMPO DE BÚZIOS, BACIA DE SANTOS,  
ATRAVÉS DOS GRADIENTES DE PRESSÃO DE POROS.**

Niterói, RJ  
2024

BRUNA SOUZA DA SILVA

**INFERÊNCIAS SOBRE FLUIDOS DO PRÉ-SAL  
DO CAMPO DE BÚZIOS, BACIA DE SANTOS,  
ATRAVÉS DOS GRADIENTES DE PRESSÃO DE POROS.**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra do Departamento de Geologia e Geofísica da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Geologia.

Campos de Confluência: Operações Geológicas em Poços, Pressão da Formação, Gradiente de Pressão, Petrofísica.

Orientador:

Profº PhD. Antonio Fernando Menezes Freire

Dr. Roberto Salvador Francisco d'Ávila

Niterói, RJ

2024

Ficha catalográfica automática - SDC/BIG  
Gerada com informações fornecidas pelo autor

S586i Silva, Bruna Souza da  
INFERÊNCIAS SOBRE FLUIDOS DO PRÉ-SAL DO CAMPO DE BÚZIOS,  
BACIA DE SANTOS, ATRAVÉS DOS GRADIENTES DE PRESSÃO DE POROS.  
/ Bruna Souza da Silva. - 2024.  
96 p.: il.

Orientador: Antonio Fernando Menezes Freire.  
Coorientador: Roberto Salvador Francisco D'Ávila.  
Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense,  
Instituto de Geociências, Niterói, 2024.

1. Operações geológicas de poços. 2. Pressão de  
formação. 3. Gradientes de pressão. 4. Petrofísica. 5.  
Produção intelectual. I. Freire, Antonio Fernando Menezes,  
orientador. II. D'Ávila, Roberto Salvador Francisco,  
coorientador. III. Universidade Federal Fluminense. Instituto  
de Geociências. IV. Título.

CDD - XXX

Bibliotecário responsável: Debora do Nascimento - CRB7/6368

BRUNA SOUZA DA SILVA

**INFERÊNCIAS SOBRE FLUIDOS DO PRÉ-SAL  
DO CAMPO DE BÚZIOS, BACIA DE SANTOS,  
ATRAVÉS DOS GRADIENTES DE PRESSÃO DE POROS.**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra do Departamento de Geologia e Geofísica da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Geologia.

Aprovado em 23 de fevereiro de 2024.

BANCA EXAMINADORA:

---

Prof. PhD. Antonio Fernando Menezes Freire – UFF (Orientador)

---

Dr. Roberto Salvador Franciso d'Ávila – PETROBRAS (Coorientador)

---

Examinador 1 – Prof. PhD Cleverson Guizan Silva – UFF

---

Examinador 2 – Prof. Dr. Victor Matheus Joaquim Salgado Campos – UFF

---

Dr. Filipe Vidal Cunha Santa Rosa Soares de Oliveira – PETROBRAS

Niterói, RJ

2024

**DEDICATÓRIA**

*A todos os professores, de fato e de direito, que  
tive até aqui. Sem vocês nada é possível.*

## AGRADECIMENTOS

Agradeço à ANP pela disponibilização dos dados, sem os quais o presente trabalho seria restrito ao campo teórico.

Agradeço à Petrobras pelas oportunidades de crescimento pessoais e profissionais.

Agradeço à Universidade Federal Fluminense (UFF), seu corpo docente e demais funcionários, por toda paciência, dedicação e diligência: sem as Universidades Públicas de qualidade do nosso país, seus servidores e pesquisadores, muito pouco estaríamos avançando em ciência, pesquisa e tecnologia. Ao meu orientador, Prof. Dr. Fernando Freire, por inspirar a mim e a inúmeros colegas.

Aos colegas Ana Paula Lougon, André Mello, Bruna Maia, Bruno Tosta, Eloise Policarpo, Fares Pessoa, Felipe Gorla, Fernando Maia, Guilherme Amaral, Guilherme Costa, Henrique Pentead, Luiz Marçal, Marcelo Abbehusen, Marcus Santini, Mariana Meirelles, Otaviano Pessoa, Thiara Gomes, Ubirajara Simões e inúmeros outros que, ao compartilharem seu tempo e seus conhecimentos, muito me incentivaram no decorrer dessa dissertação.

A Adali Spadini, Andre Romanelli, Gerson Terra, João de Deus, Luis de Campos, Marcio Coutinho, Marcos Fetter, Roberto D'Ávila, Rogerio Gontijo, Silmara Campos e Verney Stumpff, por serem inspiração técnica ao longo do tempo compartilhado na Petrobras.

Agradeço ao meu companheiro Junior Franco por todo apoio nessa jornada. Agradeço ainda ao meu avô Jorge e aos meus avós *in memoriam* Maria de Lourdes, José e Maria Lucia: sem vocês eu nada seria.

## ΕΠΪΓΡΑΦΕ

*“From the first, geologists attempted to explain the occurrence of oil and gas in terms of geologic phenomena. Then, as the petroleum industry grew and developed, they were called in more to guide the programs of exploration for the raw materials upon which the industry depended. New geologic concepts relating to petroleum were thus developed, and at the same time enormous volumes of new data were made available with which to test and prove or disprove many established principles of geology. As a result, not only the petroleum industry, but the science of geology as a whole, has benefited greatly.”*

*(Levorsen, 1967)*

## RESUMO

Gradientes de pressão são largamente utilizados na indústria do petróleo para realizar medições do regime de pressões internas aos poros das rochas, como também para fazer inferências sobre os fluidos contidos em reservatórios. Informações sobre o regime de pressões de uma área são bastante sensíveis e estratégicas, já que são fundamentais ao longo da vida de um poço, desde o planejamento até a fase de perfuração, bem como para a caracterização dos fluidos encontrados em subsuperfície. A intenção deste estudo é trazer dados reais de um dos maiores campos de petróleo do Brasil, o Campo de Búzios, no Pré-sal da Bacia de Santos, para a comunidade acadêmica nacional, suprimindo uma importante lacuna de conhecimento dada escassez de publicações científicas sobre este tema. Utilizando os dados de pressão adquiridos em 45 poços do Campo de Búzios, no Pré-Sal da Bacia de Santos, foram construídos e interpretados gráficos com a finalidade de identificar gradientes e reconhecer fluidos presentes nesses poços, além de inferir profundidades de contatos entre fluidos e sugerir zonas preferenciais de ocorrência. Foram demonstradas comparações entre o método de interpretação de dados de pressão tradicional (profundidade x pressão) e o método de gradiente de pressão média x profundidade, desenvolvido internamente na Petrobras, trazendo uma metodologia inédita para a academia. A partir dessas análises é possível perceber que existe uma diferença de profundidade entre o nível de água livre (FWL) identificados por gradientes de pressão, e as profundidades os contatos óleo/água (OWC) obtidas pelo perfil de resistividade. Também foi possível inferir, através dos gradientes de pressão, que a porção central do campo possui óleos e águas ligeiramente mais leves (0,71 g/cc e 1,10 g/cc, respectivamente, enquanto nas porções circundantes, principalmente na porção NE do campo, há uma concentração de óleos e águas mais densas (0,76 g/cc e 1,60 g/cc, respectivamente). Com o presente trabalho é possível demonstrar o quanto os dados de pressão servem para dar um caráter preditivo sobre regimes de pressão e fluidos, otimizando os processos de E&P.

**Palavras-Chave:** Pressão estática da formação; Gradientes de pressão; Operação Geológica; Campo de Búzios; Pré-Sal; Bacia de Santos.



## ABSTRACT

Pressure gradients are widely used in the petroleum industry to measure the internal pore pressure regime of rocks, as well as to make inferences about the reservoir fluids. The pressure regime of an area is a very sensible and strategic information, since it is fundamental in all phases of a well, from planning to drilling, as well as for the formation fluid characterization. In this study, it is intended to bring real data from one of Brazil's largest oil fields, the Búzios Field, in the Pre Salt of the Santos Basin, to the national academic community, filling an important knowledge gap, due to the scarcity of scientific publications on this subject. Through the study of the pressure data acquired in 45 wells of the Búzios Field, I have built and interpret graphs to identify gradients and recognize fluids presents in these wells, as well as infer depths of contacts between fluids and suggest zones of occurrence. I demonstrate here a comparison between the traditional pressure data interpretation method (depth x pressure) and the average pressure x depth gradient method, developed internally at Petrobras, bringing an unprecedented methodology to academia. As a result of this study, I noticed that there is a difference in depth between the free water level (FWL) identified by pressure gradients, and the oil/water contact (OWC) obtained by the resistivity profile. It was also possible to infer, through the pressure gradients, that the central portion of the field has slightly lighter oils and waters (0.71 g/cc and 1.10 g/cc, respectively), while in the surrounding portions, mainly in the NE portion of the field, there is a concentration of denser oils and waters (0.76 g/cc and 1.60 g/cc, respectively). With the present work it is possible to demonstrate the importance of pressure data to give a predictive character to pressure regimes and fluids and optimizing E&P processes.

**Keywords:** Formation static pressure; Pressure gradient; Operations Geology; Búzios Field; Pre Salt; Santos Basin.

## Sumário

1.	INTRODUÇÃO.....	1
2.	OBJETIVOS .....	5
3.	CONTEXTO REGIONAL .....	6
4.	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....	11
4.1.	Ambiente de aquisição de dados & Perfis de Poços .....	12
4.2.	Pressão, Gradiente de Pressão e Contatos entre fluidos .....	21
5.	MATERIAIS E MÉTODOS.....	35
6.	RESULTADOS.....	40
6.1.	Histórico de perfuração dos poços do Campo de Búzios .....	40
6.1.	Identificação de Contato Óleo Água (OWC) pelos perfis de resistividade .....	42
6.2.	Identificação de Nível de Água Livre (FWL) pelos gradientes de pressão .....	46
6.2.1.	Controle de qualidade dos dados de pressão .....	46
6.2.2.	Gráficos de Pressão x Profundidade.....	50
6.2.3.	Gráficos de Gradiente x Profundidade .....	54
7.	DISCUSSÕES.....	62
7.1.	Interpretação dos resultados .....	62
7.2.	Conectividade no campo de Búzios.....	63
8.	CONCLUSÕES .....	72
9.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	74

## ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
<b>Figura 1:</b> Gráficos indicam a distribuição da produção de cinco dos principais campos em exploração de petróleo no Brasil, comparando o ano de 2022 com os 4 anos anteriores. O campo de Búzios, em azul claro, apresenta uma crescente produção. Ainda de acordo com o relatório da ANP: “Em 2022, a produção de petróleo do Campo de Búzios aumentou 2,54% em relação ao ano de 2021, representando 18,67% da produção nacional, tendo um acréscimo de 4,41 pontos percentuais em relação ao ano de 2021.”. Fonte: Encarte de consolidação da produção 2022, Boletim da produção de Petróleo e Gás Natural – SDP (ANP, dez. 2022). .....	2
<b>Figura 2:</b> Mapa de localização da costa do sudeste do Brasil, mostrando as Bacias de Santos e Campos, os principais campos e o campo de Búzios, onde foi realizado o estudo. Fonte: Shapefiles ANP, Imagem de Satélite do acervo ArcGIS – acesso em dezembro de 2022. ....	2
<b>Figura 3:</b> Configuração geotectônica do paleocontinente Gondwana e consequente formação do Oceano Atlântico no início do período Cretáceo, momento com o qual a Bacia de Santos está diretamente relacionada. Fonte: modificado de Alves et al. (2017). ....	7
<b>Figura 4:</b> Carta Estratigráfica da Bacia de Santos. Extraída de MOREIRA et. al., 2007 .....	9
<b>Figura 5:</b> Seção Geológica Esquemática Regional da Bacia de Santos, modificada de Carminatti et al. (2008) apud Carlotto et al. (2017). ....	10
<b>Figura 6:</b> Seção Geológica da região de Búzios, modificada de Siqueira et al. (2024). De acordo com os autores, a figura (a) utiliza o horizonte UBS (base da seção evaporítica) e a localização dos poços do trabalho referenciado; a figura (b) representa uma seção geológica da área, onde os horizontes sísmicos interpretados pelos autores e marcados na imagem seriam respectivamente: A o topo da seção evaporítica, B a base da seção evaporítica, C a DIA (discordância Intra-Alagoas), D a DPA (discordância Pre-Alagoas), E a DJB (discordância Jiquia/Buracica), F o TE (topo do embasamento). ....	10
<b>Figura 7:</b> Esquema apresentando as diversas zonas que influenciam as respostas das ferramentas durante a aquisição dos perfis geofísicos (Bassiouni, 1994 apud De Oliveira, 2023). ....	14
<b>Figura 8:</b> Quadro esquemático indicando as diferenças de calibre de poço – e com isso possíveis diferenças nas leituras das ferramentas em decorrência das distâncias e irregularidades da parede de poço (Ellis & Singer 2008 apud De Oliveira, 2023). ....	15
<b>Figura 9:</b> Gráfico comparando a resolução vertical com a profundidade de investigação de cada ferramenta a cabo (modificado de Bond et al., 2010). ....	18
<b>Figura 10:</b> Coluna de fluido de 1m de altura, compondo 1m <sup>3</sup> em volume, calculando as pressões equivalentes em fluidos com densidades diferentes (modificado de Dahlberg, 1995). ....	21
<b>Figura 11:</b> Forma do corpo não tem influência no gradiente hidrostático. Pressões de compartimentos diferentes recaem no mesmo gradiente, se estiverem sob mesmo regime de pressão. Modificado de Dahlberg (1994). ....	23
<b>Figura 12:</b> Princípio de Pascal, onde em (a) a força distribuída igualmente por todo o sistema realiza um shift no gradiente como um todo e em (b) ocorre um desequilíbrio de maneira desigual ao longo do reservatório. Modificado de Dahlberg (1995). ....	23
<b>Figura 13:</b> Diferentes tipos de ferramentas de teste a cabo com módulos de análise e amostragem de fluido e arranjos entre eles, da Schlumberger. Fonte: modificado de Schlumberger (2013). ....	26
<b>Figura 14:</b> Esquemas de ferramentas de registro de pressão: (a) do tipo RFT (Repeat Formation Test) da Schlumberger, modificado de Smolen & Litsey, 1979; (b) ferramenta Halliburton, modificado de Proett et al. (1994)a. ....	27

- Figura 15:** Gráfico exemplificando uma carta de um bom registro de pressão em uma zona permeável (formação com permeabilidade acima de 1md), indicando cada uma das etapas da operação de registro de pressão executada com a ferramenta. Fonte: modificado de Proett et al., 1994(b). ..... 27
- Figura 16:** Gráfico exemplificando uma carta de um bom registro de pressão em uma zona de baixa permeabilidade (com mais tempo para a etapa de buildup da pressão), indicando cada uma das etapas da operação de registro de pressão executada com a ferramenta. Fonte: modificado de Proett et al., 1994(b). ..... 28
- Figura 17:** Gráficos conceituais de 'pressão hidrostática por profundidade em cota considerando conexão ao longo de toda a coluna de fluido, com 6 tipos de fluidos diferentes. Na figura (a) temos um gráfico Pressão x Cota com as funções  $f(x)$  de 6 fluidos. Na Figura (b) temos um gráfico de  $f(x)$  de Cota x Pressão. Tem-se que  $f(y)$  da figura (a) é equivalente a  $f(x)$  da figura (b)..... 30
- Figura 18:** Coluna de fluido de 1m de altura, compondo  $1m^3$  em volume, calculando as pressões equivalentes em fluidos com densidades diferentes (modificado de Dahlberg, 1995). ..... 31
- Figura 19:** Esquema indicando a relação que existe entre a variação do raio ( $r$ ) do capilar e a altura ( $\Delta z$ ) que o fluido atinge, ilustrando a força capilar, gerando uma diferença de Pressão Capilar. Quanto mais estreita a garganta de poros (o capilar), maior a diferença de altura, maior a zona de transição. Modificado de Dahlberg (1995)..... 32
- Figura 20:** Mapa de localização dos 45 poços utilizados no presente estudo, dentro do campo de Búzios..... 35
- Figura 21:** Fluxograma geral do projeto. .... 37
- Figura 22:** Linha do tempo. Histórico de perfuração dos poços do campo de Búzios, indicando a cronologia de perfuração e separando em quatro conjuntos: 1) poços exploratórios (EXP, em amarelo); 2) poços DP ADR, antes do início da produção e ainda em fase de aquisição de dados de reservatório (DP ADR, em laranja); 3) poços de desenvolvimento do campo, antes do início da produção (DP sem prod., em vinho) mas já em período de realização de testes de longa duração (TLDs), dentre outros testes; 4) poços de desenvolvimento do campo após o início da produção de petróleo (DP com prod.), que podem afetar a pressão original do campo..... 41
- Figura 23:** Exemplos de poços da área estudada com feições de OWC (oil-water contact, contato óleo-água) interpretadas através do perfil de resistividade. Nos poços 2-ANP-1-RJS, 9-BUZ-1-RJS e 8-BUZ-16-RJS o OWC é mais facilmente identificado e quase sem zona de transição, na Fm. Itapema. No poço 3-BRSA-944-RJS o OWC é levemente transicional e ocorre no folhelho da passagem da Fm. Itapema para a Fm. Barra Velha. No poço 9-BUZ-2-RJS o OWC ocorre na Fm. Barra Velha, em feição identificada como zona de transição..... 43
- Figura 24:** Exemplos de poços da área estudada onde não foi possível identificar as feições de OWC (oil-water contact), através do perfil de resistividade, seja pela presença de rochas ígneas ou sedimentares de baixa permoporosidade..... 43
- Figura 25:** Mapa contendo a krigagem do OWC através do Geosoft, utilizando os dados de OWC interpretados nos perfis de resistividade dos 45 poços do projeto. Dados em profundidade em cota (TVDSS – true vertical depth subsea). Linhas tracejadas representam falhas do intervalo Pré-sal do Campo de Búzios, interpretadas no volume sísmico pelo Grupo de Interpretação Exploratória e Caracterização de Reservatórios (GIECAR) da UFF..... 45
- Figura 26:** Carta de registro de pressão do poço 7-BUZ-33-RJS na profundidade 5452,08m. Registro considerado efetivo com pressão estabilizada. Ponto A representa o início da operação, o ponto B representa a abertura da ferramenta frente à formação, o ponto D o primeiro registro de pressão da formação efetiva próxima do ponto de estabilização e o ponto F a repetição do ponto D para

confirmação da pressão de formação, o ponto G representa o desacoplamento da ferramenta da formação e o ponto H o término da operação de registro de pressão. Os segmentos AB e GH indicam a pressão hidrostática do poço, antes e após a operação de registro de pressão da formação, respectivamente; os segmentos BC e DE indicam o acoplamento da ferramenta na parede do poço; os segmentos CD e EF representam a recuperação da pressão da formação até o seu ponto de estabilização..... 48

**Figura 27:** Carta de registro de pressão do poço 7-BUZ-17-RJS na profundidade 5649,21m. Registro considerado longe da estabilização em formação de baixa permoporosidade, sendo descartado para efeito de construção do gradiente de pressão. Ponto A representa o início da operação, o ponto B representa a abertura da ferramenta frente à formação, o ponto D deveria ser o primeiro registro de pressão da formação efetiva, mas está muito longe da estabilização, o ponto F o desacoplamento da ferramenta da formação e o ponto H o término da operação de registro de pressão. .... 49

**Figura 28:** Carta de registro de pressão do poço 7-BUZ-33-RJS na profundidade 5487,68m. Registro considerado fechado em formação de baixíssima permoporosidade, sendo descartado para efeito de construção do gradiente de pressão. Ponto A representa o início da operação, o ponto B representa a abertura da ferramenta frente à formação, o ponto D deveria ser o primeiro registro de pressão da formação efetiva, mas está muito longe da estabilização, o ponto F o desacoplamento da ferramenta da formação e o ponto H o término da operação de registro de pressão..... 49

**Figura 29:** Gráfico de Pressão x Profundidade em Cota negativa (m) do poço 2-ANP-1-RJS. Em verde: os pontos de pressão medidos na zona de óleo, a reta de tendência e a equação da reta; em azul: os pontos de pressão medidos na zona de água, a reta de tendência e a equação da reta..... 51

**Figura 30:** Gráficos de Pressão (psi) x Profundidade em Cota negativa (m) dos poços: (a) da fase Exploratória, (b) ADR na fase de desenvolvimento da produção, (c) DP com TLD, (d) DP com produção. .... 52

**Figura 31:** Gráfico de Pressão x Profundidade em Cota negativa (m) dos poços da fase de desenvolvimento da produção após o início da produção do campo. É possível observar que há variação na pressão absoluta, mas a inclinação do gradiente se mantém..... 53

**Figura 32:** Comparação das duas formas gráficas dos mesmos dados do poço 2-ANP-1-RJS, seno o gráfico (a) e, Pressão x Profundidade e o gráfico (b) em Gradiente Médio x Profundidade, ambos em cota (TVDS). É possível observar que o FWL fica mais evidenciado no gráfico do Gradiente Médio. O mesmo se dá nos demais poços do campo..... 56

**Figura 33:** Gráficos de Gradiente de Pressão x Profundidade em Cota negativa (m) dos poços: (a) da fase Exploratória, (b) ADR na fase de desenvolvimento da produção, (c) DP com TLD, (d) DP com produção. .... 57

**Figura 34:** Gráfico de Gradiente de Pressão x Profundidade em Cota negativa (m) dos poços da fase de desenvolvimento da produção após o início da produção do campo. É possível observar que há variação na pressão absoluta (depleção), mas a inclinação do gradiente se mantém. Em amarelo estão os pontos de pressão dos poços originais do campo..... 58

**Figura 35:** Mapa contendo a krigagem do FWL através do Geosoft, utilizando os dados de FWL calculados através dos gradientes de pressão dos 45 poços do projeto. Dados em profundidade em cota (TVDS – true vertical depth subsea). .... 59

**Figura 36:** Mapa contendo a krigagem da Densidade do Óleo através do Geosoft, utilizando os dados de coeficiente angular extrapolados através das equações lineares dos gradientes de pressão dos 45 poços do projeto. Dados em profundidade em cota (TVDS – true vertical depth subsea). .... 60

<b>Figura 37:</b> Mapa contendo a krigagem da Densidade da Água através do Geosoft, utilizando os dados de coeficiente angular extrapolados através das equações lineares dos gradientes de pressão dos 45 poços do projeto. Dados em profundidade em cota (TVDSS – true vertical depth subsea).....	61
<b>Figura 38:</b> Mapa contendo a krigagem do topo da Fm. Barra Velha, ou da Base do Sal, utilizando os dados dos 45 poços. Dados em profundidade em cota (TVDSS – true vertical depth subsea). ....	64
<b>Figura 39:</b> Mapa contendo a krigagem do topo da Fm. Itapema utilizando os dados dos 45 poços. Dados em profundidade em cota (TVDSS – true vertical depth subsea). ....	65
<b>Figura 40:</b> Mapa contendo a krigagem de isópacas da Fm. Barra Velha, utilizando os dados dos 45 poços. Dados em profundidade em cota (TVDSS – true vertical depth subsea).....	66
<b>Figura 41:</b> Mapa contendo a krigagem de isópacas da Fm. Itapema, utilizando os dados dos 45 poços. Dados em profundidade em cota (TVDSS – true vertical depth subsea). ....	67
<b>Figura 42:</b> Mapa contendo a krigagem de isópacas da Fm. Piçarras, utilizando os dados dos 45 poços. Dados em profundidade em cota (TVDSS – true vertical depth subsea). ....	68

## ÍNDICE DE TABELAS

<b>Tabela 1:</b> Conversão de gradiente de pressão para massa específica para correlação de fluido presente no reservatório. Adaptado de Rider e Kennedy (2011), incluindo as conversões de unidades necessárias para o presente estudo. ....	30
<b>Tabela 2:</b> Lista dos 45 poços utilizados no presente trabalho, com o código utilizado nos mapas (Código), o tipo de poço (Tipo), o nome utilizado pela operadora Petrobras (Poço BR) e o nome ANP (Poço ANP). ....	36
<b>Tabela 3:</b> Lista dos códigos dos poços e das profundidades dos contatos óleo-água (OWC – oil-water contact) identificados nos poços através do perfil de resistividade (RES). Onde não foi possível identificar o OWC através de perfil ficou registrada a profundidade do último óleo observado (LKO - last known oil). ....	44
<b>Tabela 4:</b> Lista dos códigos dos poços e das profundidades dos níveis de água livre (FWL – free water level) identificados nos poços do Gradiente de Pressão, o Gradiente de Óleo, o Gradiente de Água e a Formação de ocorrência do FWL. ....	47

## LISTA DE ABREVIATURAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo e Gás Natural (no Brasil)
ADR	Aquisição de Dados de Reservatório (se refere a um poço)
DP	Desenvolvimento da Produção
EXP	Exploração, exploratório
FWL	<i>Free Water Level</i> (nível de água livre)
OWC	<i>Oil-Water Contact</i> (contato óleo-água)
TLD	Teste de Longa Duração

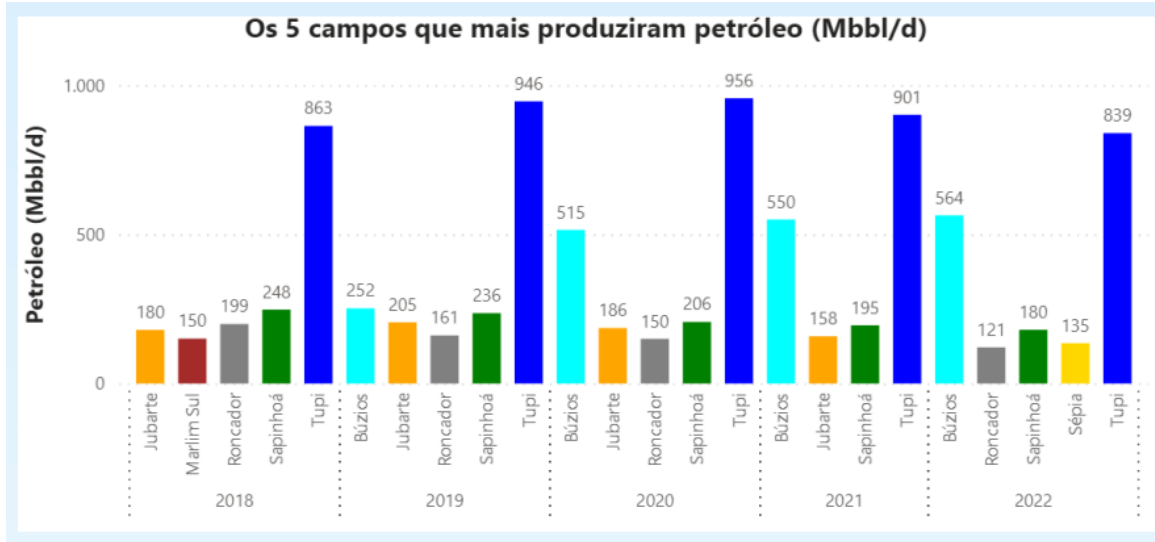


## 1. INTRODUÇÃO

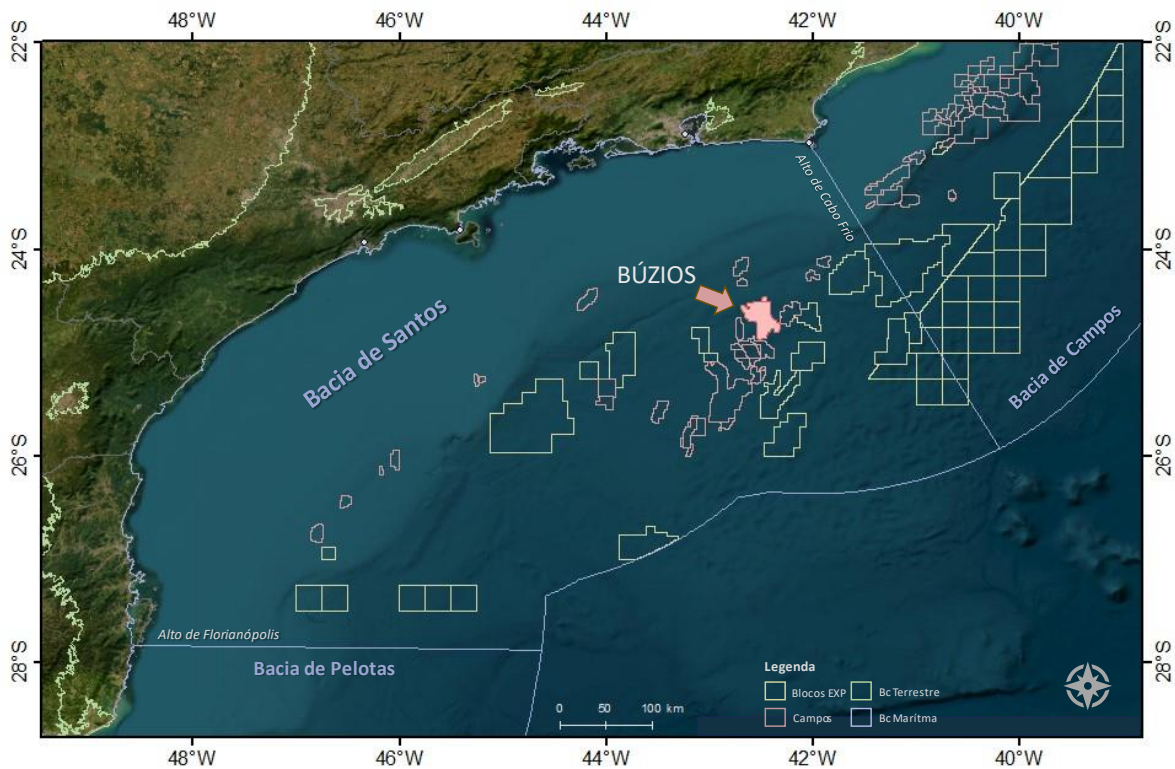
O Petróleo se tornou um dos recursos naturais mais importantes na civilização moderna, tanto para a geração de energia como nos incontáveis usos petroquímicos (Levorsen, 1967). Acompanhando os Relatórios anuais do *World Economic Forum* (WEF, Fórum Econômico Mundial) de 2018 a 2023 é possível observar que mesmo com a demanda global por formas de geração de energia de baixo carbono, sendo elas renováveis ou não, para garantia de um futuro para a espécie humana, a indústria do petróleo ainda tem o seu espaço nas matrizes lenergéticas diversificadas, seja pelas dificuldades econômicas e/ou políticas para se realizar a transição energética, seja para suprir a segurança energética em regiões específicas, ou mesmo nos indispensáveis usos dos derivados em suas diversas formas (WEF 2018, WEF 2019, WEF 2020, WEF 2021, WEF 2022 e WEF 2023).

No Brasil, de acordo com a Agência Nacional do Petróleo (ANP), Gás Natural e Bicombustíveis, no ano de 2022 foram declarados 14.856,47 MMbbl de reservas provadas (1P) de petróleo, das quais as reservas da Bacia de Santos equivalem a 11.087,14 MMbbl (74,6%) (ANP, 2023). Dos 30 poços com maior produção de petróleo, 13 são do Campo de Búzios, sendo este o segundo campo de maior produção nacional (figura 1 - ANP, 2022). Com volume de petróleo bastante expressivo, aliado à disponibilidade de dados de poços através da ANP, a aplicação do presente estudo no Campo de Búzios (figura 2) se mostrou imediatamente pertinente.

O estudo dos elementos de um sistema petrolífero – geração, migração, acumulação/trapeamento, preservação e seu sincronismo - leva ao principal objetivo dos geocientistas dedicados à exploração de petróleo: previsão e descoberta de reservatórios de petróleo e gás natural (Hindle, 1997; Beaumont & Foster, 2000; Ganat, 2020). A partir da escolha de determinada área para aprofundamento da pesquisa, uma série de aquisição de dados, análises e operações são desencadeadas no intuito de estudar as evidências da existência (ou não) de reservatórios, dos fluidos neles presentes e da dinâmica entre eles (Green *et al.*, 2014). É sobre a identificação de fluidos, a relação entre eles e destes com o reservatório, e a capacidade de extrairmos evidências sobre o regime de pressões que se trata o presente trabalho.



**Figura 1:** Gráficos indicam a distribuição da produção de cinco dos principais campos em exploração de petróleo no Brasil, comparando o ano de 2022 com os 4 anos anteriores. O campo de Búzios, em azul claro, apresenta uma crescente produção. Ainda de acordo com o relatório da ANP: “Em 2022, a produção de petróleo do Campo de Búzios aumentou 2,54% em relação ao ano de 2021, representando 18,67% da produção nacional, tendo um acréscimo de 4,41 pontos percentuais em relação ao ano de 2021.”. Fonte: Encarte de consolidação da produção 2022, Boletim da produção de Petróleo e Gás Natural – SDP (ANP, dez. 2022).



**Figura 2:** Mapa de localização da costa do sudeste do Brasil, mostrando as Bacias de Santos e Campos, os principais campos e o campo de Búzios, onde foi realizado o estudo. Fonte: Shapefiles ANP, Imagem de Satélite do acervo ArcGIS – acesso em dezembro de 2022.

Na indústria do petróleo há uma quantidade muito maior de dados indiretos do que informações diretas. É de se imaginar que, devido a essa desproporção, inúmeras metodologias e formas de análise dos dados adquiridos são desenvolvidas para que seja possível extrair o máximo de interpretação e valor de cada uma delas (Kennedy, 2015). Assim, a avaliação econômica de uma jazida e a estratégia de produção dela depende intrinsecamente dessas abordagens integradoras, que devem considerar todos os elementos do sistema petrolífero e de produção de suas reservas (Purewal *et al.*, 2011).

Dentre as inúmeras áreas do conhecimento que estão em interseção dentro da geologia do petróleo, a Operação Geológica e a Petrofísica muito contribuem para a Avaliação de Formação, Reservas e Reservatórios. Nessas interfaces, os processos e conhecimentos-base para aquisição, processamento, análise e interpretação de dados adquiridos são fundamentais para que se possa avaliar o potencial de um reservatório e seus fluidos (Kennedy, 2015). Ao permitir que seja feito um planejamento equilibrado das informações sobre as formações geológicas, conteúdo de fluidos, propriedades rochosas e características do reservatório adequados aos cenários/modelos, com embasamento técnico, aumenta-se a probabilidade de determinar o sucesso geológico e a viabilidade econômica de uma área (Purewal *et al.*, 2011).

Além de ser importante ter uma forte compreensão de sedimentologia, estratigrafia e geologia estrutural, esses conhecimentos ajudam a analisar o ambiente deposicional, identificar potenciais rochas-reservatório e interpretar a história geológica da área – deve-se incluir no *background* conceitos de heterogeneidade de reservatórios, diagênese, porosidade e distribuição de permeabilidade, pois permitem avaliar a qualidade e a conectividade das rochas do reservatório (Levorsen, 1967; Hindle, 1997; Beaumont & Foster, 2000; Purewal *et al.*, 2011).

Ao combinar os conhecimentos das diversas áreas, podemos avaliar de forma colaborativa o potencial do reservatório e recomendar as melhores abordagens para a produção: identificando os melhores pontos de locação dos poços, estimando com maior precisão as reservas, projetando as melhores completações dos poços, otimizando estratégias de produção e avaliando o desempenho do reservatório ao longo do tempo, e para assim contribuir com o desenvolvimento bem-sucedido de campos de petróleo e gás (Levorsen, 1967; Beaumont & Foster, 2000; Ganat, 2020).

A avaliação de regime e gradiente de pressão da formação, a análise de fluidos e a relação entre eles (contato entre fluidos) são componentes críticos da avaliação da formação e da caracterização do reservatório (Dahlberg, 1995; Hindle, 1997; Beaumont & Foster, 2000; Dennis, 2000). A contribuição desses componentes para o entendimento geral do reservatório e da melhor estratégia de produção é amplamente conhecida em sua essência, mas pouco registrada academicamente em sua prática, através de publicações científicas.

O presente trabalho traz o estudo do gradiente de pressão, associado a perfis de poços, como uma importante ferramenta de estudo regional, aplicada a estudos de reservatório, incluindo a petrofísica, e diretamente relacionada à Operação Geológica em poços de petróleo.

## 2. OBJETIVOS

Este trabalho tem por objetivo principal a aplicação de conceitos e metodologias existentes para avaliação e caracterização composicional de fluidos da formação rochosa e a relação entre eles no Campo de Búzios, utilizando registros de pressão em conjunto com perfis de poços, através da correlação de poços e na elaboração de mapas.

Como objetivos específicos, registra conceitos e sugere um método analítico e um fluxo de trabalho que proporcione um melhor conhecimento sobre a distribuição de fluidos da área, inferindo sobre a conectividade dos reservatórios e à presença/ausência de barreiras de permeabilidade.

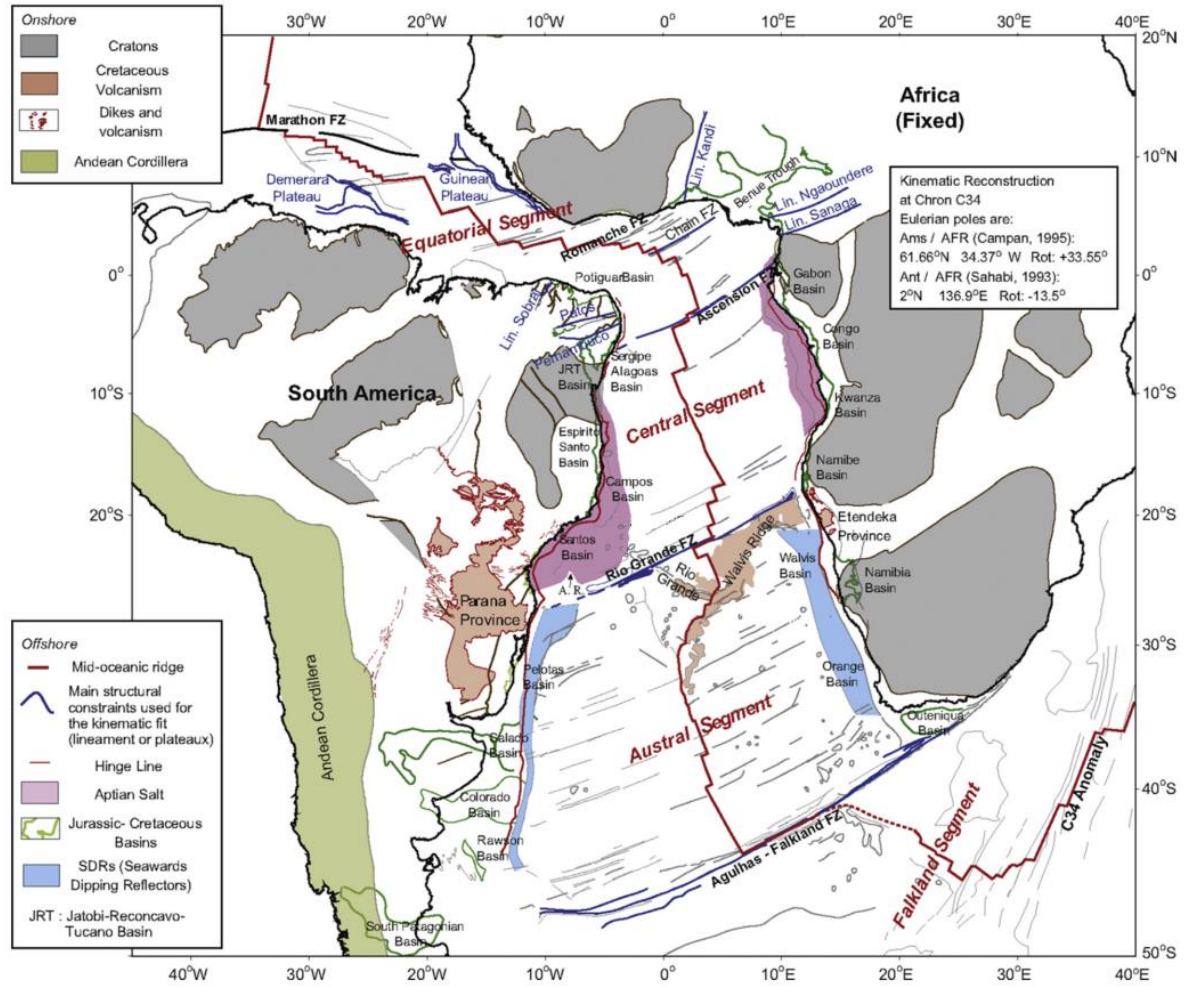
Os dados de pressão e gradiente de pressão, se interpretados corretamente, otimizam processos de Exploração e Produção, desde projetos de perfuração de poços a estudos de produção de reservatórios, uma vez que permite a plena compreensão dos regimes de pressão atuantes da área em desenvolvimento.

### 3. CONTEXTO REGIONAL

O Campo de Búzios, um dos maiores campos do Brasil, cujos dados são objeto de estudo da presente dissertação, se localiza na Bacia de Santos, *offshore* da região sudeste brasileira (figura 2), aproximadamente a 200km da costa do Rio de Janeiro. A Bacia de Santos se encontra limitada a norte pelo Alto de Cabo Frio e Bacia de Campos, e a sul pelo Alto de Florianópolis e a Bacia de Pelotas.

O contexto geológico que deu origem aos reservatórios do Pré-Sal data da abertura do rifte que deu origem ao oceano Atlântico (figura 3) (Chang *et al.*, 1992; Milani *et al.*, 2007; Moreira *et al.*, 2007; Alves *et al.*, 2017; Gomes *et al.* 2020), onde apresenta-se a sequência sedimentar na Bacia de Santos, que pode ser separada em quatro estágios bem-marcados dessa separação/abertura oceânica: estágio pré-rifte (continental), estágio rifte (lago), estágio proto-oceânico (golfo) e estágio *drift* (oceano) (Riccomini *et al.*, 2012).

O Pré-sal possui quatro formações conhecidas: a Formação Camboriú, composta principalmente por basaltos, sendo considerada o embasamento econômico da bacia (Moreira *et al.*, 2007; Thomaz-Filho *et al.*, 2008); Formação Piçarras, composta principalmente por conglomerados e arenitos híbridos relacionados ao início da seção rifte (Moreira *et al.*, 2007; Nardi-Leite *et al.* 2020); Formação Itapema, composta por calcirruditos constituídos por fragmentos de conchas de bivalves, e folhelhos escuros ricos em matéria orgânica (Moreira *et al.*, 2007; Chinelatto *et al.*, 2020; Rocha *et al.*, 2021; Oliveira *et al.*, 2021); e a Formação Barra Velha, composta por carbonatos relacionados a lagos alcalinos (Pietzsch *et al.*, 2020; Herlinger Jr. *et al.*, 2020), apresentando esferulitos, *shrubs* e argilas magnesianas (Gomes *et al.*, 2020), podendo apresentar zonas de dolomitização ou silicificação (Wright & Barnett, 2020; Herlinger Jr. *et al.*, 2020; Satorato *et al.*, 2020).



**Figura 3:** Configuração geotectônica do paleocontinente Gondwana e consequente formação do Oceano Atlântico no início do período Cretáceo, momento com o qual a Bacia de Santos está diretamente relacionada. Fonte: modificado de Alves *et al.* (2017).

Segundo Gomes *et al.* (2020), muitos artigos foram publicados na tentativa de estudar e classificar as sequencias carbonáticas da Formação Barra Velha e, em sua grande maioria, buscando adequá-las à alguma das nomenclaturas já existentes<sup>1</sup>. Para o presente estudo utilizou-se apenas a separação em Formações, de acordo com a Carta Cronoestratigráfica (Moreira *et al.* 2007 - figura 4), indicando que, em um primeiro momento, sem acesso a ensaios laboratoriais que envolvam amostras de rocha, não há, em termos de escala de trabalho, grandes diferenças dentro dos métodos aplicados. Reconheço que, para estudos de modelos de produção de reservatório, estudos de dinâmica de fluidos em escala de detalhe são pertinentes. No entanto, para a metodologia aqui proposta, apenas a compreensão superficial da anisotropia na porosidade vertical e as grandes extensões e continuidades laterais das seções-reservatórios é suficiente (Costa, 2019; Gomes *et al.* 2020, Herlinger *et al.*, 2020).

A seção geológica esquemática de Carminatti *et al.* (2008) modificada por Carlotto *et al.* (2017) mostra a grande dimensão e extensão dos depósitos do Pré-Sal, passando de 600 km em direção ao oceano e mais de 10 km de profundidade (figura 5). A seção geológica modificada de Siqueira *et al.* (2024) (figura 6) apresenta a geologia da área de Búzios, com a estratigrafia, os horizontes e discordâncias interpretados, bem como a estruturação do embasamento e da Bacia de forma geral – baseando a litoestratigrafia e idades em Moreira *et al.* (2007).

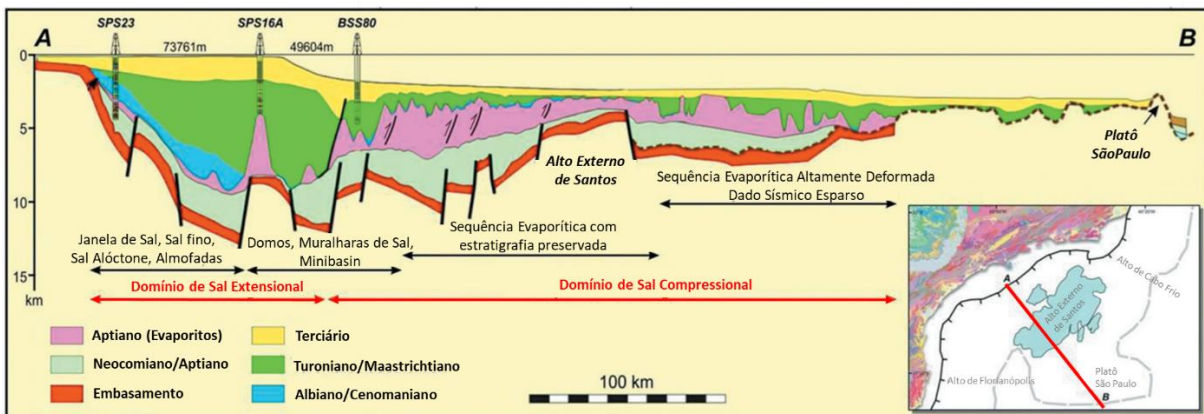
O Campo de Búzios foi descoberto pelo poço estratigráfico 2-ANP-1-RJS, perfurado pela Petrobras em 2010. Os testes de Longa duração (TLDs) ocorreram após a declaração de comercialidade do campo, no final de 2013, até o início da produção, que se deu no ano de 2018, com a entrada em operação das plataformas de produção P-74 e P-75. Essas informações são de extrema relevância para as análises realizadas ao longo deste trabalho, uma vez que as pressões passam a ser diretamente impactadas pela produção do óleo (Ganat, 2020).

---

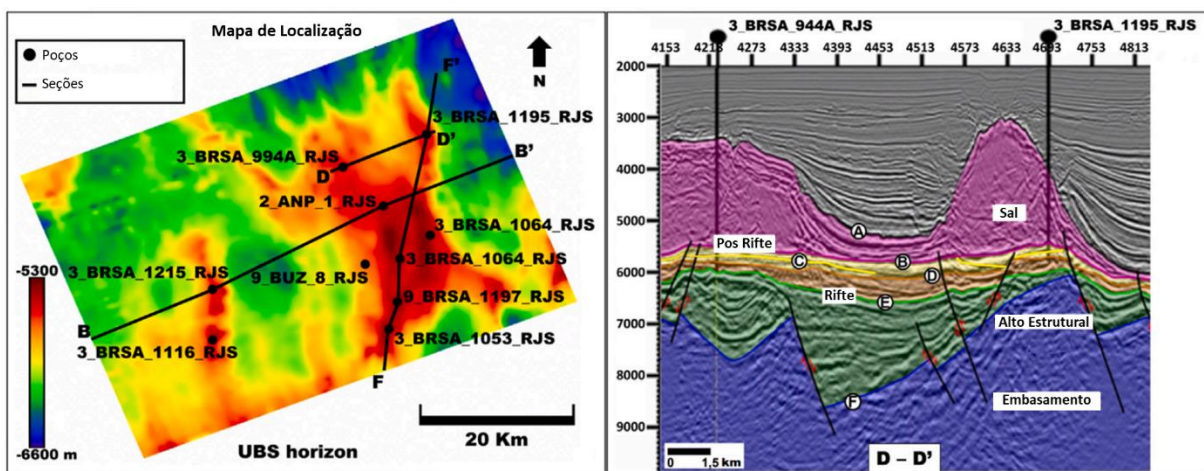
<sup>1</sup> Levantamento de Gomes *et al.* (2020) traz: Terra *et al.* (2010); Wright & Barnett (2015); Muniz & Bosence (2015); Wright & Barnett (2017, 2019); Herlinger *et al.*, 2017; Liechoscki de Paula Faria *et al.* (2017); Arienti *et al.* (2018); Artagão (2018); Pietzsch *et al.* (2018); Sartorato (2018); Farias *et al.* (2019); Tanaka *et al.* (2018); Lima & De Ros (2019), entre inúmeros outros.







**Figura 5:** Seção Geológica Esquemática Regional da Bacia de Santos, modificada de Carminatti et al. (2008) apud Carlotto et al. (2017).



**Figura 6:** Seção Geológica da região de Búzios, modificada de Siqueira *et al.* (2024). De acordo com os autores, a figura (a) utiliza o horizonte UBS (base da seção evaporítica) e a localização dos poços do trabalho referenciado; a figura (b) representa uma seção geológica da área, onde os horizontes sísmicos interpretados pelos autores e marcados na imagem seriam respectivamente: A o topo da seção evaporítica, B a base da seção evaporítica, C a DIA (discordância Intra-Alagoas), D a DPA (discordância Pre-Alagoas), E a DJB (discordância Jiquia/Buracica), F o TE (topo do embasamento).

De acordo com o sumário geológico do *round* 16 de Concessão da ANP de 2019, com a apresentação da Petrobras em evento da AAPG em 2018 e Chang *et al.* (2008), os sistemas petrolíferos da Bacia de Santos até o momento estudados (Chang *et al.*, 2008; Carminatti & Pessoa Neto, 2018; ANP, 2019) são: Itajaí-Açu - Ilhabela (.), Itapema-Marambaia (?), Itapema-Ilhabela(.), Itapema-Guaruja(!), Itapema-Barra Velha(!), Itapema-Itapema(!). No presente estudo será abordado somente o intervalo do Pré-Sal, portanto apenas os sistemas petrolíferos Itapema-Barra Velha(!) e Itapema-Itapema(!). Também não serão detalhadas composições nem discussões acerca da origem das rochas carbonáticas, uma vez que a metodologia não possui acurácia nem refinamento para tanto.

#### 4. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Para uma fundamentação teórica sobre esse tema tão carente de publicações, se faz necessário nivelamento dos conceitos essenciais, bem como os cuidados sobre os grupos de dados utilizados no decorrer do presente trabalho, a saber:

- Ambiente de aquisição de dados & Perfis a poço aberto;
- Pressão, Gradiente de Pressão e Contatos entre fluidos.

Antes da análise exploratória de qualquer tipo de dado, é importante que se converta as unidades das amostras ainda na fase exploratória de dados (Dahlberg 1995; Brasil, 2002). Dessa forma garantimos que todos os cálculos, discussões e interpretações posteriores sejam baseados no melhor cenário possível, sem erros associados. Mesmo parecendo trivial, é um ponto muito importante a ser ressaltado, pois a depender das múltiplas origens<sup>2</sup>, cada grupo de dados pode estar em uma unidade diferente.

Junto com a atenção às unidades nas quais estão cada conjunto de dados, devemos dedicar tempo para atividades de controle de qualidade e avaliação/aplicação de fatores de correção, quando pertinente e possível<sup>3</sup>, a cada ferramenta (Rider, 2002; Ellis & Singer, 2008; Kennedy, 2015). Ao trabalharmos com dados de diferentes origens e múltiplas operações, é bastante provável que cada grupo de dados precise de tempo e foco específicos, não sendo recomendável aplicação de correções de maneira indiscriminada. O avanço das tecnologias de cada tipo de ferramenta tem acontecido de maneira cada vez mais ágil e incremental, sendo, portanto, necessário conhecer os princípios de funcionamento de uma maneira geral para que se possa fazer o melhor aproveitamento de cada dado adquirido (Kennedy, 2015). Conhecer o mecanismo de funcionamento e, a partir dele, fazer as deduções e interpretações é sempre mais importante – por vezes uma sequência de dados pode ser erroneamente considerada falha – quando na verdade a ferramenta está adquirindo informações importantes para as quais não foi previsto seu uso, e felizmente podemos aproveitar esses ditos “erros” (De Oliveira, 2023).

---

<sup>2</sup> Empresa operadora, empresa prestadora de serviço, país, agência reguladora, se são dados laboratoriais (diferentes laboratórios) ou de campo, entre outros inúmeros fatores (inclusive de origem humana, diferentes idiomas).

<sup>3</sup> Infelizmente há casos em que, quando não for possível, o dado não deverá ser utilizado.

Acima de tudo é importante lembrar que as variáveis de perfis de poços são sempre inferências da natureza em cima de respostas das ferramentas ao conjunto “formação + ambiente de poço” (Bassiouni, 1994; Rider, 2002; Ellis & Singer, 2008; Kennedy 2015), portanto são informações indiretas. Informações diretas são aquelas obtidas através de amostras de rocha e fluido e registro de pressão, sobre as quais as dúvidas serão sempre inerentes à precisão do método analítico<sup>4</sup> e sujeitas a um controle de qualidade.

#### **4.1. Ambiente de aquisição de dados & Perfis de Poços**

Entre o ambiente laboratorial de ideação e construção das ferramentas e o ambiente real de sua utilização temos grandes diferenças (Kennedy, 2015). O ambiente laboratorial é bastante controlado, tanto em termos de conhecimento das variáveis como das possíveis falhas ao longo do tempo de funcionamento das ferramentas. Já no poço, trabalha-se com estimativas do que existe no ambiente, incluindo-se aí tanto as formações (rocha e fluido no espaço poroso) como o que existir entre as ferramentas em uso e a parede do poço (Rider, 2002; Rider & Kennedy, 2011; Kennedy, 2015).

Na maior parte do tempo, ao longo dos estudos, nos dedicamos a entender, a partir dos perfis e dados, qual a composição das rochas, trabalhando então em um problema inverso ao dos ensaios de construção e calibração das ferramentas (Ellis & Singer, 2008; Kennedy, 2015). É importante lembrar que a grande parte das ferramentas hoje disponíveis foi planejada no intuito de obter informações importantes para a indústria do petróleo – mas uma vez que conhecemos o funcionamento delas, é possível interpretar os dados em diferentes ambientes que não só os de reservatório de hidrocarbonetos (Kennedy, 2015).

Ao longo da construção de um poço se faz necessária a separação de trechos de perfuração que chamamos de fases. Existem alguns motivos para a definição dos limites de uma fase de um poço, a maioria delas envolve segurança de poço – seja por questões de estabilidade e geomecânica, seja por isolamento de fluidos e controle da pressão (Bowers,

---

<sup>4</sup> Seja o método analítico uma análise descritiva ou quimio-quantitativa (orgânica ou inorgânica), sempre é possível haver divergência entre intérpretes, equipamentos e precisão de métodos. No caso de registradores de pressão, se houver alguma falha da ferramenta.

2002; Zoback 2007). As condicionantes de segurança se sobrepõem a quaisquer outras que possam ser necessárias dentro de um projeto, sendo inegociáveis (Rocha, 2019).

Por exemplo, a pressão estática da formação aumenta com a profundidade, sendo esse um dos motivos pelos quais um poço deve ser perfurado por fases, para o efetivo controle desta pressão estática. Dentro do poço circula o fluido de perfuração, que exerce uma contrapressão na parede do poço, denominada peso de fluido equivalente (MW - *mud weight*) ou pressão hidrostática do fluido de perfuração. A variação do MW se dá por alteração da composição do fluido de perfuração. Como o fluido apresenta peso equivalente ao longo de toda a seção do poço aberto, há a necessidade de se isolar com revestimento os trechos já perfurados a fim de evitar que a pressão hidrostática necessária para compensar o fundo do poço seja inadequada para outras seções/formações (Zoback, 2007; Rocha & Azevedo, 2019).

Os fluidos de perfuração são essenciais para a perfuração de um poço, pois possuem algumas atribuições fundamentais, tais como: (i) remoção cascalhos e *cavings*<sup>5</sup>, (ii) estabilização do poço, (iii) resfriamento do conjunto de perfuração, dentre outros (Growcock & Harvey, 2005). Os fluidos de perfuração são misturas de fases sólidas e fases líquidas, podendo possuir composições das mais variadas, a depender da necessidade do projeto e da legislação local. As fases líquidas mais comumente utilizadas nos últimos anos são base de água ou óleo. Já as fases sólidas possuem inúmeros componentes e aditivos, com diversas funções<sup>6</sup> como viscosificantes, inibidores de hidratação de argila, emulsionantes, alcalinizantes, adensantes, dentre outros (Rocha, 2006).

Outro ponto importante sobre o fluido de perfuração é que ele interage com a rocha, e essa reação pode, além de afetar a estabilidade e a segurança do projeto, interferir na resposta de algumas ferramentas. É muito importante considerarmos o fluido de perfuração e sua composição quando realizamos uma interpretação litológica usando perfis e, principalmente, para a avaliação de um reservatório - assim como considerar o calibre do poço também é mandatório - pois muitas ferramentas têm suas leituras afetadas e/ou atenuadas

---

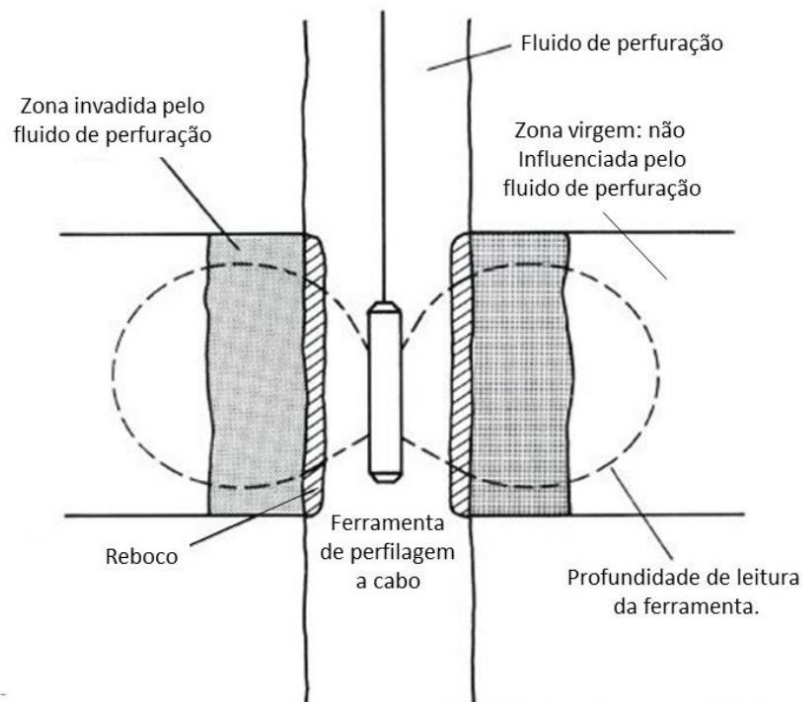
<sup>5</sup> *Cavings* são os fragmentos de rocha que não corresponder ao material cortado pela broca. Sua origem são eventos geomecânicos, e a análise de sua morfologia pode indicar o mecanismo atuante no poço. Não correspondem à profundidade da amostra de calha coletada, sendo seu posicionamento em profundidade mais difícil de precisar, necessitando de uma análise integrada por especialistas

<sup>6</sup> As partes sólidas são compostas principalmente por goma xantana, bentonita, cloretos de sódio e potássio, aminas, cal hidratada, soda cáustica, baritina, carbonato de cálcio, entre outros (Rocha *et al.*, 2006).

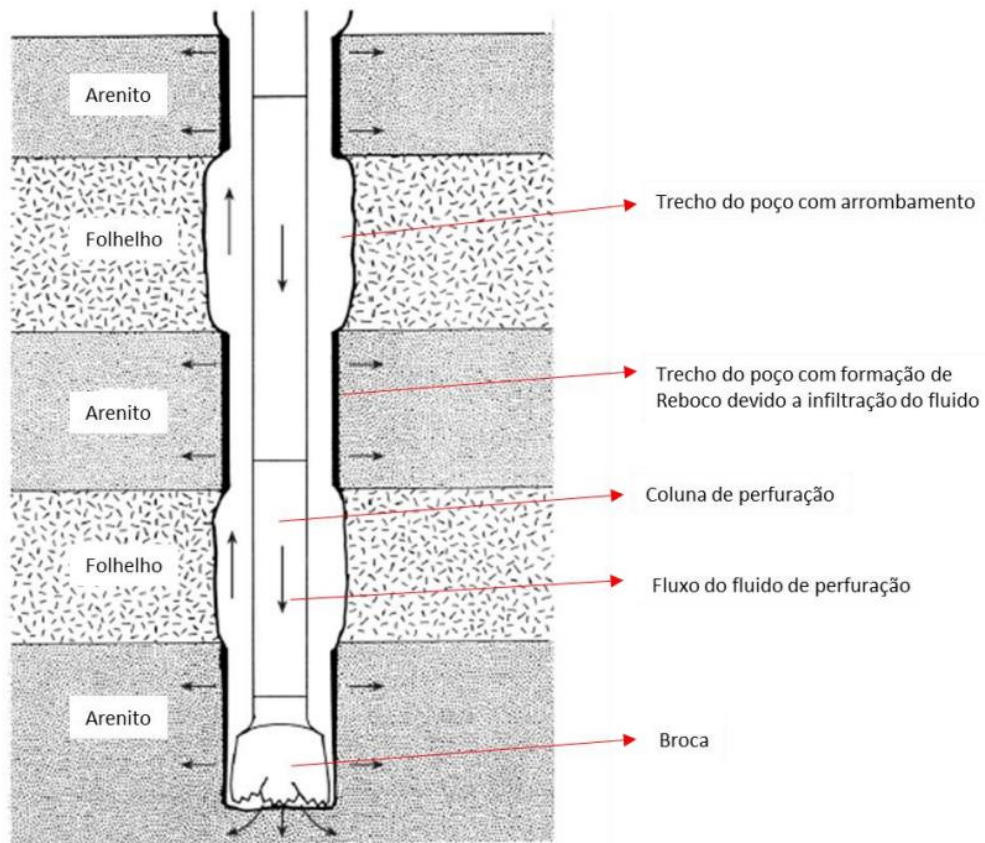


(e até mesmo impedidas) em decorrência dos contrastes formação -fluido / fluido-fluido e das irregularidades da parede do poço ou da distância dela (Ellis & Singer, 2008), conforme mostram as figuras 7 e 8.

Assim, diversas correções ambientais são feitas após a aquisição dos dados, na tentativa de se obter a melhor informação. Para isso o registro das condições de aquisição e de alguns dados de entrada são importantes – por exemplo: a variação da leitura de cada ferramenta (na mesma ou em variadas companhias), além de diâmetro do poço, tipo e salinidade do fluido de perfuração, temperatura do ambiente de aquisição, entre outros fatores (Rider, 2002; Ellis & Singer, 2008; Kennedy, 2015). Essas correções básicas são feitas para cada perfil, individualmente utilizando *chartbooks* previamente desenvolvidos por cada companhia de serviço para cada uma de suas ferramentas (*Log Interpretation charts* Schlumberger, 2013).



**Figura 7:** Esquema apresentando as diversas zonas que influenciam as respostas das ferramentas durante a aquisição dos perfis geofísicos (Bassiouni, 1994 *apud* De Oliveira, 2023).



**Figura 8:** Quadro esquemático indicando as diferenças de calibre de poço – e com isso possíveis diferenças nas leituras das ferramentas em decorrência das distâncias e irregularidades da parede de poço (Ellis & Singer 2008 apud De Oliveira, 2023).

De uma maneira geral, os perfis de poços medem propriedades do meio onde a ferramenta em questão se encontra. Normalmente, tratamos as respostas dos perfis como propriedades medidas, por vezes até as consideramos informações diretas – mas precisamos sempre lembrar que as informações dadas por essas ferramentas são indiretas, uma vez que medimos valores associados a referências para os quais as ferramentas foram previstas e ajustadas/calibradas (Rider, 2002; Ellis & Singer, 2008).

Os perfis são adquiridos nos poços com objetivo de obter informações sobre a formação geológica, seja durante ou após a perfuração do poço. É importante ressaltar que a grande maioria das ferramentas utilizadas em poços foi projetada para a indústria do petróleo, portanto, com a intenção de medir as variáveis importantes para essa indústria (Kennedy, 2015): qual o tipo de rocha e sua composição, o quanto da rocha é fluido e como esse fluido está distribuído ao longo da formação. É comum que as pessoas identifiquem as ferramentas

e perfis pela sua propriedade mais buscada/utilizada. No entanto há várias outras propriedades que podem ser inferidas a partir da correlação das respostas com os princípios de funcionamento (De Oliveira, 2023).

Quando adquiridos durante a perfuração os perfis são ditos LWD (*Logging While Drilling*). Nesse tipo de aquisição as ferramentas fazem parte do conjunto/coluna de perfuração. Os dados normalmente são transmitidos em tempo real para a superfície através do fluido de perfuração (por pulso de lama); e, mais recentemente, por coluna eletrificada (*Wired Drill Pipe, WDP*), sendo essa tecnologia ainda não tão popular devido ao seu custo e alta necessidade de manutenção<sup>7</sup>. Como é de se imaginar, o ambiente de perfuração é bastante hostil, com vibrações, alta frequência de rotação e sólidos suspensos no fluido de perfuração (cascalhos e *cavings*), entre outros. Também é possível o armazenamento das informações adquiridas em dispositivos de memória, onde é possível registrar um número maior de canais de informação, além de reduzir em grande parte as interferências decorrentes do ambiente de transmissão dos dados (Rider, 2002; Ellis & Singer, 2008).

Quando as medidas/perfis são adquiridas(os) após a perfuração do poço, ou fase do poço, utiliza-se um sistema de cabos e por isso ditos *Wireline* (WL), ou perfis cabo. Para a movimentação da ferramenta são utilizados cabos eletrônicos, comumente fabricados pelas companhias de prestação de serviço de perfilagem, através dos quais são transmitidos em tempo real os dados adquiridos pelas ferramentas a eles acopladas. Apresentam qualidade superior ao LWD, pois não há mais o ambiente conturbado da operação de perfuração, além de podermos contar com a transmissão de todo o conjunto de canais<sup>8</sup> (Rider, 2002; Ellis & Singer, 2008).

---

<sup>7</sup> WDP ainda é uma tecnologia não tão vastamente utilizada principalmente pela necessidade alta de manutenção para garantia do funcionamento. Toda a tubulação de perfuração é eletrificada, o que significa que todos os conectores e tubos precisam estar íntegros não só mecanicamente mas também em pleno óptico/elétrico/eletrônico. Uma vez que não esteja apto e seja necessária uma manobra de investigação para identificação do componente defeituoso, o custo do tempo de sonda passa a ser alto (NPT, *non-productive time*, tempo não produtivo, mais conhecido como tempo perdido)

<sup>8</sup> Em um ambiente WL não há limitação de canais a serem transmitidos em tempo real como na operação LWD. Para a operação de aquisição de dados ao longo da perfuração é realizado um planejamento prévio, onde são escolhidos os canais preferenciais para transmissão em tempo real (*RT, real time*), além dos canais que serão recuperados após o término da perfuração e retirada da coluna, ditos dados em memória. Por isso a escolha do *frame* (programação dos canais) é uma atividade de grande importância e impacto.



Cabe ressaltar que perfis LWD e WL não necessariamente apresentarão precisamente a mesma resposta. É importante considerarmos que o ambiente de aquisição da informação não será exatamente o mesmo nos dois cenários/momentos uma vez que o processo de infiltração e de equilíbrio de temperatura estarão mais avançados com o passar do tempo. Vale ainda lembrar que a análise comparativa entre os dois momentos de um mesmo método pode trazer resultados interessantes para a avaliação de formações (*Log Interpretation charts* Schlumberger, 2013; Nery, 2005; Rider & Kennedy, 2011; Kennedy, 2015).

Existe hoje um conjunto grande de perfis geofísicos contínuos<sup>9</sup> e, normalmente, eles são separados em básicos e especiais. Os perfis geofísicos básicos, que normalmente são adquiridos em poços exploratórios e de desenvolvimento, são: raios gama (GR), resistividade (RES), sônico (DT), densidade (RHOB), fator fotoelétrico (PEF) e neutrão (NPHI). Podendo também serem adquiridos alguns denominados especiais, como os perfis de imagem acústica (IMac) e resistiva (IMres), litogeoquímico (ECS) e ressonância nuclear magnética (NMR). Ao longo do presente trabalho serão necessárias referências apenas aos perfis de Raios Gama (GR) e Resistividade (RES) (Rider, 2002; Ellis & Singer, 2008; Rider & Kennedy, 2011; Kennedy, 2015).

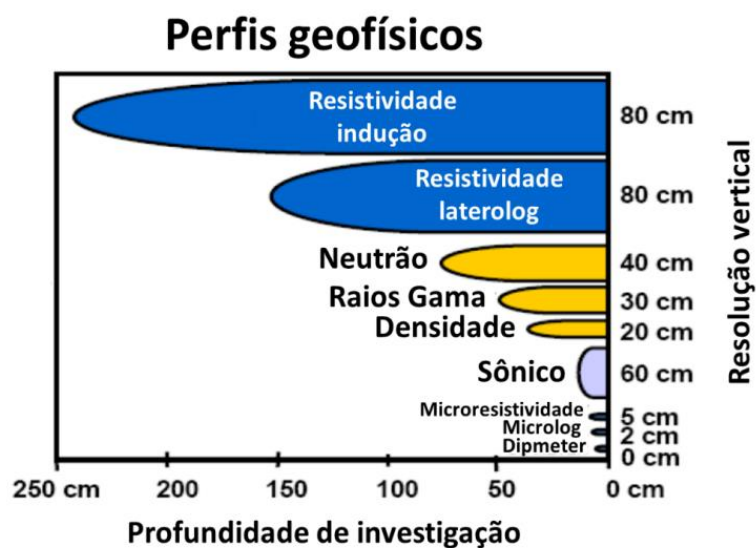
As ferramentas que adquirem o que chamamos de perfil de raios gama (GR) tem por princípio de funcionamento a medição da radioatividade natural da rocha emitida através dos raios gama dos elementos  $^{238}\text{U}$ ,  $^{232}\text{Th}$  e  $^{40}\text{K}$ . A unidade de medida comumente utilizada é a gAPI (*American Petroleum Institute*). A ferramenta de raios gama convencional apresenta resultados em gAPI total. Já a ferramenta de raios gama espectral fornece o conteúdo de  $^{238}\text{U}$ ,  $^{232}\text{Th}$  e  $^{40}\text{K}$  obtido através de um sistema de equações aplicados aos registros de múltiplas janelas de energia (Ellis & Singer, 2008). Ao longo do presente trabalho o interesse no perfil GR convencional, com uso apenas qualitativo.

A ferramenta precisa estar centralizada dentro do poço para realizar a aquisição dos dados, e sua leitura alcança 50cm dentro da parede do poço, apresentando uma resolução

---

<sup>9</sup> Tratamos por contínuos os perfis mesmo que, no fundo, não o sejam. São ditos contínuos por possuírem uma taxa de amostragem que, além de contínua e conhecida, permitem a inferência das rochas a partir de um intervalo considerado adequado para a interpretação e análise dos dados. Por exemplo, normalmente para perfis LWD são previstas amostragens de 1amostra/pé e/ou 1amostra/segundo, uma vez que as aquisições são realizadas com referência no tempo (data e hora) e posteriormente convertidas para profundidade (pé, metro, centímetro).

vertical de 30cm conforme mostrado na **Erro! Fonte de referência não encontrada.** (Bond *et al.*, 2010). Dessa forma é de se imaginar que o resultado seja um perfil que possa ser impactado, principalmente pela presença de elementos pesados no fluido de perfuração ou presença de revestimento e/ou cimento entre a ferramenta e a formação – em ambos os casos a medida será atenuada (Nery, 2005). As correções ambientais são feitas por cada companhia de serviço de acordo com as necessidades de cada ferramenta – tais como como peso do fluido de perfuração e seus aditivos sólidos (considerando o conteúdo de KCl no fluido) e, principalmente, diâmetro do poço (*Log Interpretation charts* Schlumberger, 2009).



**Figura 9:** Gráfico comparando a resolução vertical com a profundidade de investigação de cada ferramenta a cabo (modificado de Bond *et al.*, 2010).

O perfil de resistividade (RES) pode medir a resistividade da rocha ou a sua condutividade, a partir de um campo magnético, a depender do princípio de funcionamento da ferramenta.

Quando calculamos a resistência da rocha em  $\Omega\text{m}$  através de uma diferença de potencial e uma corrente provocados pela ferramenta, estamos com uma ferramenta do tipo Laterolog (Ellis & Singer, 2008). No caso da resistividade é importante sempre considerarmos que a porosidade impacta diretamente em suas respostas, justamente por controlar a quantidade de fluidos na formação: tanto condutivos (considerando a presença de água salgada) como resistivos, (como óleo, gás ou água doce, que tendem a aumentar a resistividade) (Ellis & Singer, 2008).

Assim, como todas as outras ferramentas de aquisição de dados geofísicos que são corridas dentro do ambiente de poço, vários fatores influenciam a aquisição do dado, tais como o diâmetro do poço, a salinidade da água da formação e do fluido de perfuração, a temperatura do poço e a presença de minerais condutivos, que podem até descaracterizar reservatórios de petróleo, como argilas, óxidos e sulfetos (Ellis & Singer, 2008). Portanto, assim como no perfil de raios gama, correções relativas ao diâmetro do poço e à salinidade do fluido de perfuração, são feitas pelas companhias de perfilagem para cada tipo de ferramenta.

Em cenários de perfuração com fluido base-óleo ou não-aquoso é imperativo o uso da ferramenta de indução, apresentando esta resultados satisfatórios, utilizando princípio físico diferente para fornecer as resistividades da formação (Rider 2002). No caso da aquisição por indução através de campo magnético, induz-se uma corrente elétrica direto na formação, evitando-se o fluido de perfuração naturalmente resistivo. Ambas as ferramentas apresentam uma resolução vertical de 80cm e podem atingir diferentes profundidades de investigação, sendo que a Indução pode investigar mais profundo, até 250 cm como mostra a figura 9 (Ellis & Singer, 2008; Bond *et al*, 2010).

No presente trabalho, a resistividade tem um papel importante para confrontarmos conceitos de contato entre fluidos, que serão definidos mais à frente, uma vez que os poros de uma rocha estejam 100% saturados por um fluido ( $S = 100\% = 1$ ), podendo ser água ( $S_w$ ), óleo ( $S_o$ ), gás ( $S_g$ ), hidrocarbonetos indefinidos ( $S_{hc}$ ), ou uma mistura dessas fases ( $S_w < 1$ , ou seja:  $S_w = 1 - S_{hc}$ ) (Nery, 2005). Portanto, além das propriedades físicas e composições químicas das rochas, as propriedades do fluido presente nos poros afetam diretamente os valores de resistividade que serão medidos pelas ferramentas (Nery, 2005; Rider, 2002; Ellis & Singer, 2008; Rider & Kennedy, 2011; Kennedy; 2015).

Dentro do conceito de porosidade e saturação de água, temos duas designações práticas muito importantes: a saturação de água total ( $S_{w_T}$ ) e a saturação de água efetiva  $S_{w_e}$ . A  $S_{w_T}$  é a razão entre o volume de água presente no espaço poroso e a porosidade total da rocha (eq. 1), já a  $S_{w_e}$  é a mesma relação, mas considerando fração de água presente no espaço poroso mas que está efetivamente conectada (eq. 2), e que de fato tem relação com a fração porosa que contribui ao longo da produção de petróleo (Nery, 2005; Rider, 2002; Ellis & Singer, 2008; Rider & Kennedy, 2011; Kennedy; 2015).

$$S_{w_T} = \frac{\Phi_{\text{água}}}{\Phi_T} \quad (\text{eq. 1})$$

$S_{w_T}$  = Saturação de água total

$\Phi_{\text{água}}$  = Porosidade total preenchida por água

$\Phi_T$  = Porosidade total

$$S_{w_e} = \frac{\Phi_{\text{eff(água)}}}{\Phi_{\text{eff}}} \quad (\text{eq. 2})$$

$S_{w_e}$  : Saturação de água efetiva

$\Phi_{\text{eff(água)}}$ : Porosidade efetiva com água

$\Phi_{\text{eff}}$  : Porosidade efetiva

Seja a saturação dos poros por 100% de um fluido ( $S = 100\% = 1$ ) - água ( $S_w$ ), óleo ( $S_o$ ), gás ( $S_g$ ), ou por uma mistura dessas fases ( $S_w < 1$ , ou seja:  $S_w = 1 - S_{hc}$ ), faz-se necessário identificar qual a fase ou a mistura de fases saturantes para realização da avaliação econômica do projeto e o manejo contínuo do plano de produção (Purewal *et al.*, 2011).

Durante a deposição sedimentar, o fluido saturante presente é a água. Ao longo da história da bacia, com a geração e migração de petróleo, da rocha geradora, até os reservatórios, o caminho de migração será preferencialmente o caminho de produção, em se tratando de barreiras de permeabilidade (Hindle, 1997). A água que restar no espaço poroso após a migração do petróleo será dita água intersticial, e terá relação com o ambiente deposicional. No Pré-Sal, a composição da água de formação é muito complexa, tendo sua assinatura afetada pelos processos físico-químicos ao longo do tempo desde sua origem, conforme estudado por Silva (2018).

Podemos dizer que onde a  $S_{wt}$  for equivalente a 100%, ocorre o nível de água livre (FWL – *free water level*). A partir dessa profundidade em um reservatório específico, caso não haja desconexão hidráulica, não ocorre mais interação petróleo/água, nesta acumulação. Outros reservatórios podem ocorrer em profundidades maiores, mas estarão desconectados hidráulicamente, caso venha a ocorrer hidrocarboneto abaixo do FWL observado.

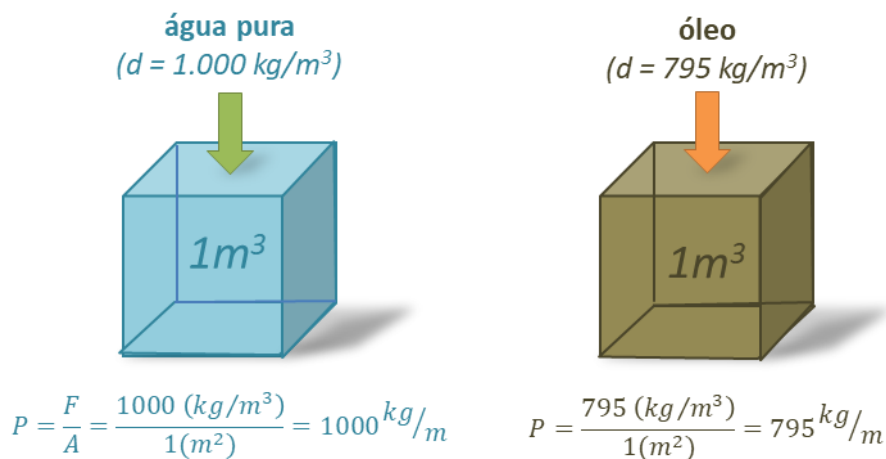
#### 4.2. Pressão, Gradiente de Pressão e Contatos entre fluidos

É importante passarmos pelos conceitos a seguir, antes de avançarmos para a análise exploratória dos dados:

- Pressão (P)
- Gradiente de Pressão (Grad)
- Nível de água livre ou *free water level* (FWL)
- Contato óleo-água ou *oil water contact* (OWC)
- Zona de transição ou *transition zone* (ZT)

A Pressão (P) é essencialmente força (F) aplicada em uma área de contato (A) (Dahlberg, 1995; Beaumont & Foster, 2000). Sendo assim, a pressão de 1m<sup>3</sup> de água pura em uma área de 1m<sup>2</sup> é (eq. 3 e figura 10):

$$Pressão = \frac{Força}{Área} = \frac{1000(kg/m^3)}{1(m^2)} = 1000 kg/m \quad (eq. 3)$$



**Figura 10:** Coluna de fluido de 1m de altura, compondo 1m<sup>3</sup> em volume, calculando as pressões equivalentes em fluidos com densidades diferentes (modificado de Dahlberg, 1995).

A pressão na subsuperfície é função das densidades das rochas e dos fluidos (Beaumont & Foster, 2000), onde a densidade de qualquer substância é o peso relativo de um

determinado volume dela, tais como 100 g/cm<sup>3</sup> ou 500 lb/pé<sup>3</sup> (Dahlberg, 1995). Na indústria do petróleo, densidades de fluidos são comumente descritas em uma escala de grau API (*American Petroleum Institute*). A equação 4 relaciona o grau da API com a densidade:

$$\text{grau API} = \frac{141,500}{\text{densidade (kg/m}^3\text{)}} - 131,500 \quad (\text{eq. 4})$$

É importante entender que nessa referência, o grau API da água pura é 10. Podemos compreender que o grau API é o inverso da densidade, portanto um óleo descrito como de alto API é realmente um óleo leve, e óleos pesados são aqueles com baixos valores de API.

De acordo com Dahlberg (1995), qualquer corpo de fluido apresenta os seguintes atributos:

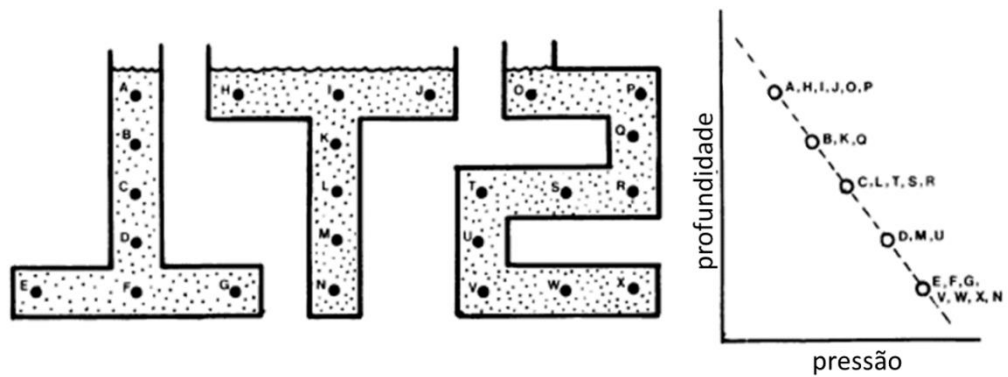
- a. Pressão interna que cresce com a profundidade dentro do corpo;
- b. Taxa de crescimento da pressão, ou gradiente de pressão estática (depende somente do fluido);
- c. Vetor bi- ou tridimensional, indicando direção de crescimento da pressão.

A equação 5 demonstra a relação entre a densidade, a pressão e o gradiente em um corpo de fluido estático. Considere os pontos C e B na figura 11, onde P é a pressão e d é a profundidade (*depth*).

$$\text{Grad}P = \frac{(P_C - P_B)}{(d_C - d_B)} = \frac{\Delta P}{\Delta d} \quad (\text{eq. 5})$$

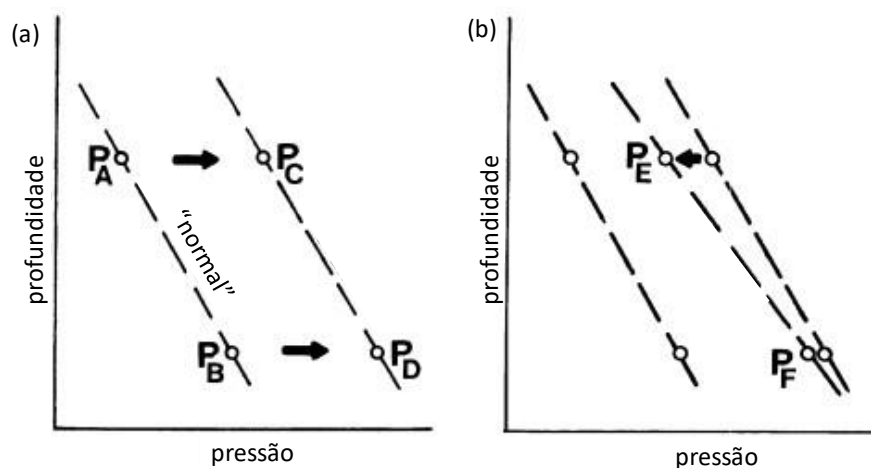
As pressões em todos os pontos dentro de um corpo (ou sistema) fluido confinado alinham graficamente em uma única linha reta que representa o gradiente de pressão (Dahlberg, 1995). Em qualquer ponto da linha, a pressão depende de três fatores (figura 11):

- i. A densidade do fluido em si;
- ii. A profundidade do ponto abaixo do topo da coluna de fluido;
- iii. A pressão no topo da coluna de fluido.



**Figura 11:** Forma do corpo não tem influência no gradiente hidrostático. Pressões de compartimentos diferentes recaem no mesmo gradiente, se estiverem sob mesmo regime de pressão. Modificado de Dahlberg (1994).

Pressão hidrostática normal é a soma do peso acumulado de uma coluna de água, que sobe ininterruptamente, diretamente para a superfície da terra (Dahlberg, 1995; Beaumont & Foster, 2000). É de se entender, portanto, que fluidos sob pressão normal se encontrem em reservatórios com um grande grau de continuidade na subsuperfície, em sistemas de poros interconectados. Já fluidos em sistemas anormalmente pressurizados tendem a ocorrer onde os reservatórios estejam isolados, compartimentados. Aqui é importante lembrarmos do Princípio de Pascal (Hubert, 1953; Dahlberg, 1994) onde, quando uma força externa é aplicada a um corpo ou um fluido isolado, a pressão interna aumenta na mesma proporção em todos os pontos do sistema (figura 12).



**Figura 12:** Princípio de Pascal, onde em (a) a força distribuída igualmente por todo o sistema realiza um *shift* no gradiente como um todo e em (b) ocorre um desequilíbrio de maneira desigual ao longo do reservatório. Modificado de Dahlberg (1995).

Assim, de acordo com Dahlberg (1995), dado que a acumulação de pressão com a profundidade é atribuível ao peso crescente da coluna de fluido acima do ponto em questão, exatamente devido à taxa a que a pressão aumenta para baixo com a profundidade. ( $dP/dZ$ ), a inclinação gráfica do gradiente de pressão é numericamente igual a ' $D \times g$ ', onde  $D$  é a densidade do fluido como massa por unidade de volume e  $g$  é a aceleração da gravidade que converte a expressão em peso (força) por unidade de volume.

Outra conceituação importante é que a densidade do fluido é um fator controlador importante para gradientes de pressão. A densidade do fluido muda com a profundidade como resultado dos seguintes fatores (Beaumont & Foster, 2000): temperatura, pressão, composição (incluindo gases dissolvidos e sólidos), e fases (líquida ou gasosa).

Ao longo de todo o processo é muito importante observar as unidades de medida utilizadas, para que as conversões necessárias sejam aplicadas, principalmente na indústria do petróleo, onde de país para país, os sistemas de unidades utilizados podem variar (Dahlberg, 1995; Brasil, 2002). Estar atento e ter sempre em mente as conversões necessárias para evitar erros substanciais.

Os contatos de fluidos representam os limites entre diferentes fases fluidas (por exemplo: óleo, gás, água) dentro do reservatório. Portanto, de uma forma geral, determinar a profundidade e a extensão precisas dos contatos de fluidos é crucial para estimar as reservas de hidrocarbonetos e otimizar as estratégias de produção (Smolen & Litsey, 1979; Beaumont & Foster, 2000; Ganat, 2020). Geólogos, geofísicos e petrofísicos utilizam e integram registros de poços, dados sísmicos e amostras de fluidos para avaliar contatos de fluidos. Ao longo do presente trabalho foram utilizados dados de pressão e gradientes de pressão como metodologia para essa avaliação.

As medições de pressão de poros são medidas diretas de pressão exercida pelos fluidos dentro dos poros das rochas de um reservatório (Hubert, 1953; Dahlberg, 1995). Essas medidas diretas, tomadas a poço aberto por ferramentas específicas, são um recurso bastante utilizado na indústria do petróleo e considerados fundamentais para a avaliação de formação e de reservatórios (Smolen & Litsey, 1979; Dahlberg, 1995; Dennis, 2000, Dennis, 2005; Mishra *et al.*, 2007; Poirier-Coutansais *et al.*, 2008; Betancourt, 2012; Green *et al.*, 2014; Chen, 2014; He *et al.*, 2019).

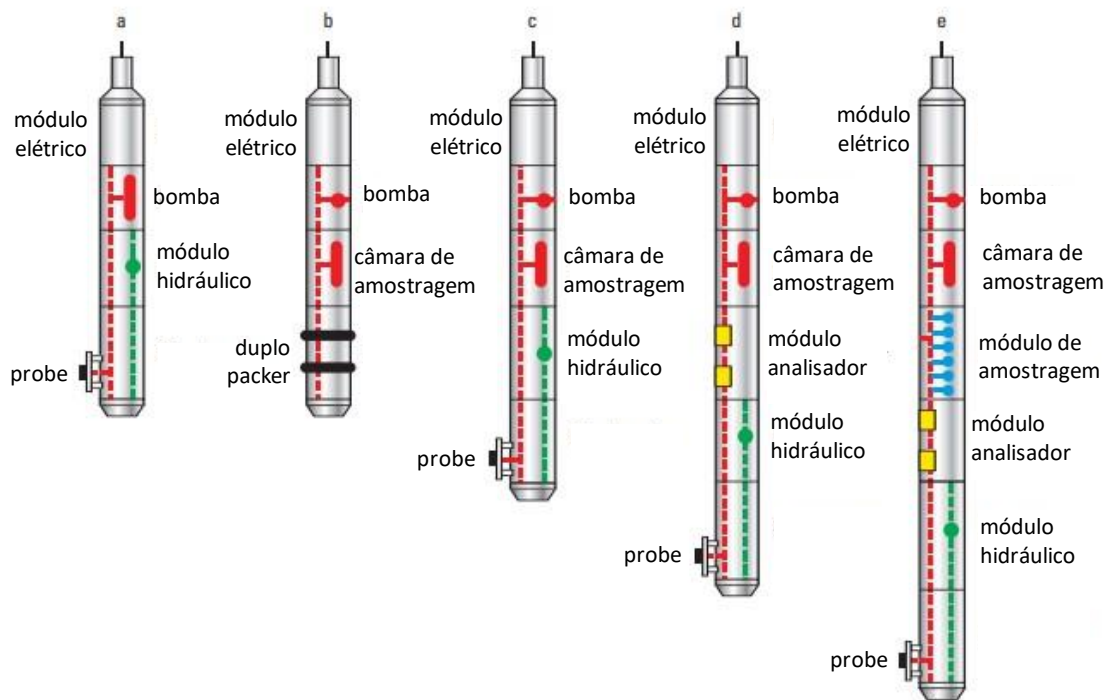


As medidas de pressão utilizadas no presente trabalho são uma parte rotineira das operações em poços e da avaliação de formação, seja em atividades mais exploratórias ou mais avançadas em um projeto (Smolen & Litsey, 1979; Betancourt, 2012; Chen, 2014). É uma operação que pode ser realizada com ferramentas em operações de LWD e a Cabo. Em ferramentas LWD o seu desempenho e precisão são menores, dadas as limitações das ferramentas em geral, sendo então utilizadas mais para garantia da segurança de poço e em casos em que não se pode realizar perfilagem a cabo. Já em operações a cabo (*wireline*) as ferramentas normalmente possuem mais recursos, módulos e robustez, sendo mais amplamente utilizadas para fins de gradientes de pressão (figura 13). Vale dizer ainda que testes de formação a cabo (TFCs) são de menor custo e de maior segurança frente a um teste convencional ou seletivo de poço aberto por tubulação, mesmo sendo mais limitados em suas respostas<sup>10</sup>.

Assim como as demais aquisições de dados, as operações de teste de formação a cabo (TFC) dependem do tipo de ferramenta utilizada (assim como da companhia de serviço). De forma geral, a carta de pré-teste (*pressure test*) tem uma aparência consistente. A partir da carta de pressão é possível estabelecer a qualidade e a confiabilidade da pressão medida, de forma a permitir um controle de qualidade e, assim, descartar os dados não confiáveis. Historicamente, esse controle de qualidade é realizado ainda no momento da aquisição, gerando uma pré-classificação dos dados – e, mais recentemente, alguns trabalhos vêm aplicando ciência de dados para extrair cada vez mais valor e qualidade do dado adquirido (Smolen & Litsey, 1979; Pop *et al.*, 2005; Betancourt, 2012; Chen, 2014; Abbehusen *et al.*, 2023).

---

<sup>10</sup> Os valores referentes às operações variam ao longo dos anos e de empresa para empresa. Como não são valores consultáveis abertamente em pesquisas bibliográficas, não referências de fontes possíveis de ser registradas no presente trabalho.

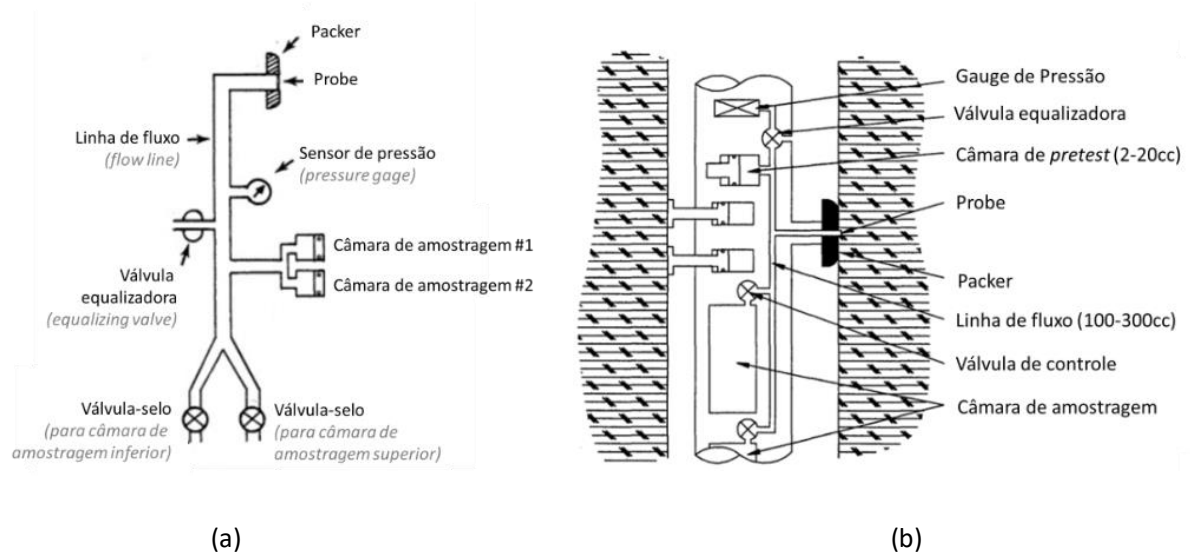


**Figura 13:** Diferentes tipos de ferramentas de teste a cabo com módulos de análise e amostragem de fluido e arranjos entre eles, da Schlumberger. Fonte: modificado de Schlumberger (2013).

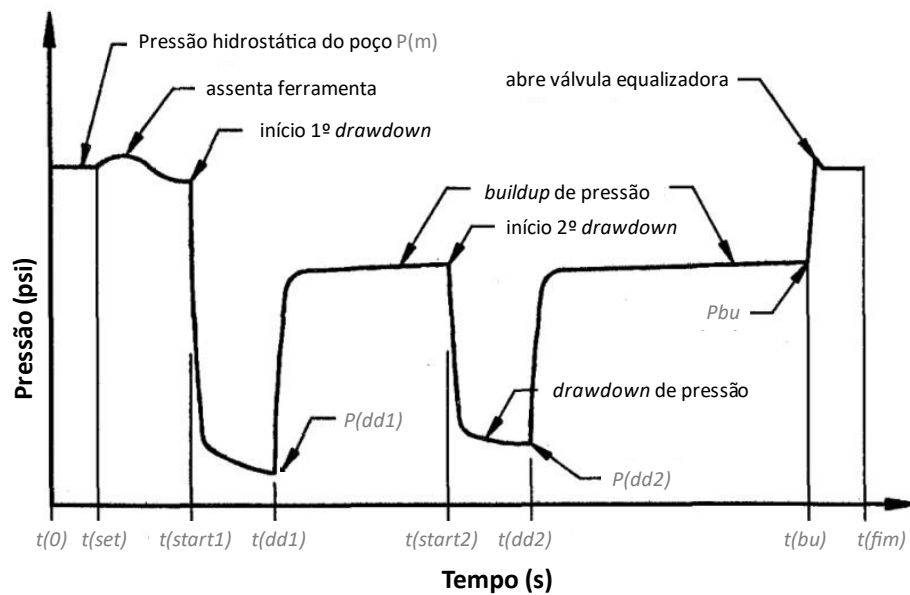
O funcionamento da ferramenta (figuras 14a e 14b) e a carta de registro de pressão (figuras 15 e 16) são melhor entendidos em conjunto – a primeira, o mecanismo, a segunda, o resultado gráfico.

Observando a figura 14, podemos identificar um probe e seu *packer* (obturador). Ao iniciar uma operação de registro de pressão, o probe é movimentado em direção à parede do poço, tendo seu *packer* acoplado à rocha, de forma a isolar a pressão interna à ferramenta (pressão estática, pressão da formação ou pressão de poros) da pressão anular do poço (pressão hidrostática). A partir desse acoplamento, a válvula é aberta e, então, é iniciado o bombeio do fluido da formação para dentro das linhas da ferramenta (*flow lines*), permitindo um fluxo contínuo e o registro, entre outras análises possíveis, da pressão da formação, através de sensores (*pressure gauge*). Atualmente, em grande parte das ferramentas, é possível realizar amostragem do fluido para análise em laboratório especializado em câmaras/garrafas de amostragem<sup>11</sup>.

<sup>11</sup> É possível realizar essa consulta nos sites das empresas prestadoras de serviço, não existindo uma referência bibliográfica única e sim as páginas online dessas empresas.



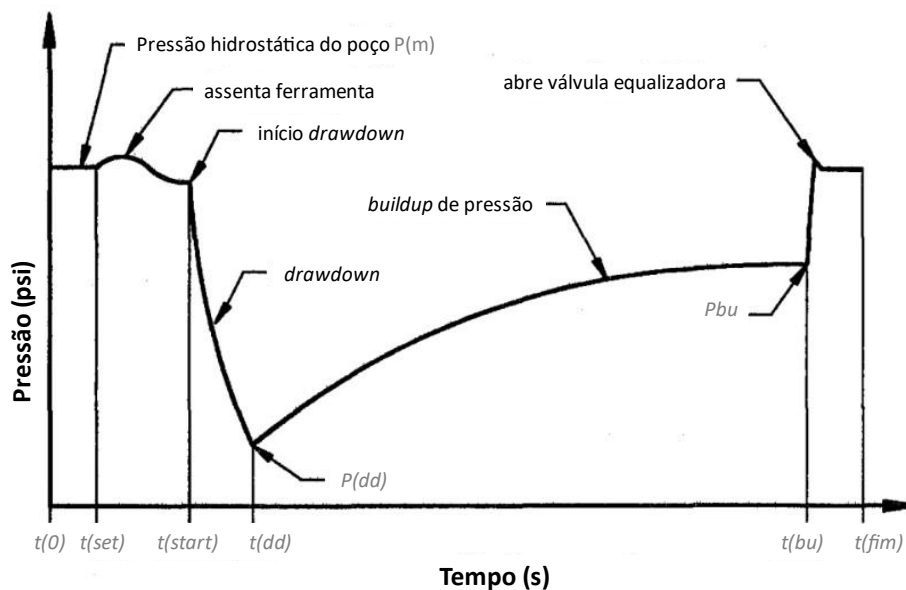
**Figura 14:** Esquemas de ferramentas de registro de pressão: (a) do tipo RFT (*Repeat Formation Test*) da Schlumberger, modificado de Smolen & Litsey, 1979; (b) ferramenta Halliburton, modificado de Proett *et al.* (1994)a.



**Figura 15:** Gráfico exemplificando uma carta de um bom registro de pressão em uma zona permeável (formação com permeabilidade acima de 1md), indicando cada uma das etapas da operação de registro de pressão executada com a ferramenta. Fonte: modificado de Proett *et al.*, 1994(b).

Ao longo da perfuração de um poço, com a infiltração do filtrado em formações permeáveis, é formado o reboco. Para a medição da formação, esse reboco é necessário, para isolar hidraulicamente a formação da coluna hidrostática de fluido de perfuração presente no poço. O número de aberturas de válvula para limpeza do reboco formado, realizando o que operacionalmente e graficamente é chamado de *drawdown* (figuras 15 e 16), varia de acordo com a necessidade operacional, por isso podemos acabar tendo necessidade de apenas 1 ou 2 *drawdowns*, mas outras vezes em operações onde a formação de reboco (*mudcake*) esteja mais consistente, teremos a necessidade de mais aberturas para limpeza (Proett *et al.*, 1994a; Proett *et al.*, 1994b; Pop *et al.*, 2005; Schlumberger, 2013). As escolhas de repetição podem influenciar na qualidade do dado de pressão a ser registrado e utilizado – ou descartado, caso não tenha representatividade da formação.

Quanto mais vertical for o desenho do *buildup* (intervalo  $t(dd2)$ - $t(bu)$  na figura 15), menor o tempo de recuperação da pressão, portanto melhor a capacidade do meio em repor o volume de fluido bombeado dada a boa permoporosidade da formação rochosa. O inverso também pode ser dito: quanto maior for o tempo de *buildup*, mais longa a curvatura (intervalo  $t(dd)$ - $t(bu)$  na figura 16). Assim, as cartas de registro de pressão auxiliam no controle de qualidade e na escolha dos registros de pressão que apresentam confiabilidade e pressão estabilizada ou próxima da estabilização da pressão da formação, para serem utilizados no cálculo do gradiente de pressão (Proett *et al.*, 1994a; Proett *et al.*, 1994b).



**Figura 16:** Gráfico exemplificando uma carta de um bom registro de pressão em uma zona de baixa permeabilidade (com mais tempo para a etapa de *buildup* da pressão), indicando cada uma das etapas da operação de registro de pressão executada com a ferramenta. Fonte: modificado de Proett *et al.*, 1994(b).

As medidas de pressão são registradas em várias profundidades, selecionadas ao longo do reservatório, de modo que se tenha dados com qualidade suficiente para que um gráfico pressão-profundidade possa ser construído e retratar o perfil de pressão ao longo do reservatório (Dahlberg, 1995; Dennis, 2000; Pop *et al.*, 2005; Chen, 2014) (figura 11, gráfico pressão x profundidade).

A partir desse alinhamento dos pontos em um gráfico de pressão x profundidade podemos extrair uma função linear (eq. 6) do tipo:

$$f(x) = ax + b \quad (\text{eq. 6})$$

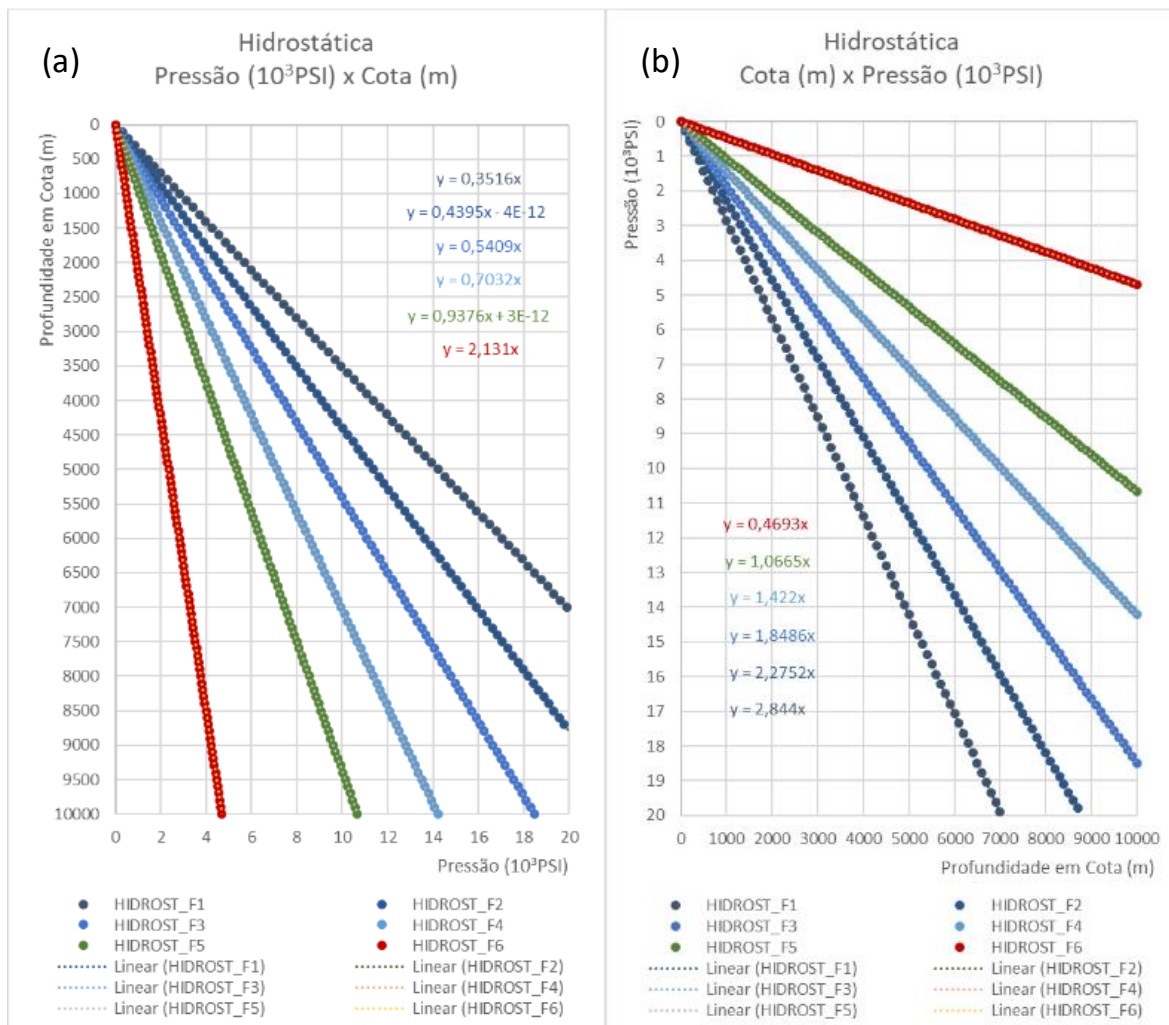
Onde o coeficiente linear de  $f(y)$  – ou o inverso do coeficiente linear de  $f(x)$  – se aproxima da densidade do fluido presente nos poros da rocha reservatório (Hubbert, 1953; Dahlberg, 1995; Beaumont & Foster, 2000; Rider, 2002; Rider & Kennedy, 2011).

Se levarmos em consideração a consolidação de Rider & Kennedy (2011), podemos, a partir desses dados (tabela 1), simular a hidrostática de fluidos conhecidos em um ambiente com conectividade e sem barreiras permoporosas, para que se possa extrair graficamente as funções lineares (figura 17). Nunca é demais atentar sempre para a conversão de unidades a ser feita nessa etapa. Na figura 16 temos um gráfico (a) com  $f(y)$  equivalente ao  $f(x)$  do gráfico (b). A representação, aparentemente duplicada, se dá para facilitar a extração automatizada de respostas, para inversão do  $f(x)$  para  $f(y)$ , ou para a simples fração  $1/a$  de  $f(x)$  da figura 17a. A simulação de fluidos com diversas densidades diferentes nos apresenta equações de reta com coeficientes angulares diferentes, correlacionáveis com as faixas da tabela 1.

Portanto, quando temos um fluido em contato com outro, onde as equações de seus gradientes se igualam, é onde encontramos matematicamente o nível de água livre (FWL, *free water level*) através dos dados de pressão e do gradiente de pressão. O FWL também é definido como o ponto de pressão capilar zero (Dahlberg, 1995; Beaumont & Foster, 2000; Dennis, 2000; Dennis, 2005). Enquanto isso, o contato óleo-água (OWC – *oil-water contact*) é a base da saturação do óleo ( $S_o$ ). O contato óleo-água produtivo OWC(P), é definido por um valor percentual de saturação de água ( $S_w$ ) apropriado à economicidade de cada área (Dennis, 2000; Dennis, 2005).

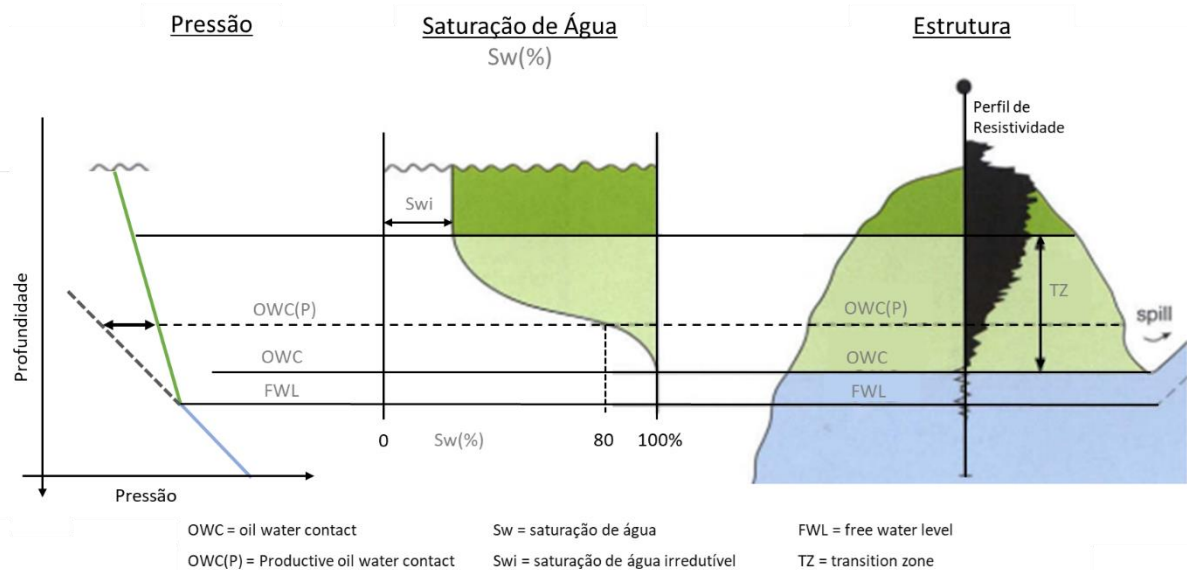
**Tabela 1:** Conversão de gradiente de pressão para massa específica para correlação de fluido presente no reservatório. Adaptado de Rider e Kennedy (2011), incluindo as conversões de unidades necessárias para o presente estudo.

Fluido	Gradiente de pressão por profundidade				Massa específica	
	bar/m	psi/ft	psi/m	(kgf/cm <sup>2</sup> )/m	kPa/m	g/cm <sup>3</sup>
Gás seco	0,022	0,100	0,327	2,30	2,26	0,230
Gás úmido	0,032	0,139	0,455	3,20	3,14	0,320
Óleo limite	0,069	0,302	0,993	6,98	6,84	0,698
Óleo 60°	0,087	0,338	1,109	7,80	7,65	0,780
Óleo 20° (pesado)	0,091	0,404	1,328	9,34	9,16	0,934
Água doce	0,098	0,433	1,422	10,00	9,81	1,000
Água do mar	0,101	0,444	1,458	10,26	10,05	1,025
Salmoura saturada	0,118	0,520	1,706	12,00	11,77	1,200
<i>conversão</i>		<i>g/cm<sup>3</sup> x 0,433</i>	<i>g/cm<sup>3</sup> x 1,422</i>	<i>g/cm<sup>3</sup> x 0,1</i>	<i>g/cm<sup>3</sup> x 9,806</i>	<i>g/cm<sup>3</sup></i>



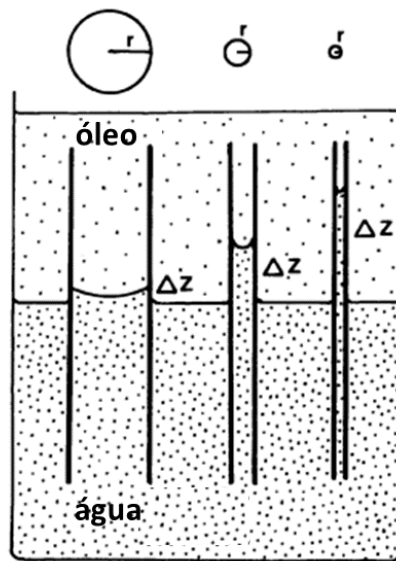
**Figura 17:** Gráficos conceituais de pressão hidrostática por profundidade em cota considerando conexão ao longo de toda a coluna de fluido, com 6 tipos de fluidos diferentes. Na figura (a) temos um gráfico Pressão x Cota com as funções  $f(x)$  de 6 fluidos. Na Figura (b) temos um gráfico de  $f(x)$  de Cota x Pressão. Tem-se que  $f(y)$  da figura (a) é equivalente a  $f(x)$  da figura (b).

A profundidade do FWL é determinada pelo equilíbrio natural da acumulação de óleo dentro da armadilha (por exemplo, o *spill point*), enquanto a altura do OWC acima do FWL é uma função das propriedades capilares da rocha e das duas fases. Em um bom reservatório (por exemplo, Paleoceno do Mar do Norte) a diferença entre o FWL e o OWC é geralmente pequena (<1 m), mas em rochas mais fechadas e com espessa zona de transição (TZ – *transition zone*) a diferença pode se tornar dezenas de metros (Dennis, 2000; Dennis, 2005) (figura 18).



**Figura 18:** Coluna de fluido de 1m de altura, compondo 1m<sup>3</sup> em volume, calculando as pressões equivalentes em fluidos com densidades diferentes (modificado de Dahlberg, 1995).

Uma analogia que é importante para entendermos o conceito de pressão capilar pode ser observada na figura 19, onde, guardando as devidas proporções, tubos capilares apresentam uma semelhança com os poros e as gargantas de poros – uma vez que um sistema de poros é muito mais complexo em três dimensões (Beaumont & Foster, 2000). Dado que uma rocha sedimentar pode ser pensada como uma rede de um número quase infinito de tubos intergranulares, a posição do contato óleo-água no tubo de grande diâmetro não difere muito daquela fora do tubo, enquanto no tubo de pequeno diâmetro a diferença é bem maior (Dahlberg, 1995). É importante observar que, quanto mais estreito for o capilar – ou a garganta de poros, maior a força capilar, portanto mais deslocada fica a altura do contato entre os fluidos. É de se esperar, portanto, que em um reservatório, a qualidade da permoporosidade da rocha afete a altura do FWL e a espessura da TZ (zona de transição).



**Figura 19:** Esquema indicando a relação que existe entre a variação do raio ( $r$ ) do capilar e a altura ( $\Delta z$ ) que o fluido atinge, ilustrando a força capilar, gerando uma diferença de Pressão Capilar. Quanto mais estreita a garganta de poros (o capilar), maior a diferença de altura, maior a zona de transição. Modificado de Dahlberg (1995).

Além dos conceitos de OWC, FWL e TZ, um outro muito importante é o de LKO, ou *last known oil*, que em português tratamos na indústria por último óleo observado. É dito desta forma por se tratar, de forma geral, de uma zona reservatório em um poço onde foi identificado óleo, mas não foi possível identificar OWC ou FWL, por diversos motivos, tais como:

- o poço terminar antes de atingir a profundidade onde este seria identificado;
- OWC ou FWL projetado estaria em zona não-reservatório;
- Problemas operacionais com equipamentos/ferramentas para aquisição de dados e avaliação de formação.

Um método de análise gráfica para identificar os contatos entre fluidos e individualizar jazidas, conhecido na indústria, é o Método da Pressão em Excesso (MPE), proposto por Brown em 2003. O método consiste em realizar a diferença entre a pressão esperada e a pressão medida em uma profundidade, considerando a massa específica associada à profundidade de referência.

$$EP = P_m - (P_r + g_a * \rho_r * (cota_m - cota_r)) \quad (eq. 7)$$



Onde:

$EP$  = excesso de pressão (psia<sup>12</sup>)

$P_m$  = Pressão medida na cota em análise (psia)

$g_a$  = gravidade ajustada a esse conjunto de unidades (1,422)

$\rho_r$  = massa específica de referência (g/cm<sup>3</sup>)

$cota_m$  = cota em análise (m)

$cota_r$  = cota de referência (m)

Além dos benefícios mencionados, Chen (2014) mostra que, o método de Brown (2003) tem, entre suas vantagens, serve como controle de qualidade dos dados de pressão quando estes forem registrados em rochas com espessa zona de transição (mesmo não sendo recomendável) e em situações de sobrecarga na tomada de pressão.

É importante ressaltar que em áreas de fronteira exploratória, onde muito pouco ou quase nada se sabe sobre os fluidos da área em estudo, e o cenário pode se apresentar em um range de composição bastante variável, o método pode ser insuficiente para o cenário específico, uma vez que demanda assumir qual o fluido presente no reservatório, por vezes difíceis de ser feito.

Dessa forma, o presente estudo traz o método proposto por Stumpf e De Gasperi (2000) e, posteriormente, aprimorado por Stumpf e Romanelli (2008), como uma forma ágil e sem intervenções como no método de Brown (2003). Por se tratar de estudos internos à Petrobras, ambos os trabalhos não se encontram publicados, até o presente momento, a não ser em relatórios e seminários internos da companhia. Mesmo já sendo considerado um método consagrado dentro das práticas da Petrobras, entende-se que é importante registrá-lo para que seja conhecido e adequadamente divulgado. Este tópico será detalhado ao longo dos resultados do presente estudo.

A avaliação da pressão da formação e a análise do contato entre fluidos, e da relação destes com as rochas reservatório, fornecem informações valiosas sobre os comportamentos a serem modelados e ajustados ao longo do tempo, considerando compartimentalização e

---

<sup>12</sup> PSI, PSIA e PSIG: PSI é uma unidade de medida que representa *pound square inch*, ou seja, libras por polegada quadrada. PSIA significa libras por polegada quadrada absoluta, onde a pressão absoluta é a pressão relativa a zero ou ao vácuo absoluto. PSIG significa libras por polegada quadrada manométrica, onde a pressão manométrica é a pressão relativa à pressão atmosférica. (Hopkins, 2003; IEEE, 2004)

saturação de hidrocarbonetos, levando a um melhor gerenciamento do reservatório<sup>13</sup> (Hindle, 1997; Beaumont & Foster, 2000; Green *et al.*, 2014). A combinação dos fundamentos teóricos aqui levantados é levada para a metodologia do presente trabalho, com intuito de possibilitar extrair o máximo de informação possível do conjunto de dados adquiridos.

---

<sup>13</sup> O monitoramento de contatos de fluidos ao longo do tempo permite que os geólogos acompanhem a dinâmica do reservatório, o movimento do fluido e possíveis mudanças no desempenho do reservatório. Ao identificar quaisquer mudanças nos contatos de fluidos, os engenheiros de reservatórios podem adaptar as estratégias de produção, implementar técnicas de recuperação aprimoradas e otimizar as taxas de produção para maximizar a recuperação.

## 5. MATERIAIS E MÉTODOS

A Bacia de Santos, por seu conhecido potencial petrolífero e pela alta atividade de exploração e produção nos últimos anos (ANP, 2023), foi indicada como objeto de estudo para o presente trabalho. Dentro da Bacia de Santos, foi escolhido o Campo de Búzios (BUZ), onde foram selecionados 45 poços (figura 20, Tabela 2), sendo estes divididos em poços perfurados antes e após o início da produção do campo.

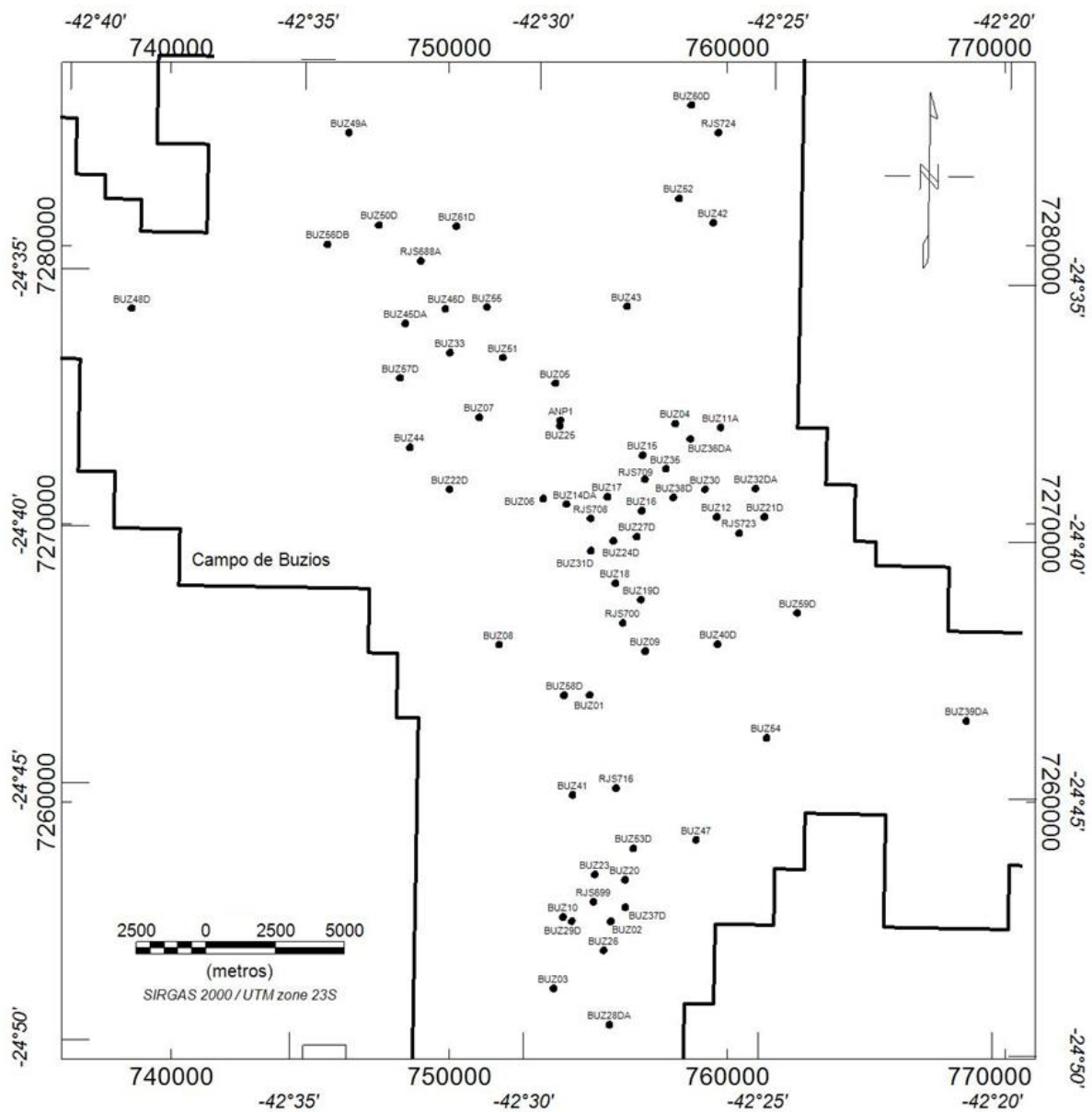
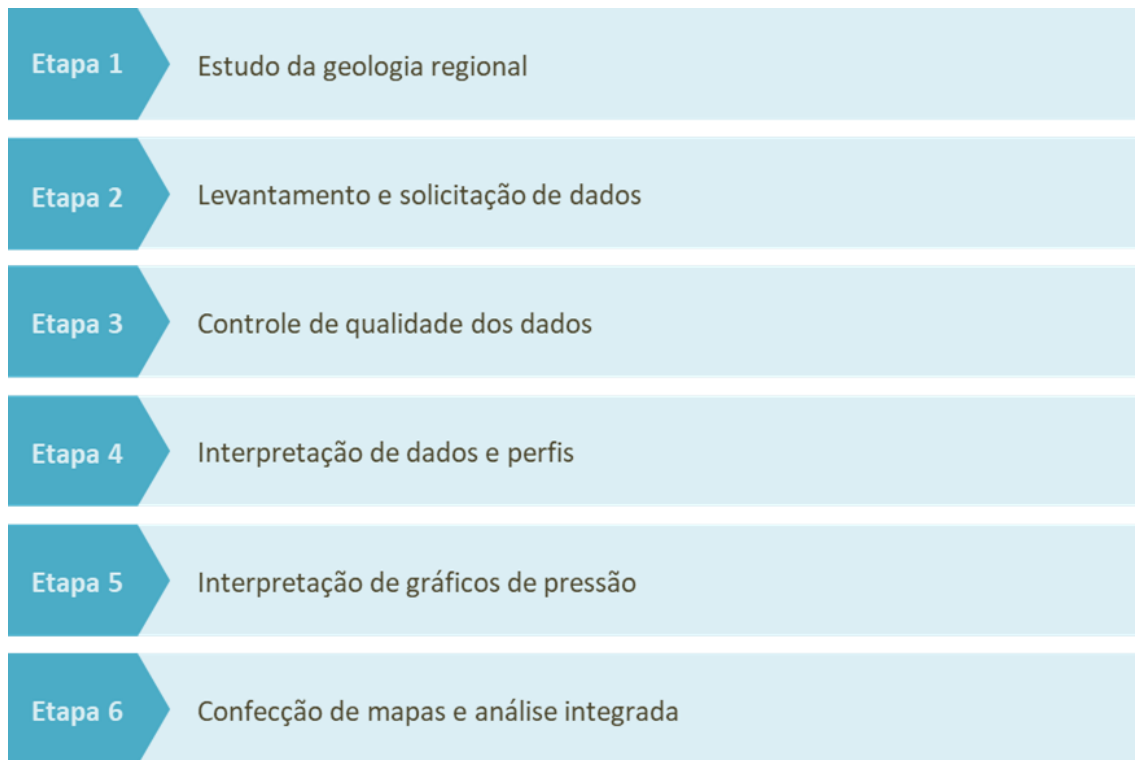


Figura 20: Mapa de localização dos 45 poços utilizados no presente estudo, dentro do campo de Búzios.

**Tabela 2:** Lista dos 45 poços utilizados no presente trabalho, com o código utilizado nos mapas (Código), o tipo de poço (Tipo), o nome utilizado pela operadora Petrobras (Poço BR) e o nome ANP (Poço ANP).

#	Código	Poço BR	Poço ANP
1	ANP1	2-ANP-1-RJS	2-ANP-1-RJS
2	688A	3-RJS-688A	3-BRSA-944A-RJS
3	699	3-RJS-699	3-BRSA-1053-RJS
4	700	3-RJS-700	3-BRSA-1064-RJS
5	708	9-RJS-708	9-BRSA-1191-RJS
6	709	9-RJS-709	9-BRSA-1159-RJS
7	716	9-RJS-716	9-BRSA-1197-RJS
8	723	3-RJS-723	3-BRSA-1195-RJS
9	724	3-RJS-724	3-BRSA-1184-RJS
10	BUZ01	9-BUZ-1-RJS	9-BUZ-1-RJS
11	BUZ02	9-BUZ-2-RJS	9-BUZ-2-RJS
12	BUZ03	9-BUZ-3-RJS	9-BUZ-3-RJS
13	BUZ04	9-BUZ-4-RJS	9-BUZ-4-RJS
14	BUZ05	8-BUZ-5-RJS	8-BUZ-5-RJS
15	BUZ06	7-BUZ-6-RJS	7-BUZ-6-RJS
16	BUZ07	9-BUZ-7-RJS	9-BUZ-7-RJS
17	BUZ08	9-BUZ-8-RJS	9-BUZ-8-RJS
18	BUZ09	8-BUZ-9-RJS	8-BUZ-9-RJS
19	BUZ10	7-BUZ-10-RJS	7-BUZ-10-RJS
20	BUZ11A	8-BUZ-11A-RJS	8-BUZ-11A-RJS
21	BUZ12	7-BUZ-12-RJS	7-BUZ-12-RJS
22	BUZ14DA	7-BUZ-14DA-RJS	7-BUZ-14DA-RJS
23	BUZ15	8-BUZ-15-RJS	8-BUZ-15-RJS
24	BUZ16	8-BUZ-16-RJS	8-BUZ-16-RJS
25	BUZ17	7-BUZ-17-RJS	7-BUZ-17-RJS
26	BUZ18	7-BUZ-18-RJS	7-BUZ-18-RJS
27	BUZ19D	8-BUZ-19D-RJS	8-BUZ-19D-RJS
28	BUZ20	8-BUZ-20-RJS	8-BUZ-20-RJS
29	BUZ21D	8-BUZ-21D-RJS	8-BUZ-21D-RJS
30	BUZ22D	8-BUZ-22D-RJS	8-BUZ-22D-RJS
31	BUZ23	7-BUZ-23-RJS	7-BUZ-23-RJS
32	BUZ24D	7-BUZ-24D-RJS	7-BUZ-24D-RJS
33	BUZ25	7-BUZ-25-RJS	7-BUZ-25-RJS
34	BUZ27D	8-BUZ-27D-RJS	8-BUZ-27D-RJS
35	BUZ28DA	8-BUZ-28DA-RJS	8-BUZ-28DA-RJS
36	BUZ29D	7-BUZ-29D-RJS	7-BUZ-29D-RJS
37	BUZ30	7-BUZ-30-RJS	7-BUZ-30-RJS
38	BUZ31D	7-BUZ-31D-RJS	7-BUZ-31D-RJS
39	BUZ32DA	8-BUZ-32DA-RJS	8-BUZ-32DA-RJS
40	BUZ33	7-BUZ-33-RJS	7-BUZ-33-RJS
41	BUZ35	8-BUZ-35-RJS	8-BUZ-35-RJS
42	BUZ36DA	7-BUZ-36DA-RJS	7-BUZ-36DA-RJS
43	BUZ37D	8-BUZ-37D-RJS	8-BUZ-37D-RJS
44	BUZ38D	8-BUZ-38D-RJS	8-BUZ-38D-RJS
45	BUZ39DA	9-BUZ-39DA-RJS	9-BUZ-39DA-RJS

Para realização do presente trabalho foram levantados os dados e recursos necessários para aplicação de um fluxo de trabalho estruturado. Este *workflow* é aplicável de maneira regular em outras áreas análogas, tendo sido dividido seis etapas (figura 21). Em cada etapa são testados métodos já existentes com objetivo de atingir a caracterização do fluido presente no reservatório.



**Figura 21:** Fluxograma geral do projeto.

A primeira etapa consistiu no estudo da geologia regional da Bacia de Santos e, mais especificamente, sobre o Campo de Búzios.

A segunda foi o levantamento e a solicitação dos dados de 45 poços à ANP (tabela 2), tendo sido recebidos dados de perfis, dados de pressão, relatórios finais de operação e volumes sísmicos.

Na terceira etapa foram aplicados tratamentos e controle de qualidade dos dados recebidos. Nesta etapa o *dataset* foi dividido em dois grupos de dados. Foi necessário construir uma linha do tempo para compreender a evolução da pressão ao longo das

operações. A linha do tempo foi confeccionada no *plug-in* Office Time Line do Power Point®, ordenando-se os poços por data de operação e evidenciando-se a sua duração.

No grupo de dados de perfis foi necessário identificar, poço a poço dentro do conjunto de arquivos recebidos, aqueles a serem importados para o software de exibição e análise – neste caso, o SIGEO3® (aplicação exclusiva Petrobras), mas a mesma análise pode ser realizada em qualquer *software* comercial. Foi analisado se os perfis estavam com controle de qualidade e correções ambientais feitas pela empresa de prestação de serviço. Além disso, foi analisado o impacto do ambiente de aquisição da curva de resistividade e, assim, o quanto esta poderia representar o fluido da formação.

Ainda na segunda etapa, dentro dos 45 poços, foram recebidos dados de pressão em formato de documento PDF, sendo necessário passar para formato tabular em formato '.txt' os 1325 registros de pressão, para então iniciar o controle de qualidade. O controle de qualidade de registro de pressão passou pela avaliação da carta de registro de pressão, sendo esse dado não disponibilizado pelas empresas à ANP e, conseqüentemente, pela ANP aos pesquisadores. Logo, estes dados foram, quando possível, disponibilizados pela Petrobras para a realização do controle de qualidade. Após a geração de gráficos de pressão - profundidade no Excel®, aqueles pontos que fugiram do comportamento esperado tiveram suas cartas reanalisadas e a pressão estabilizada identificada, conforme previsto e descrito na fundamentação teórica do presente trabalho. Os dados que não puderam ter sua confiabilidade atestada foram descartados. Vale lembrar que, normalmente, esse dado vem classificado pela operadora em seus documentos, como "Estabilizado", "Longe da Estabilização", "Fechado" ou "Seco", caso não seja possível ter acesso às cartas de registro de pressão.

A quarta etapa foi a interpretação dos perfis de poços, que foram utilizados para identificação do contato óleo-água e de zona de baixa permoporosidade. A partir disso foram separados os poços em dois conjuntos: os que apresentaram OWC (*oil-water contact*) e aqueles onde somente pôde ser observado o LKO (*last known oil*). As interpretações foram realizadas no *software* SIGEO3®.

Na quinta etapa temos o tratamento dos gráficos, pressão-profundidade e gradiente-profundidade. A partir dos *crossplots* pressão-profundidade foi possível extrair a equação da

reta e obter o coeficiente angular, que é específico para cada tipo de fluido, identificando o FWL (*free water level*) a partir do cruzamento entre as retas com diferentes gradientes. As análises foram feitas utilizando a aplicação Excel®.

Na sexta etapa foram confeccionados mapas para visualização integrada dos dados e interpolação espacial dos valores de FWL e OWC, ao longo do campo. Para isso foi utilizado o software Geosoft®.

## 6. RESULTADOS

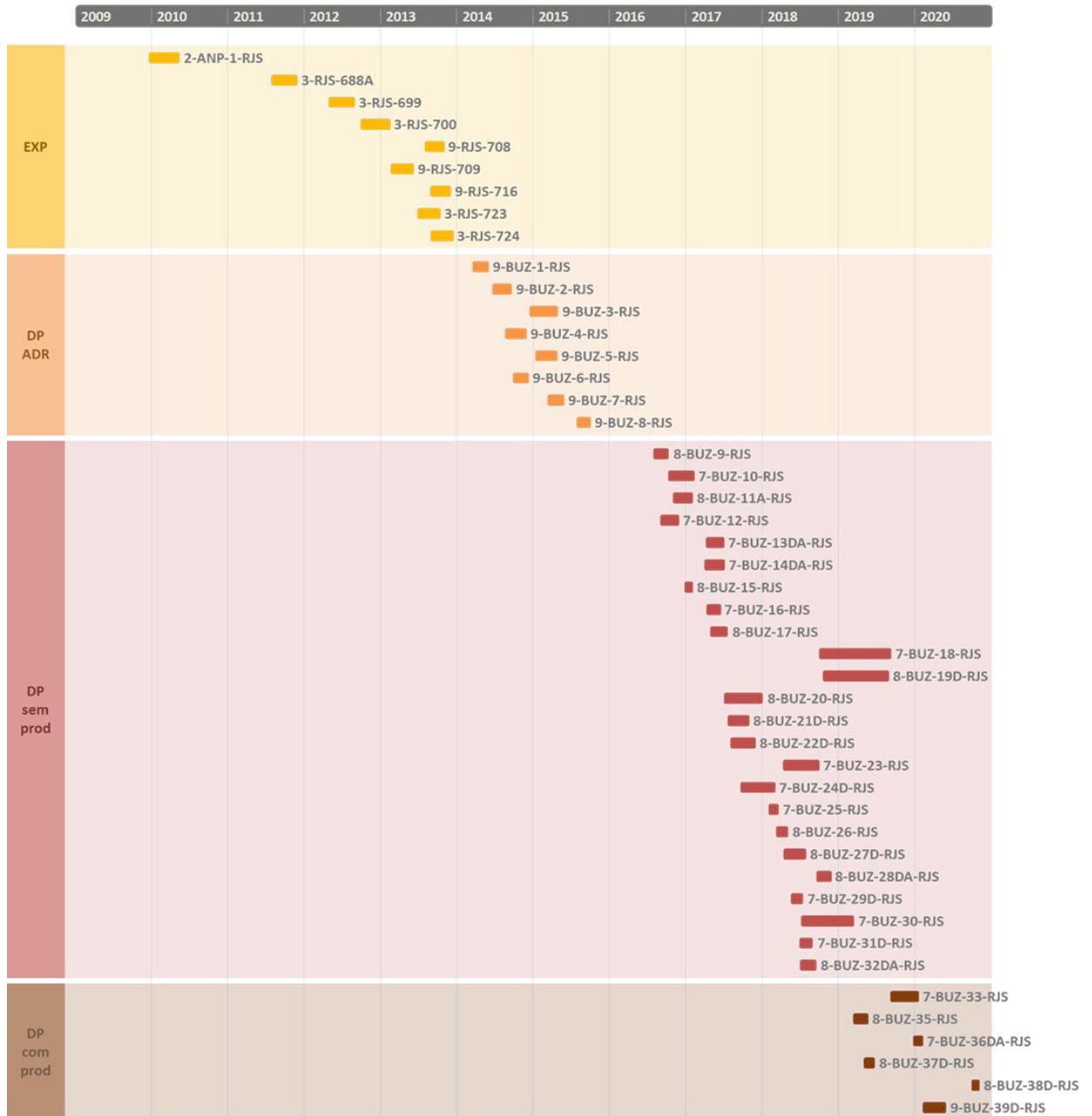
Os resultados do presente trabalho estão dispostos em três conjuntos. O primeiro conjunto de resultados aborda o histórico de produção do Campo de Búzios até o início do estudo, sendo essencial para a correta interpretação dos dados de pressão. O segundo grupo de dados trabalhados diz respeito a dados de perfis de resistividade e a definição de contato óleo água (OWC – *oil water contact*) através deles, além de exemplos em poços e representação em mapa. Por fim, o terceiro conjunto traz os dados de pressão, gradientes de pressão, suas representações em gráficos e mapas.

### 6.1. Histórico de perfuração dos poços do Campo de Búzios

Estudar a linha do tempo (Figura 22) da construção dos poços do Campo de Búzios de forma individual nos ajuda a compreender o impacto das operações de produção nas pressões medidas nos poços. A linha do tempo construída no presente trabalho serve como base para acompanhar o início de cada fase do campo, bem como da metodologia do presente estudo. A figura 22 lista os poços utilizados no presente trabalho, distribuídos ao longo do tempo, desde o início da perfuração do poço pioneiro-estratigráfico, 2-ANP-1-RJS, chamado de Franco, atualmente campo de Búzios. O comprimento da barra de cada um dos poços significa o tempo de duração deles (do início da perfuração ao fim da intervenção).

Os poços foram divididos em 4 grupos: poços essencialmente exploratórios, poços de desenvolvimento da produção com caráter especial (exploratório / aquisição de dados de reservatório, ditos ADRs) anteriores ao início da produção, poços de desenvolvimento da produção (DP) anteriores à produção (sem produção) mas com interferência de testes de longa duração (TLDs), e poços francamente de desenvolvimento da produção do campo (já com impactos na pressão original da formação). Isso porque, em 2013, foi declarada a comercialidade do campo de Búzios e, a partir de 2014, foram perfurados poços de aquisição de dados de reservatório (ADRs) ainda antes do início da produção, onde, a partir de 2016, foram realizados testes de longa duração, injetividade e produção. Em 2018 foi iniciada a produção de fato no campo, com a entrada em operação das plataformas de produção P-74 e P-75 e, em 2019, das plataformas P-76 e P-77.





**Figura 22:** Linha do tempo. Histórico de perfuração dos poços do campo de Búzios, indicando a cronologia de perfuração e separando em quatro conjuntos: 1) poços exploratórios (EXP, em amarelo); 2) poços DP ADR, antes do início da produção e ainda em fase de aquisição de dados de reservatório (DP ADR, em laranja); 3) poços de desenvolvimento do campo, antes do início da produção (DP sem prod., em vinho) mas já em período de realização de testes de longa duração (TLDs), dentre outros testes; 4) poços de desenvolvimento do campo após o início da produção de petróleo (DP com prod.), que podem afetar a pressão original do campo.

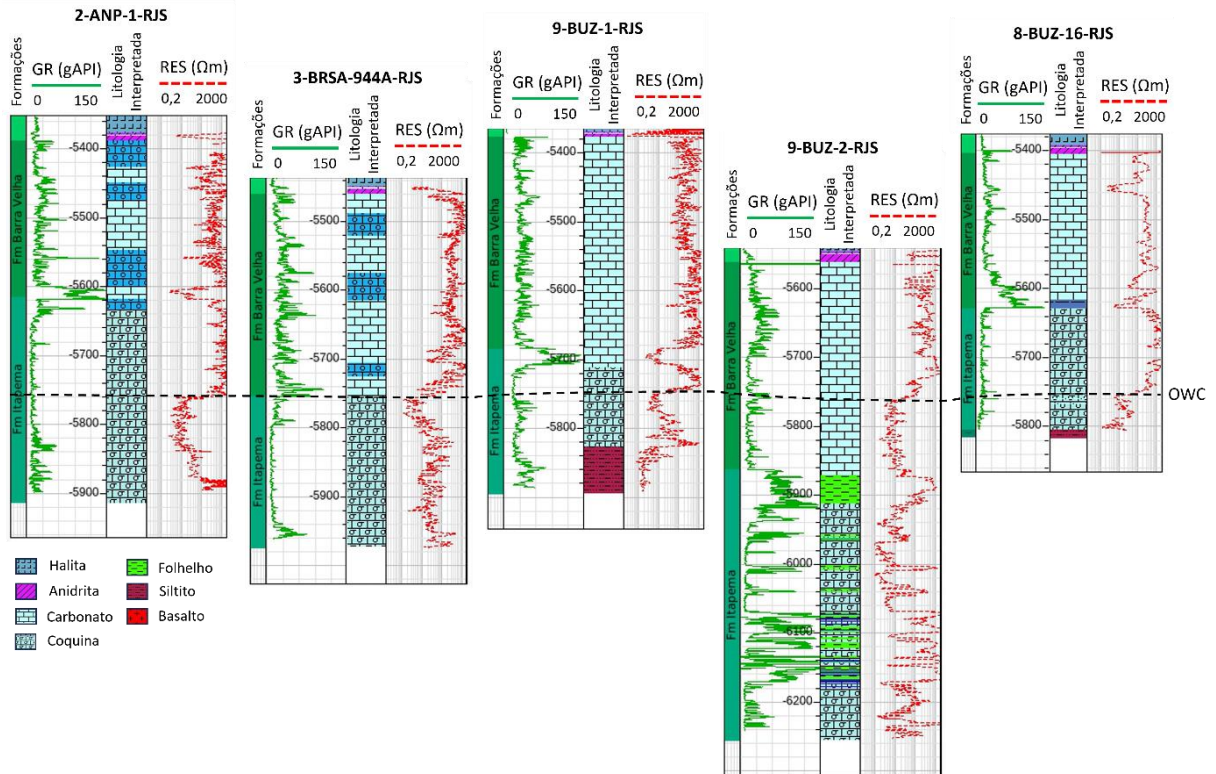
## **6.2. Identificação de Contato Óleo Água (OWC) pelos perfis de resistividade**

Os contatos óleo-água (OWC), identificados através da interpretação dos perfis de resistividade dos poços, conforme apresentado na metodologia do presente trabalho, estão consolidados na tabela 3. Esses contatos são interpretados a partir da queda do perfil de resistividade. Há poços onde o contato óleo água não pôde ser observado, seja por estarem abaixo da profundidade final do poço ou por terem atravessado facies não reservatório, de baixa permoporosidade, dificultando a identificação do OWC.

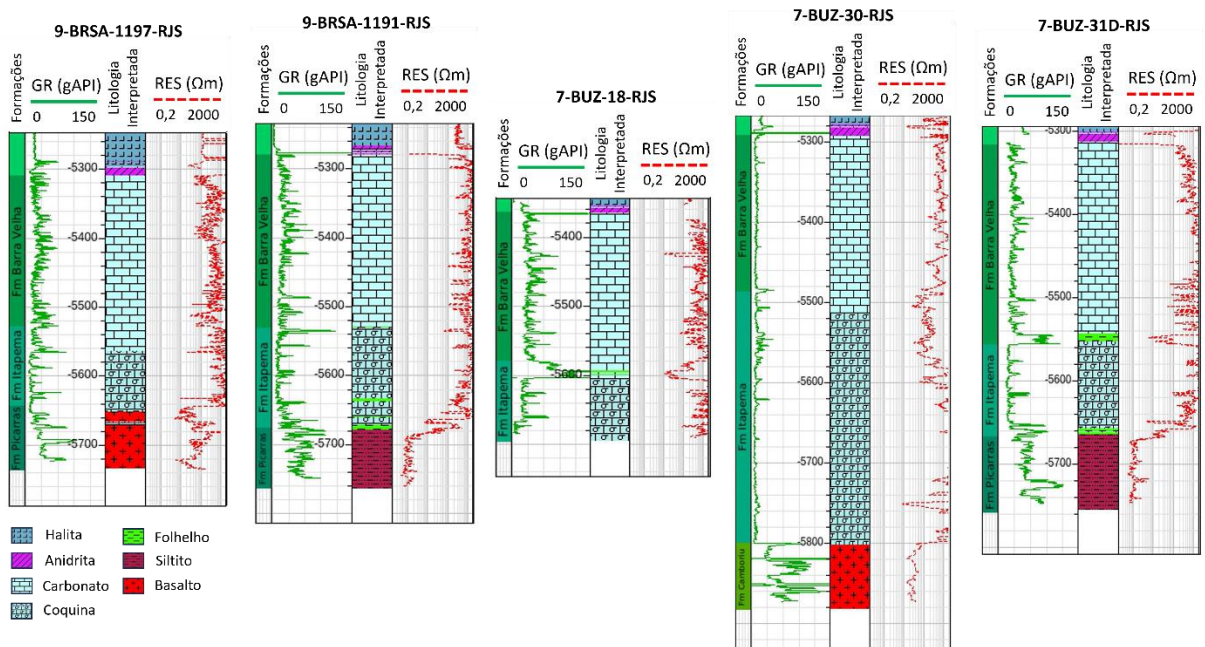
O contato óleo água foi identificado em 32 dos 45 poços, através do perfil de resistividade. Dos contatos identificados, 21 ocorreram dentro da Formação Itapema e 11 na Formação Barra Velha. Nos 13 poços restantes não foi possível identificar o OWC através do perfil de resistividade, motivo pelo qual fica então registrado apenas o último óleo observado (em inglês, *last known oil* – LKO).

O OWC é mais facilmente identificado em poços como o 2-ANP1-RJS, 9-BUZ-1-RJS e 8-BUZ-16-RJS (figura 23) onde a feição dentro da Fm. Itapema é mais clara e, praticamente, não apresenta zona de transição. Em poços como o 3-BRSA-944A-RJS e o 9-BUZ-2-RJS, o OWC ocorre na Fm. Barra Velha e apresenta zona de transição mais espessa. No caso do poço 3-BRSA-944A-RJS talvez seja um pouco mais complexo por ocorrer na justaposição de uma facies mais argilosa, na transição das Formações Barra Velha e Itapema.

Em alguns poços não foi possível identificar o OWC devido a presença de rocha de baixa permoporosidade na profundidade esperada, como pode ser observado nos poços 9-BRSA-1197-RJS, 9-BRSA-1191-RJS, 7-BUZ-30-RJS e 7-BUZ-31D-RJS da figura 24; ou pelo poço não ter atingido a profundidade necessária para alcançar o contato óleo-água, como pode ser observado no poço 9-BUZ-1-RJS (figura 23). Nessas situações foi marcado o LKO (tabela 3), indicando a posição do último óleo observado nos poços. A partir dos OWCs interpretados foi gerado um mapa do campo de Búzios com uma interpolação por krigagem, representando as profundidades em cota do OWC, interpretadas a partir da resistividade, desconsiderando os poços onde ocorreram somente LKOs (figura 25). Os OWCs do Grupo 4 (DP com prod.) foram descartados dessa krigagem por terem sido dados adquiridos após o início da produção do campo, podendo estar afetados por ela, não refletindo a condição estática / original do campo.



**Figura 23:** Exemplos de poços da área estudada com feições de OWC (*oil-water contact*, contato óleo-água) interpretadas através do perfil de resistividade. Nos poços 2-ANP-1-RJS, 9-BUZ-1-RJS e 8-BUZ-16-RJS o OWC é mais facilmente identificado e quase sem zona de transição, na Fm. Itapema. No poço 3-BRSA-944-RJS o OWC é levemente transicional e ocorre no folhelho da passagem da Fm. Itapema para a Fm. Barra Velha. No poço 9-BUZ-2-RJS o OWC ocorre na Fm. Barra Velha, em feição identificada como zona de transição.

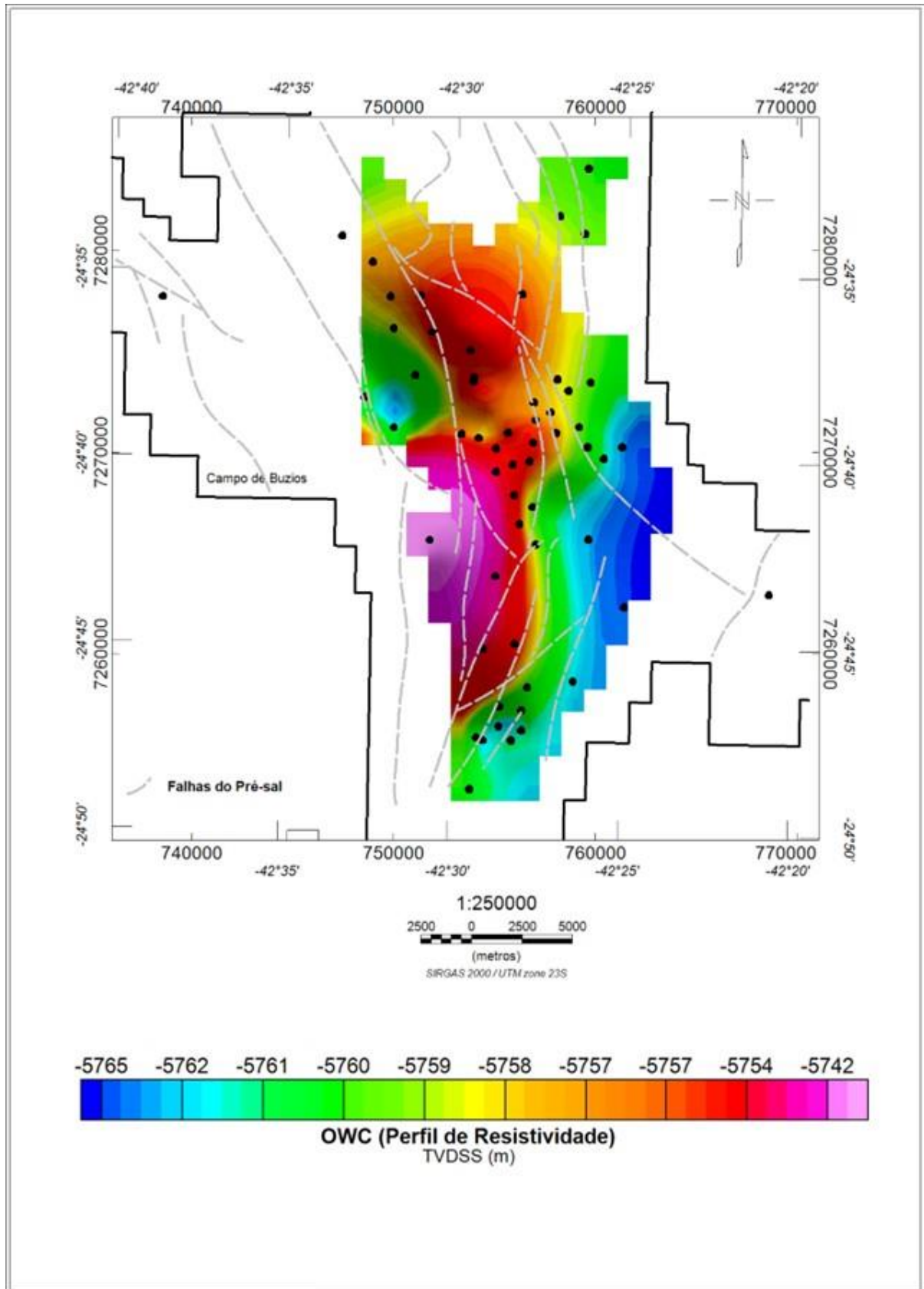


**Figura 24:** Exemplos de poços da área estudada onde não foi possível identificar as feições de OWC (*oil-water contact*), através do perfil de resistividade, seja pela presença de rochas ígneas ou sedimentares de baixa permoporosidade.

**Tabela 3:** Lista dos códigos dos poços e das profundidades dos contatos óleo-água (OWC – *oil-water contact*) identificados nos poços através do perfil de resistividade (RES). Onde não foi possível identificar o OWC através de perfil ficou registrada a profundidade do último óleo observado (LKO - *last known oil*).

#	Código	OWC	Formação
1	ANP1	-5760,3	OWC
2	688A	-5757,6	OWC
3	699	-5764,0	OWC
4	700	-5757,4	OWC
5	708	-	LKO
6	709	-5758,0	OWC
7	716	-	LKO
8	723	-5760,9	OWC
9	724	-5760,0	OWC
10	BUZ01	-5751,0	OWC
11	BUZ02	-5760,7	OWC
12	BUZ03	-5760,5	OWC
13	BUZ04	-	LKO
14	BUZ05	-5753,1	OWC
15	BUZ06	-	LKO
16	BUZ07	-5760,7	OWC
17	BUZ08	-5709,0	OWC
18	BUZ09	-	LKO
19	BUZ10	-	LKO
20	BUZ11A	-5759,5	OWC
21	BUZ12	-	LKO
22	BUZ14DA	-5758,5	OWC
23	BUZ15	-5757,4	OWC
24	BUZ16	-5755,0	OWC
25	BUZ17	-	LKO
26	BUZ18	-	LKO
27	BUZ19D	-5760,0	OWC
28	BUZ20	-5769,8	OWC
29	BUZ21D	-5760,2	OWC
30	BUZ22D	-5764,2	OWC
31	BUZ23	-5760,0	OWC
32	BUZ24D	-	LKO
33	BUZ25	-5754,8	OWC
34	BUZ27D	-5756,5	OWC
35	BUZ28DA	-5751,50	OWC
36	BUZ29D	-5762,4	OWC
37	BUZ30	-	LKO
38	BUZ31D	-	LKO
39	BUZ32DA	-5760,7	OWC
40	BUZ33	-5752,0	OWC
41	BUZ35	-5759,7	OWC
42	BUZ36DA	-	LKO
43	BUZ37D	-5768,2	OWC
44	BUZ38D	-5762,0	OWC
45	BUZ39DA	-5762,4	OWC





**Figura 25:** Mapa contendo a krigagem do OWC através do Geosoft, utilizando os dados de OWC interpretados nos perfis de resistividade dos 45 poços do projeto. Dados em profundidade em cota (TVDSS – *true vertical depth subsea*). Linhas tracejadas representam falhas do intervalo Pré-sal do Campo de Búzios, interpretadas no volume sísmico pelo Grupo de Interpretação Exploratória e Caracterização de Reservatórios (GIECAR) da UFF.

### **6.3. Identificação de Nível de Água Livre (FWL) pelos gradientes de pressão**

O nível de água livre (FWL) foi identificado a partir da mudança do gradiente de pressão da formação, obtido a partir do conjunto de testes de pressão efetivos ao longo do poço, onde foram descartados os de baixa confiabilidade. Há 13 poços onde o FWL não pôde ser identificado devido a carência de dados confiáveis, seja pela presença de LKO ou dificuldades operacionais (tabela 4).

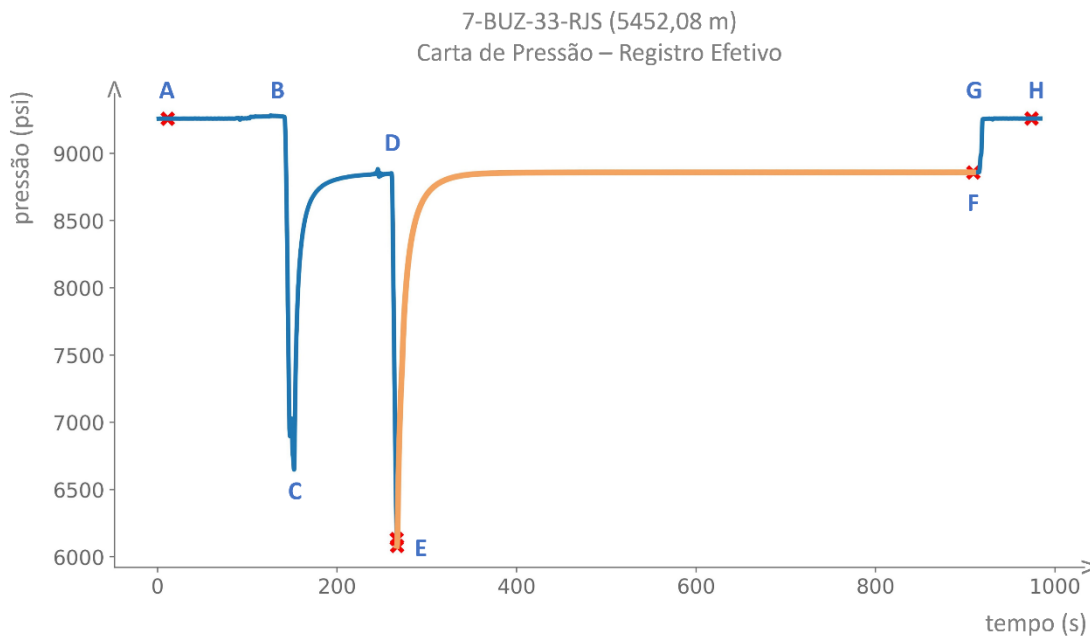
#### **6.3.1. Controle de qualidade dos dados de pressão**

Para obter um bom FWL foi necessário utilizar dados de pressão efetivos e confiáveis, desconsiderando os dados de pressão previamente identificados pela operadora como baixa permeabilidade e longe da estabilização, fechados, secos ou com falhas operacionais.

Os registros de pressão considerados efetivos devem apresentar uma rápida recuperação da pressão durante a operação de registro de pressão da formação. A figura 26 representa uma Carta de Pressão de um registro efetivo de pressão da formação, onde o ponto A representa o início da operação, o ponto B representa a abertura da ferramenta frente à formação, o ponto D o primeiro registro de pressão da formação efetiva próxima do ponto de estabilização e o ponto F a repetição do ponto D para confirmação da pressão de formação, o ponto G representa o desacoplamento da ferramenta da formação e o ponto H o término da operação de registro de pressão. Os segmentos AB e GH indicam a pressão hidrostática do poço, antes e após a operação de registro de pressão da formação, respectivamente; os segmentos BC e DE indicam o acoplamento da ferramenta na parede do poço; os segmentos CD e EF representam a recuperação da pressão da formação até o seu ponto de estabilização.

**Tabela 4:** Lista dos códigos dos poços e das profundidades dos níveis de água livre (FWL – *free water level*) identificados nos poços do Gradiente de Pressão, o Gradiente de Óleo, o Gradiente de Água e a Formação de ocorrência do FWL.

#	Código	FWL	Grad_O	Grad_W	Formação
1	ANP1	-5761,7	1,043	1,592	Itapema
2	688A	-5751,1	1,036	1,605	Itapema
3	699	-5762,7	1,049	1,555	Itapema
4	700	-5759,7	1,048	1,609	Itapema
5	708	-	1,046	-	-
6	709	-5759,7	1,041	1,590	Itapema
7	716	-	1,051	-	-
8	723	-5761,3	1,046	1,586	Itapema
9	724	-5747,7	1,021	1,676	Itapema
10	BUZ01	-5754,2	1,053	1,655	Itapema
11	BUZ02	-5759,5	1,066	1,592	Barra Velha
12	BUZ03	-5748,5	1,055	1,570	Barra Velha
13	BUZ04	-	1,047	-	-
14	BUZ05	-5755,7	1,043	1,588	Itapema
15	BUZ06	-5754,3	1,050	1,595	-
16	BUZ07	-5781,2	1,101	2,502	Itapema
17	BUZ08	-5697,9	1,060	2,156	Barra Velha
18	BUZ09	-5762,8	1,037	1,618	-
19	BUZ10	-	1,052	-	-
20	BUZ11A	-5775,2	1,042	2,732	Itapema
21	BUZ12	-	1,047	-	-
22	BUZ14DA	-	1,050	-	-
23	BUZ15	-5760,4	1,042	1,601	Itapema
24	BUZ16	-5757,3	1,050	1,637	Itapema
25	BUZ17	-	1,048	-	-
26	BUZ18	-	1,060	-	-
27	BUZ19D	-5773,2	1,143	1,828	Itapema
28	BUZ20	-5758,2	1,044	1,667	Barra Velha
29	BUZ21D	-5754,3	1,039	1,605	Barra Velha
30	BUZ22D	-5749,2	1,048	1,562	Barra Velha
31	BUZ23	-	1,049	-	-
32	BUZ24D	-	1,049	-	-
33	BUZ25	-5756,5	1,051	1,563	Barra Velha
34	BUZ27D	-5757,4	1,049	1,587	Itapema
35	BUZ28DA	-5763,8	1,060	1,678	Barra Velha
36	BUZ29D	-5764,7	1,052	1,600	Itapema
37	BUZ30	-	1,043	-	-
38	BUZ31D	-	1,052	-	-
39	BUZ32DA	-5761,3	1,031	1,613	Barra Velha
40	BUZ33	-5741,4	1,034	1,603	Itapema
41	BUZ35	-5756,7	1,042	1,620	Itapema
42	BUZ36DA	-	1,043	-	-
43	BUZ37D	-5693,6	1,117	1,656	Barra Velha
44	BUZ38D	-5764,4	1,064	1,653	Barra Velha
45	BUZ39DA	-5670,1	1,023	1,521	Itapema

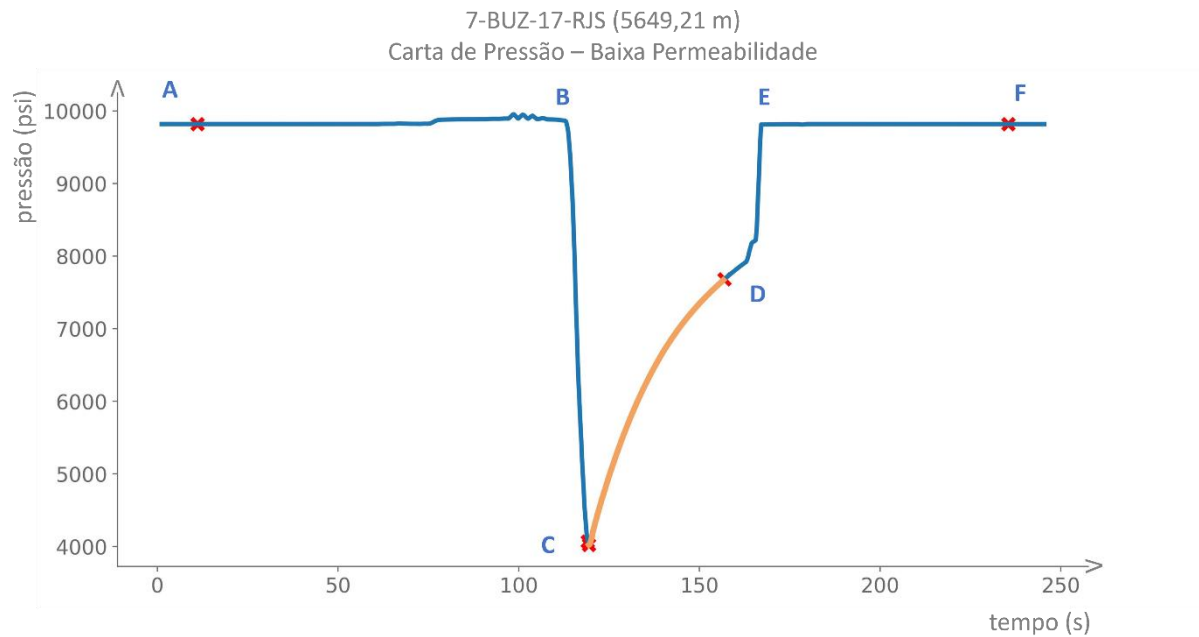


**Figura 26:** Carta de registro de pressão do poço 7-BUZ-33-RJS na profundidade 5452,08m. Registro considerado efetivo com pressão estabilizada. Ponto A representa o início da operação, o ponto B representa a abertura da ferramenta frente à formação, o ponto D o primeiro registro de pressão da formação efetiva próxima do ponto de estabilização e o ponto F a repetição do ponto D para confirmação da pressão de formação, o ponto G representa o desacoplamento da ferramenta da formação e o ponto H o término da operação de registro de pressão. Os segmentos AB e GH indicam a pressão hidrostática do poço, antes e após a operação de registro de pressão da formação, respectivamente; os segmentos BC e DE indicam o acoplamento da ferramenta na parede do poço; os segmentos CD e EF representam a recuperação da pressão da formação até o seu ponto de estabilização.

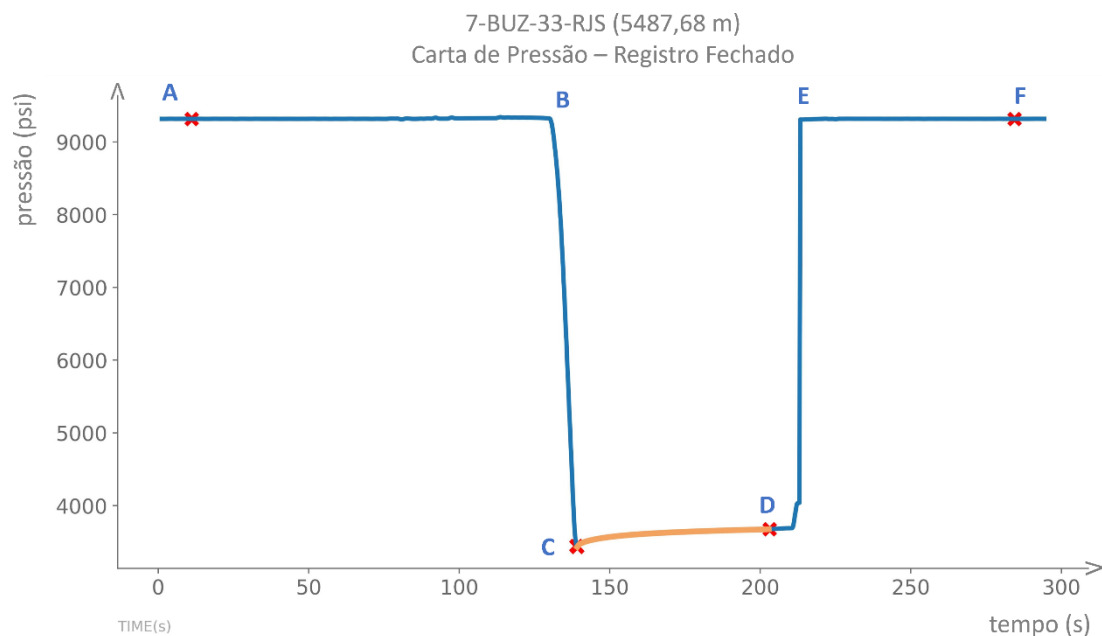
Os registros de pressão considerados com baixa permeabilidade necessitam de um tempo maior de recuperação e estabilização, apresentando uma taxa mais lenta de recuperação e pressão no intervalo CD da figura 27, dificultando o alcance da estabilização da pressão em tempo operacional. Esses registros costumam ter a pressão abaixo do esperado para a formação, uma vez que a ferramenta é desacoplada antes da estabilização para evitar altos custos na operação.

Os registros de pressão considerados fechados são aqueles onde não há fluxo da formação para a ferramenta, proporcionando que o segmento na figura 28 seja quase horizontal e não apresentando registro de pressão da formação.





**Figura 27:** Carta de registro de pressão do poço 7-BUZ-17-RJS na profundidade 5649,21m. Registro considerado longe da estabilização em formação de baixa permeabilidade, sendo descartado para efeito de construção do gradiente de pressão. Ponto A representa o início da operação, o ponto B representa a abertura da ferramenta frente à formação, o ponto D deveria ser o primeiro registro de pressão da formação efetiva, mas está muito longe da estabilização, o ponto F o desacoplamento da ferramenta da formação e o ponto H o término da operação de registro de pressão.



**Figura 28:** Carta de registro de pressão do poço 7-BUZ-33-RJS na profundidade 5487,68m. Registro considerado fechado em formação de baixíssima permeabilidade, sendo descartado para efeito de construção do gradiente de pressão. Ponto A representa o início da operação, o ponto B representa a abertura da ferramenta frente à formação, o ponto D deveria ser o primeiro registro de pressão da formação efetiva, mas está muito longe da estabilização, o ponto F o desacoplamento da ferramenta da formação e o ponto H o término da operação de registro de pressão.

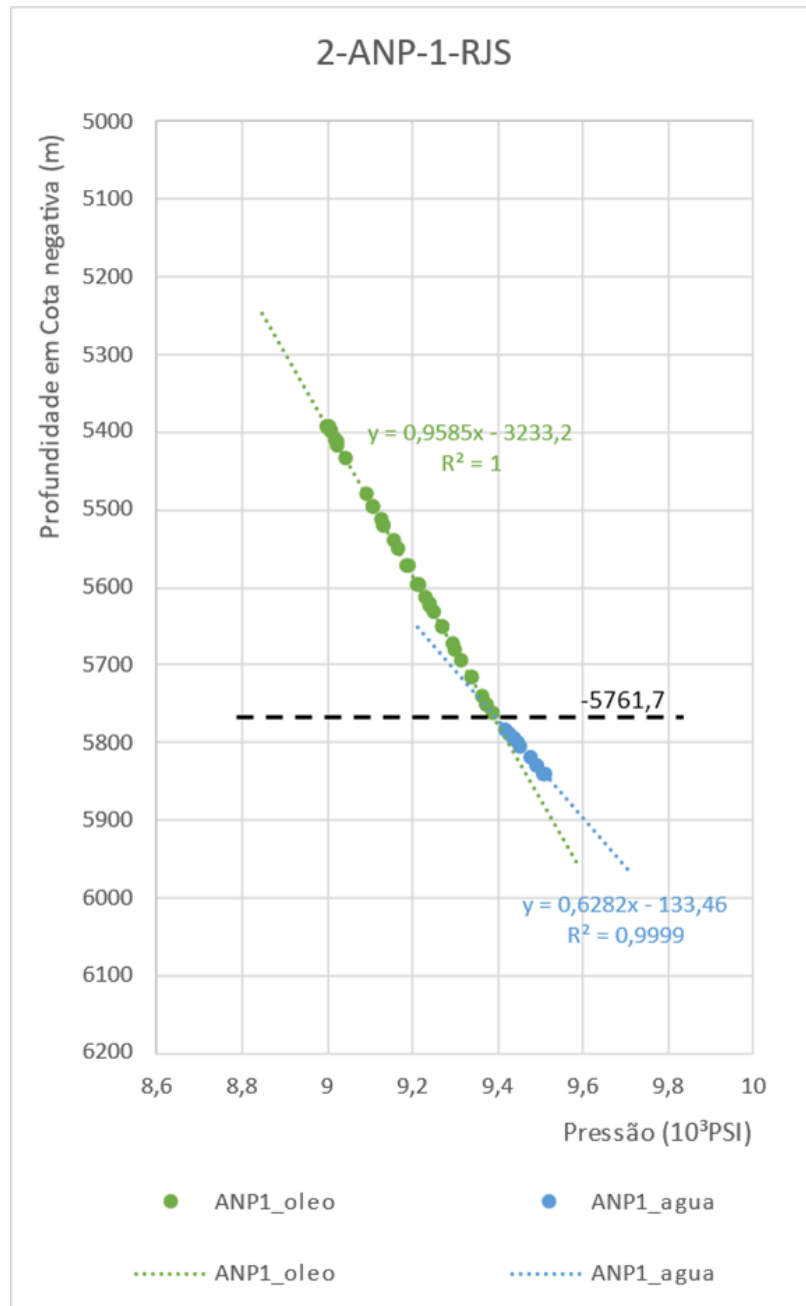
### 6.3.2. Gráficos de Pressão x Profundidade

A partir dos registros de pressão efetivos de cada poço foi possível construir gráficos de Pressão da Formação (psi) x Cota (m), através do qual foram calculados dois distintos gradientes de pressão em cada poço, permitindo identificar o FWL no truncamento das duas retas - conforme pode ser observado na figura 28 e 29 do poço 2-ANP-1-RJS.

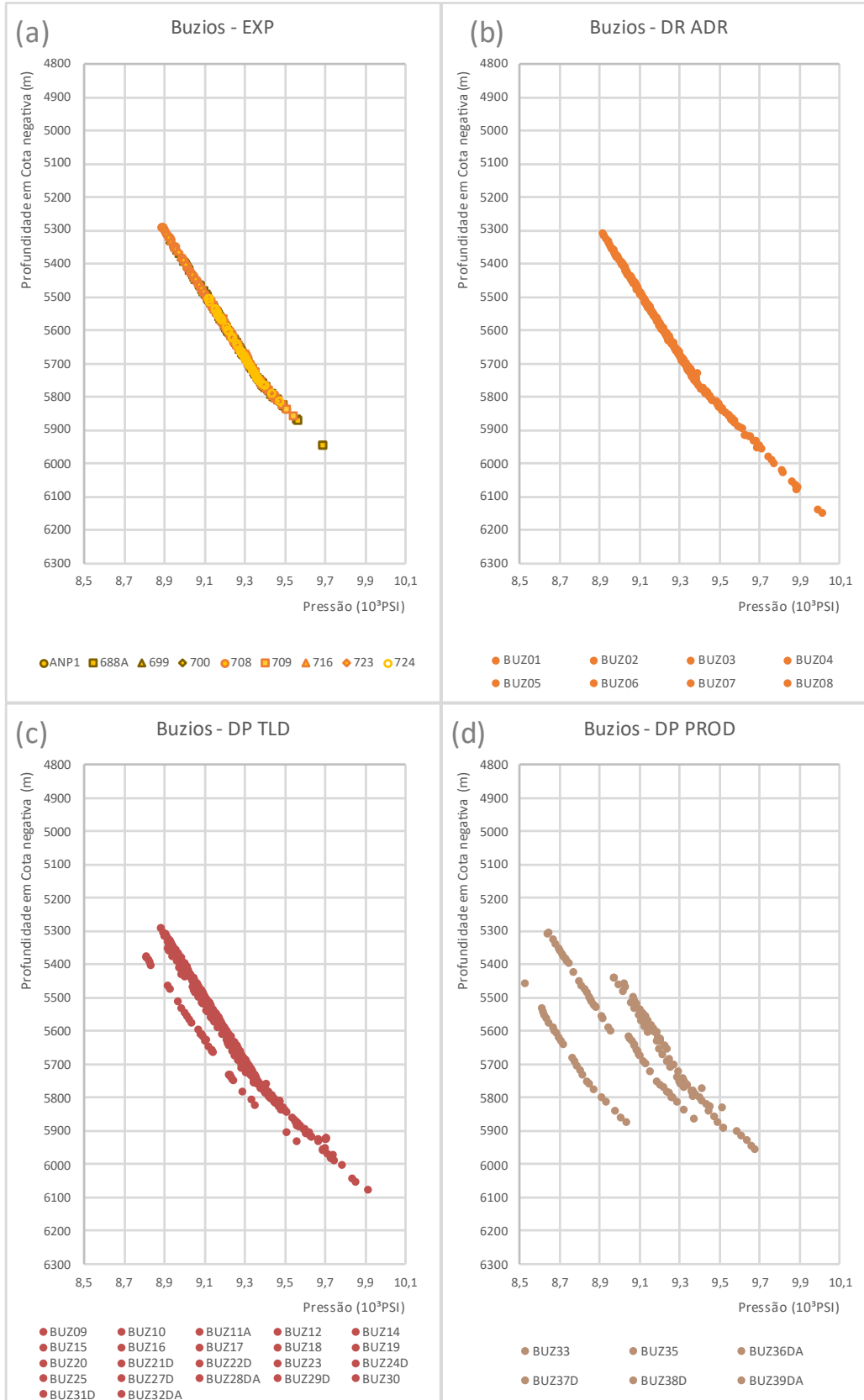
Dos 45 poços estudados, em todos foi possível calcular o gradiente de óleo a partir dos registros de pressão. Já o gradiente de água foi calculado abaixo do gradiente de óleo em 32 poços – não sendo possível calcular nos outros 13 poços devido à ausência de registros de pressão efetivos disponíveis, conforme consolidado na tabela 4.

Ao estudar os gradientes dos 45 poços em conjunto (figura 30) foi possível observar que:

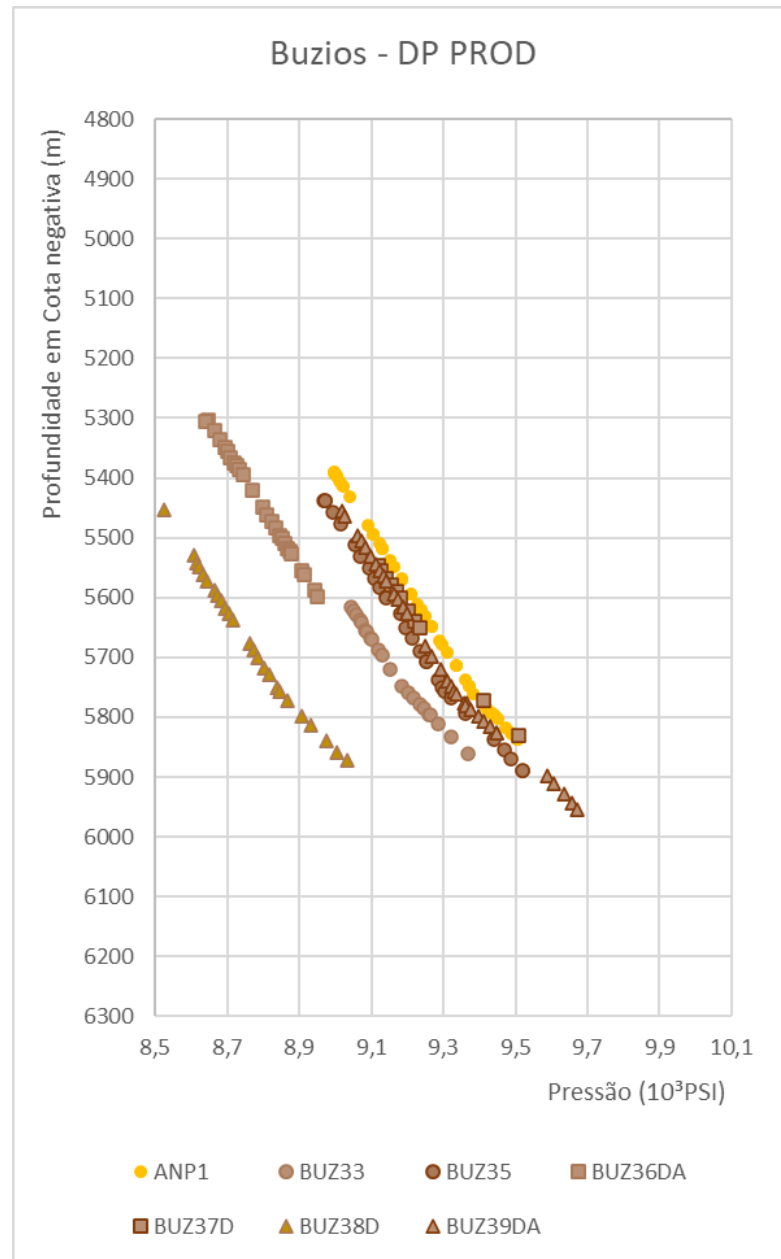
- os poços da fase Exploratória apresentam similaridade tanto em pressão absoluta quanto em gradiente;
- os poços da fase DP ADR apresentam similaridade tanto em pressão absoluta quanto em gradiente;
- os poços da fase DP TLD apresentam similaridade quanto ao gradiente, mas já apresentam diferenças de pressão absoluta em alguns poços;
- os poços da fase DP produção (BUZ33, BUZ35, BUZ36DA, BUZ37D, BUZ38D e BUZ39DA) apresentam pressão absoluta inferior quando comparados com os demais poços da fase Exploratória em mesma cota, mantendo o mesmo gradiente de pressão, conforme pode ser observado na figura 31.



**Figura 29:** Gráfico de Pressão x Profundidade em Cota negativa (m) do poço 2-ANP-1-RJS. Em verde: os pontos de pressão medidos na zona de óleo, a reta de tendência e a equação da reta; em azul: os pontos de pressão medidos na zona de água, a reta de tendência e a equação da reta.



**Figura 30:** Gráficos de Pressão (psi) x Profundidade em Cota negativa (m) dos poços: (a) da fase Exploratória, (b) ADR na fase de desenvolvimento da produção, (c) DP com TLD, (d) DP com produção.



**Figura 31:** Gráfico de Pressão x Profundidade em Cota negativa (m) dos poços da fase de desenvolvimento da produção após o início da produção do campo. É possível observar que há variação na pressão absoluta, mas a inclinação do gradiente se mantém.

### 6.3.3. Gráficos de Gradiente x Profundidade

Além da relação Pressão x Profundidade, amplamente utilizada para o cálculo dos gradientes de pressão de fluidos, é trazida uma técnica para a identificação gráfica do FWL que relaciona o Gradiente da Pressão (derivada da Pressão em função da Profundidade) com a Profundidade em Cota (m).

Esta técnica foi desenvolvida por Stumpff e De Gasperi (2000), posteriormente com o auxílio de Andre Romanelli Rosa (2008) nas discussões, à época, respectivamente, geólogo e geofísico da Petrobras. A intenção deles foi facilitar a identificação do contato entre fluidos em um poço, por vezes difíceis de interpretar nos gráficos Pressão x Profundidade tradicionais. Ao construirmos o *crossplot* do Gradiente de Pressão Médio x Profundidade (TVDSS) estamos realizando um artifício matemático para realçar uma feição – no nosso caso, a mudança de tendência do próprio gradiente. Por se tratar de um tratamento gráfico do próprio conjunto de dados, diferente da proposta de Brown (2003), essa técnica não faz uso de pressupostos ou suposições de valores de massas específicas de referência, para chegar à diferenciação de fluidos.

Na forma convencional de análise de pressão de poros da formação, a pressão é considerada como uma função da densidade do fluido, da gravidade e da profundidade de referência, onde:

$$P = \rho gh \quad (eq. 8)$$

P = pressão estática  
 ρ = densidade média do fluido  
 g = aceleração da gravidade  
 h = profundidade

Em se observando uma acumulação de petróleo, considerando uma profundidade tal onde se identifique o nível de água livre (FWL), uma outra profundidade dentro da coluna de petróleo, a pressão de poros pode ser matematicamente descrita como a diferença entre o nível de água livre desse aquífero e a pressão intrínseca à coluna de hidrocarboneto:

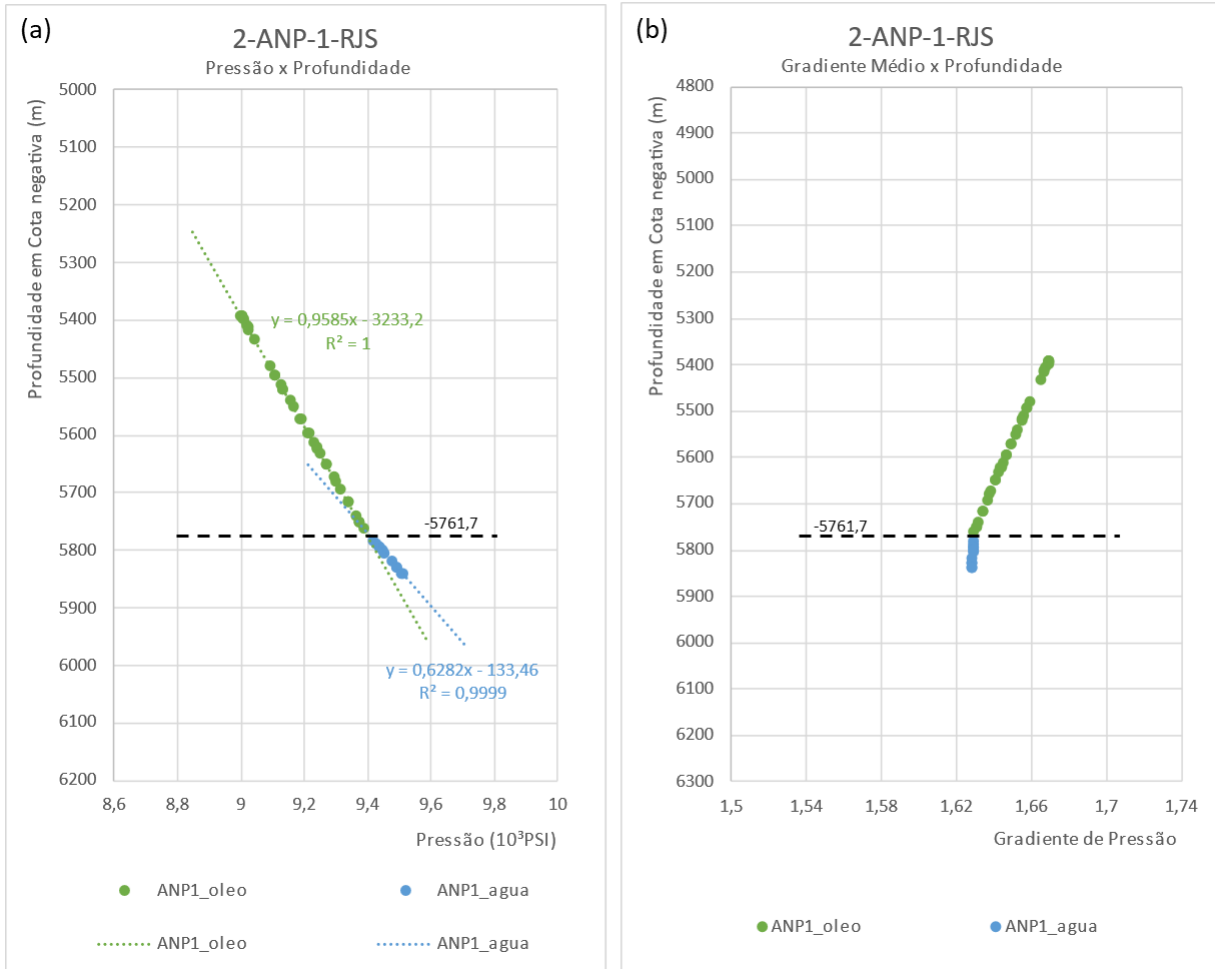
$$P = (\rho_w - \rho_o)gh_w + \rho_o gh_o \quad (eq. 9)$$

A partir daí os gráficos para análise são construídos, levando-se em consideração a relação entre os valores de pressão  $P$  e as profundidades  $h$ , aplicando-se regressões lineares e obtendo-se funções  $f(x)$  como resultados, conforme explicitado na equação 6.

Já na metodologia do Gradiente de Pressão Médio, essas regressões não se dão de forma linear. Portanto, um ponto importante a ser considerado é que, matematicamente, qualquer equação que advenha desse gráfico não deve ser diretamente relacionada à massa específica do fluido em estudo, como fazemos com os gráficos de Pressão x Profundidade. Nos gráficos de Pressão x Profundidade as equações da reta apresentarão relação direta, podendo o coeficiente angular ser imediatamente ser correlacionado com a massa específica. Já nos gráficos de Gradiente Médio x Cota, a função tende a se comportar como uma hipérbole, precisando passar por uma correção para poder ser utilizada diretamente no cálculo matemático.

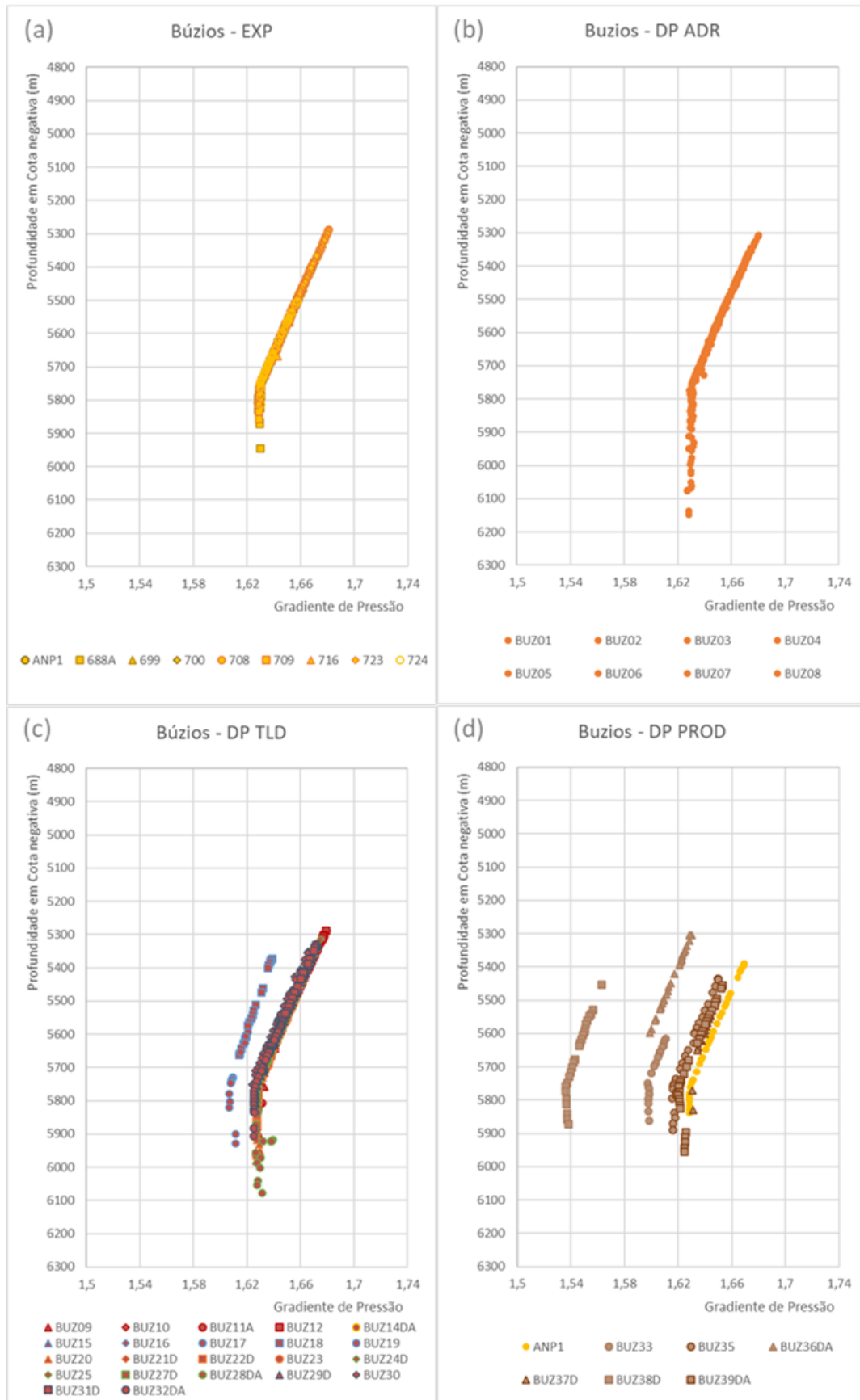
$$G = \frac{P_e}{h} \quad (\text{eq. 10})$$

Utilizando a técnica do Gradiente Médio em conjunto com a técnica convencional de Pressão x Profundidade foi possível identificar o FWL com maior precisão, complementando o entendimento desta feição, principalmente em poços onde formações com baixa permoporosidade dificultam a avaliação (figuras 32, 33 e 34).

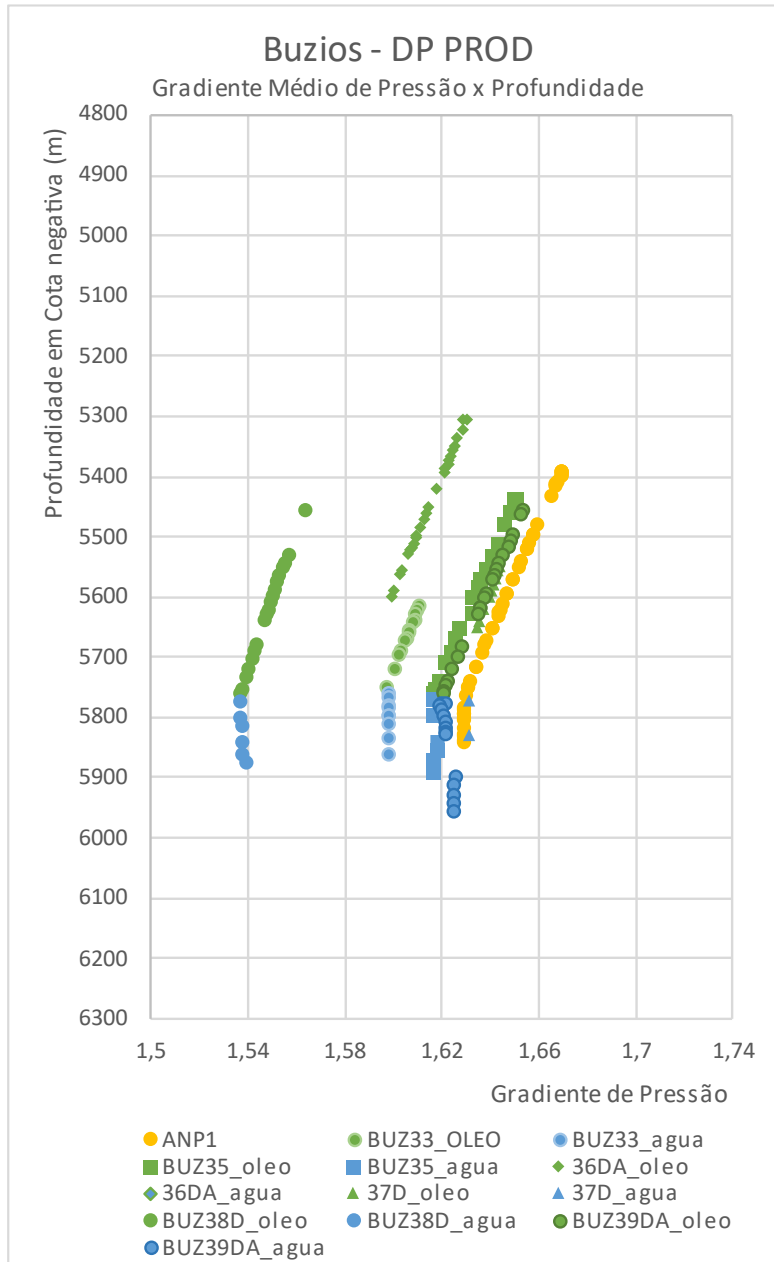


**Figura 32:** Comparação das duas formas gráficas dos mesmos dados do poço 2-ANP-1-RJS, seno o gráfico (a) e, Pressão x Profundidade e o gráfico (b) em Gradiente Médio x Profundidade, ambos em cota (TVDSS). É possível observar que o FWL fica mais evidenciado no gráfico do Gradiente Médio. O mesmo se dá nos demais poços do campo.



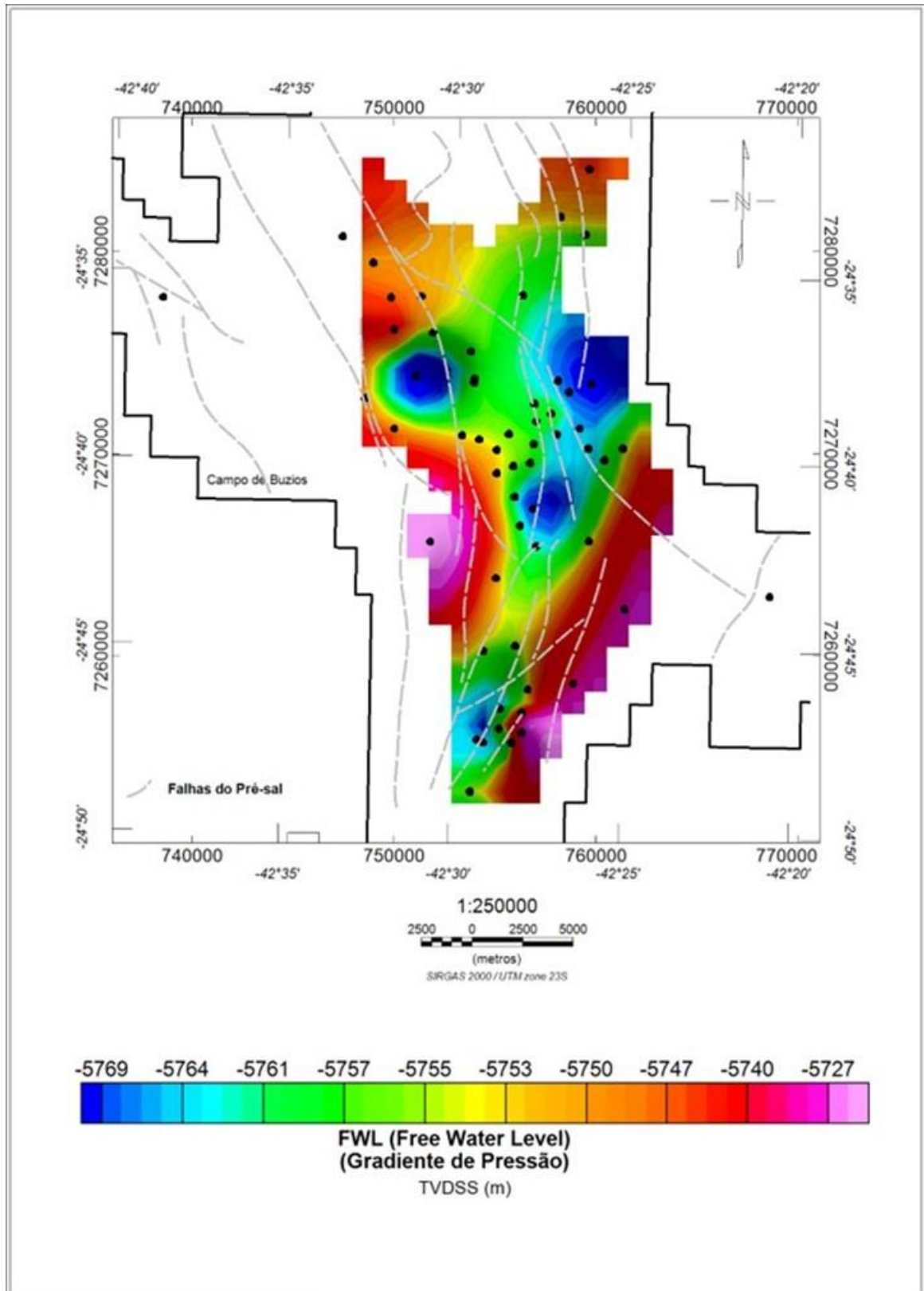


**Figura 33:** Gráficos de Gradiente de Pressão x Profundidade em Cota negativa (m) dos poços: (a) da fase Exploratória, (b) ADR na fase de desenvolvimento da produção, (c) DP com TLD, (d) DP com produção.

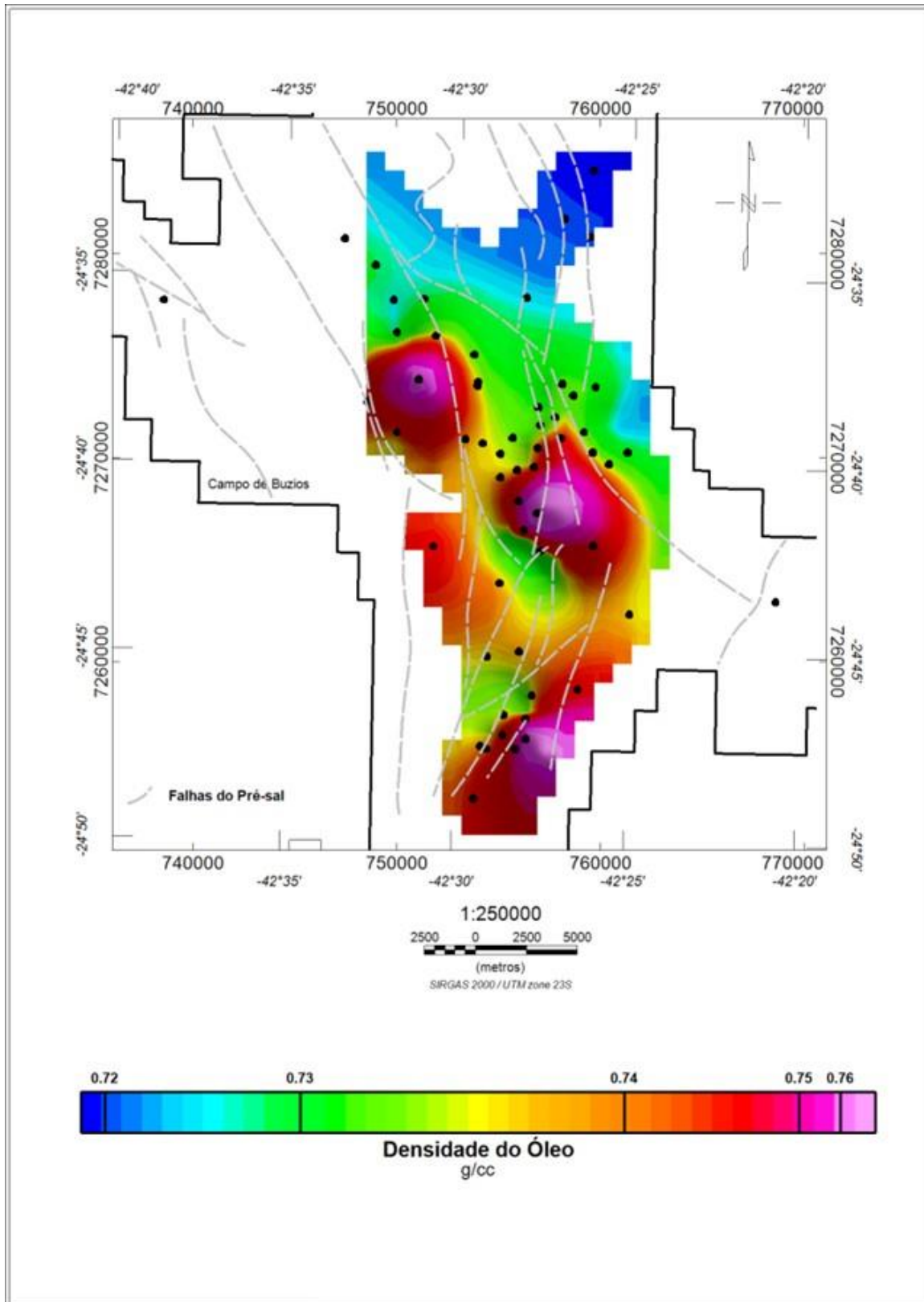


**Figura 34:** Gráfico de Gradiente de Pressão x Profundidade em Cota negativa (m) dos poços da fase de desenvolvimento da produção após o início da produção do campo. É possível observar que há variação na pressão absoluta (depleção), mas a inclinação do gradiente se mantém. Em amarelo estão os pontos de pressão dos poços originais do campo.

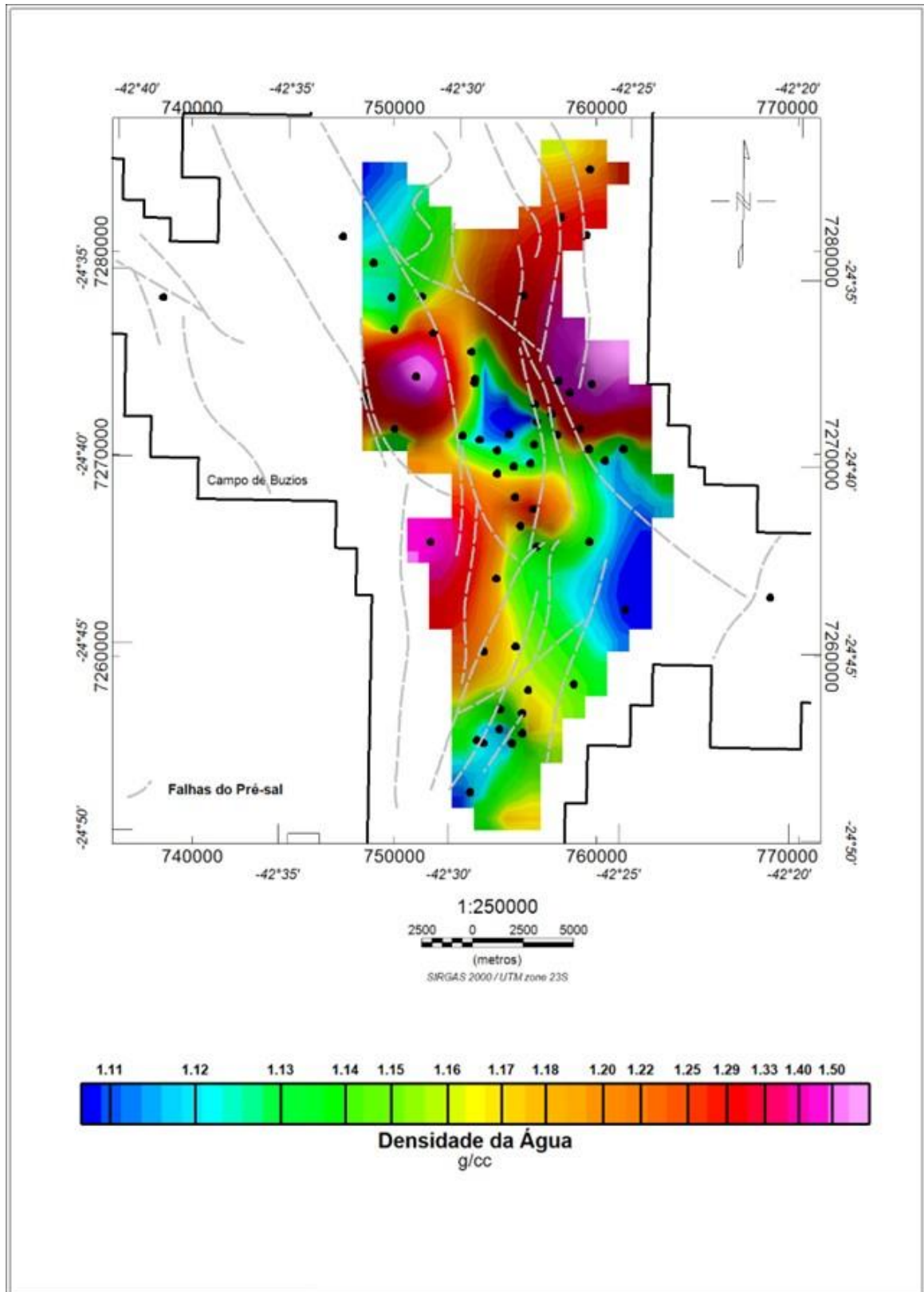
A partir de todos os FWLs calculados em todos os poços foi então possível realizar a interpolação de três superfícies distintas: FWL (figura 35), densidade do óleo (figura 36) e densidade da água (figura 37) – estes dois últimos a partir da massa específica extrapolada do coeficiente angular de cada poço.



**Figura 35:** Mapa contendo a krigagem do FWL através do Geosoft, utilizando os dados de FWL calculados através dos gradientes de pressão dos 45 poços do projeto. Dados em profundidade em cota (TVDSS – *true vertical depth subsea*).



**Figura 36:** Mapa contendo a krigagem da Densidade do Óleo através do Geosoft, utilizando os dados de coeficiente angular extrapolados através das equações lineares dos gradientes de pressão dos 45 poços do projeto. Dados em profundidade em cota (TVDS – *true vertical depth subsea*).



**Figura 37:** Mapa contendo a krigagem da Densidade da Água através do Geosoft, utilizando os dados de coeficiente angular extrapolados através das equações lineares dos gradientes de pressão dos 45 poços do projeto. Dados em profundidade em cota (TVDS – *true vertical depth subsea*).

## 7. DISCUSSÕES

Foi possível iniciar algumas discussões baseadas nos resultados atingidos ao longo do presente estudo, integrando as análises realizadas, comparando com a bibliografia disponível e discutindo a importância e as limitações do novo método proposto de análise de dados de gradiente de pressão de fluido da formação.

### 7.1. Interpretação dos resultados

Foi possível dividir em dois conjuntos de fluidos distintos: um com gradiente médio de 1,048 (mediana) e desvio padrão de 0,012, outro com 1,605 (mediana) e desvio padrão de 0,153. Segundo Rider & Kennedy (2011), o fluido que apresenta gradiente médio de 1,048 se encontra dentro do range de óleo leve, enquanto o fluido que apresenta gradiente médio 1,605 se encontra predominantemente dentro do range de água salgada (tabela 1).

Foi possível observar diferenças nas profundidades obtidas entre os OWCs, interpretados através da análise dos perfis de resistividade e os FWLs, calculados a partir dos dados de pressão evidenciados pelos gradientes de pressão. Essas diferenças são causadas pela capilaridade da rocha (Hubbert 1953; Dahlberg, 1995, Dennis, 2000; Beaumont & Foster, 2000), gerando maior zona de transição em facies menos permoporosas e menor zona de transição em facies mais permoporosas.

Independente da variação de facies e da espessura vertical da zona de transição, alguns poços apresentam déficit de pressão quando comparados com outros poços em mesma profundidade (figuras 31, 33 e 34). Todos os poços que apresentam esse déficit de pressão foram perfurados após o início da produção de óleo do campo (grupo "DP prod", figura 22). Esse fenômeno de alívio de pressão é denominado na indústria do petróleo como depleção, e decorre do desequilíbrio provocado pela produção do campo (Dahlberg, 1995; Dennis, 2000; Dennis, 2005; Mishra *et al.*, 2007; Green *et al.*, 2014; Costa, 2019; He *et al.*, 2019).

A partir dos mapas é possível observar que os poços estão concentrados em duas grandes zonas, possivelmente em duas grandes estruturas do campo. Os testes de longa duração já influenciaram na depleção da pressão original do campo (figura 33c), deslocando

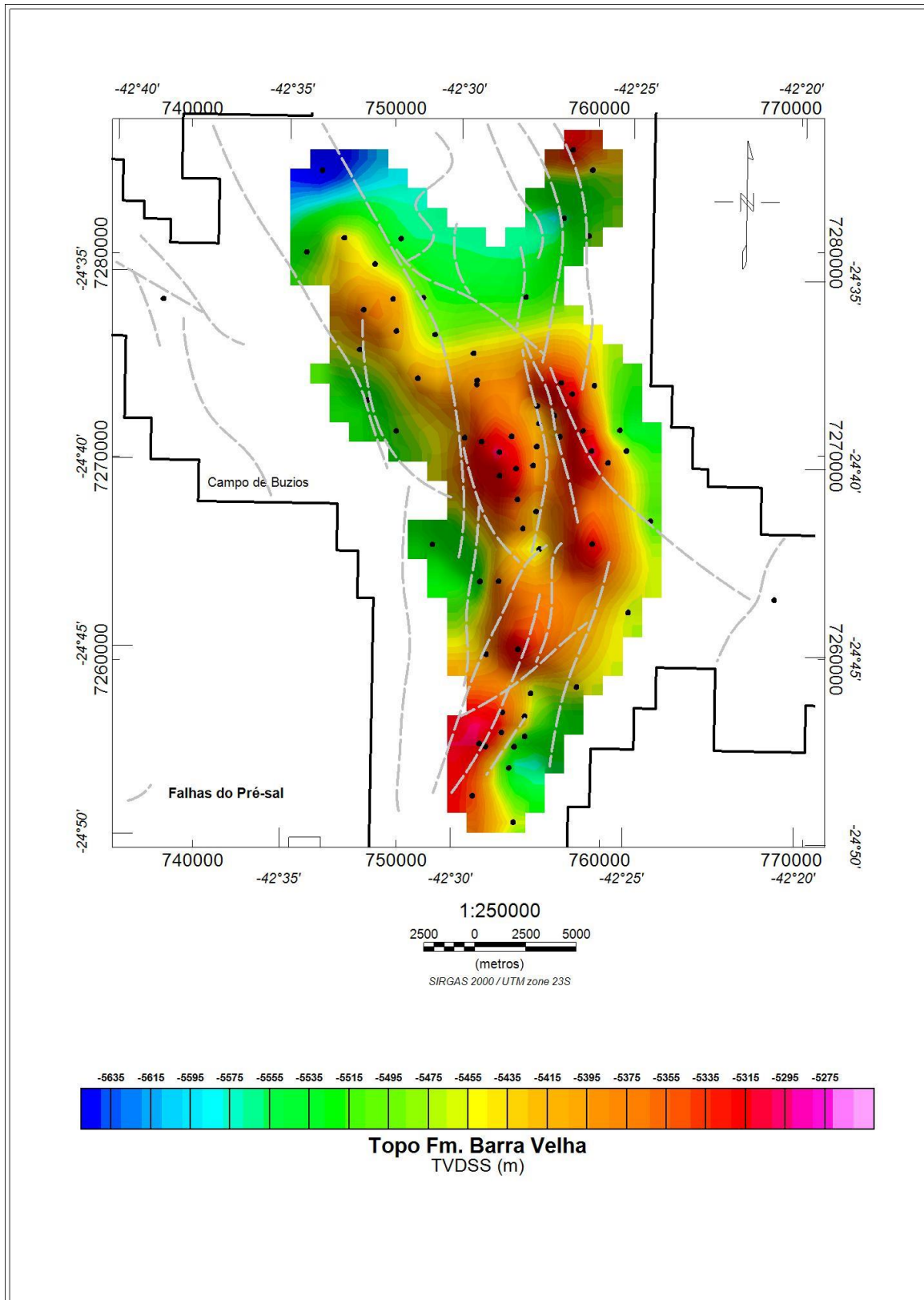
o gradiente para a esquerda, ainda mantendo a inclinação – indicando excelente conectividade.

## **7.2. Conectividade no campo de Búzios**

As análises feitas por Dennis (2000; 2005), Mishra *et al.* (2007), Green *et al.* (2014), Costa (2019), He *et al.* (2019) são voltadas para estudo de hidrodinâmica de aquífero, gestão da produção e modelagem geológica, portanto fizeram uso de dados sísmicos regionais, estruturais e estudos de facies para identificação de barreiras de permeabilidade e interpretação geológica. Infelizmente, o presente estudo não alcançou a etapa de integração com dados sísmicos para obter interpretações estruturais (figura 22). Apesar disso, foi utilizado um mapeamento de falhas do intervalo Pré-sal do Campo de Búzios, previamente realizado por pesquisadores do Grupo de Interpretação Exploratória e Caracterização de Reservatórios (GIECAR), da Universidade Federal Fluminense (UFF).

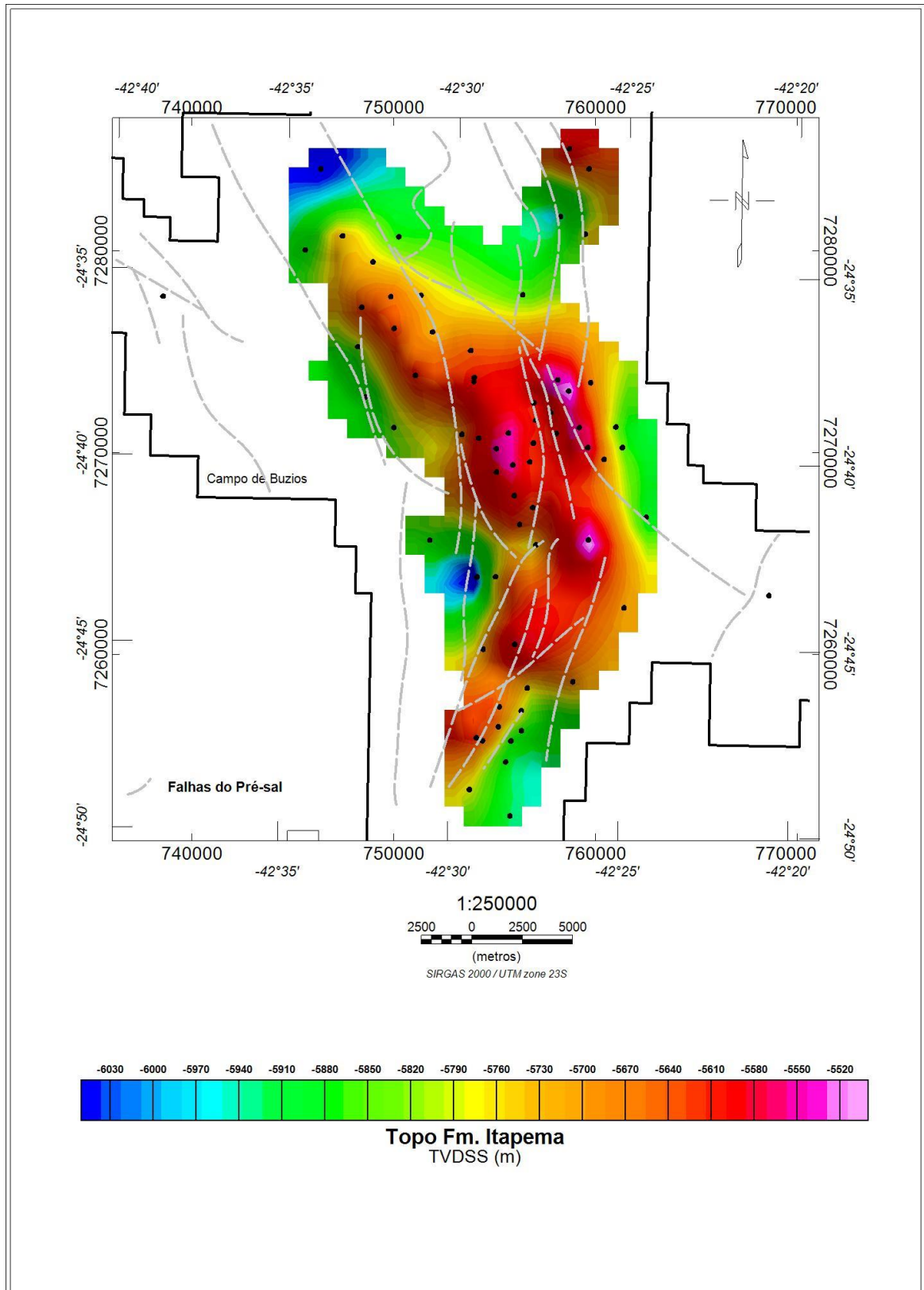
Esse mapeamento sugere que algumas falhas compartimentam o campo, e mostram que o FWL é mais profundo na porção central do mesmo (figura 35), onde ocorrem os melhores reservatórios da Fm. Barra Velha e da Fm. Itapema, em um alto estrutural de orientação geral NW-SE. Considerando os mapas do topo da Fm. Barra Velha (Base do Sal – figura 38) e da Fm. Itapema (figura 39), é possível inferir que toda a Fm. Barra Velha e parte da Fm. Itapema estão saturadas com óleo, principalmente na região central.

Considerando os valores de isópacas das formações Barra Velha (figura 40) e Itapema (figura 41), é possível estimar que a coluna de óleo na região central do Campo de Búzios é da ordem de 500~600m, podendo ocorrer óleo até o topo da Fm. Piçarras (figura 42), onde as características permoporosas não permitem acumulações de petróleo.

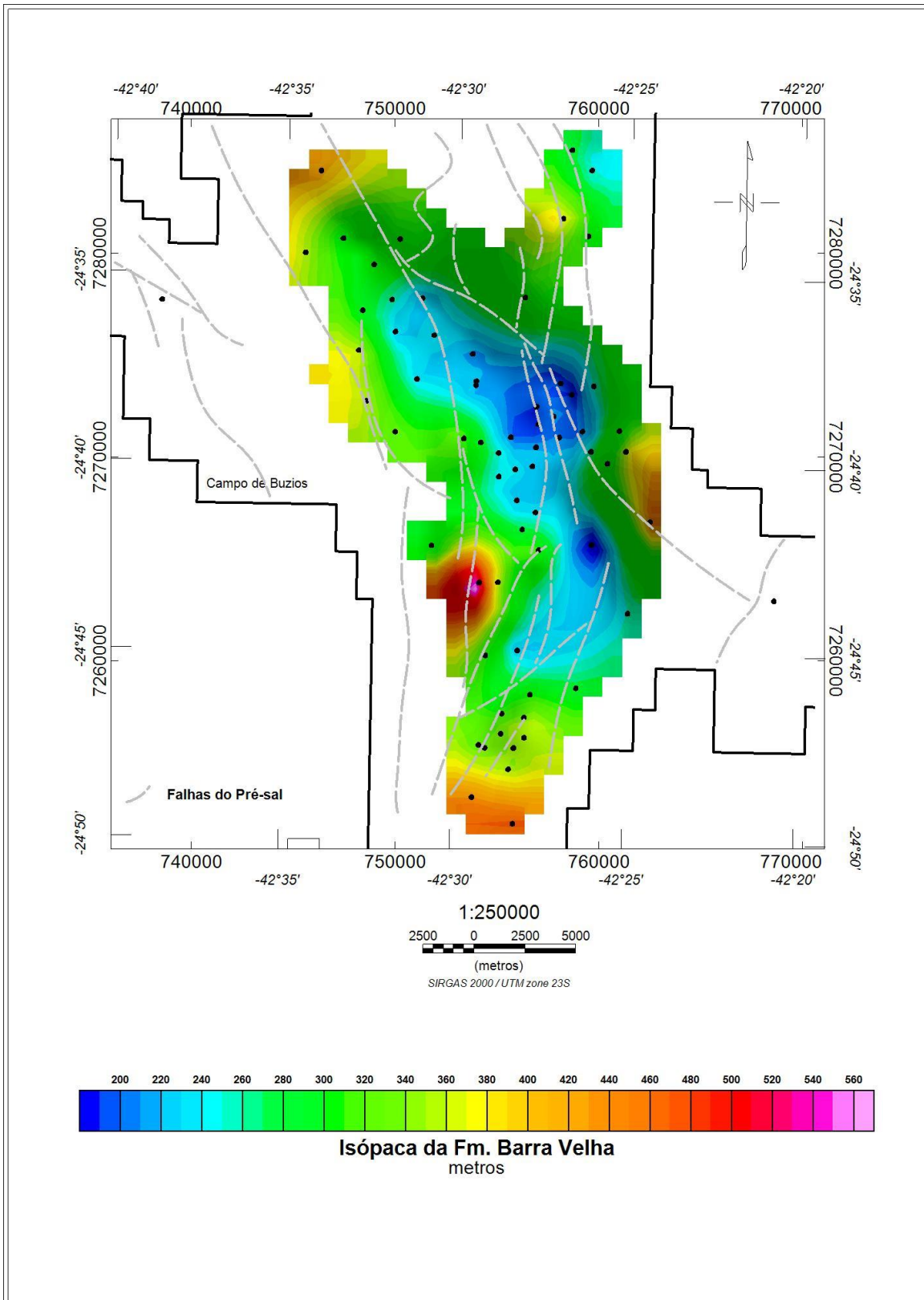


**Figura 38:** Mapa contendo a krigagem do topo da Fm. Barra Velha, ou da Base do Sal, utilizando os dados dos 45 poços. Dados em profundidade em cota (TVDSS – *true vertical depth subsea*).

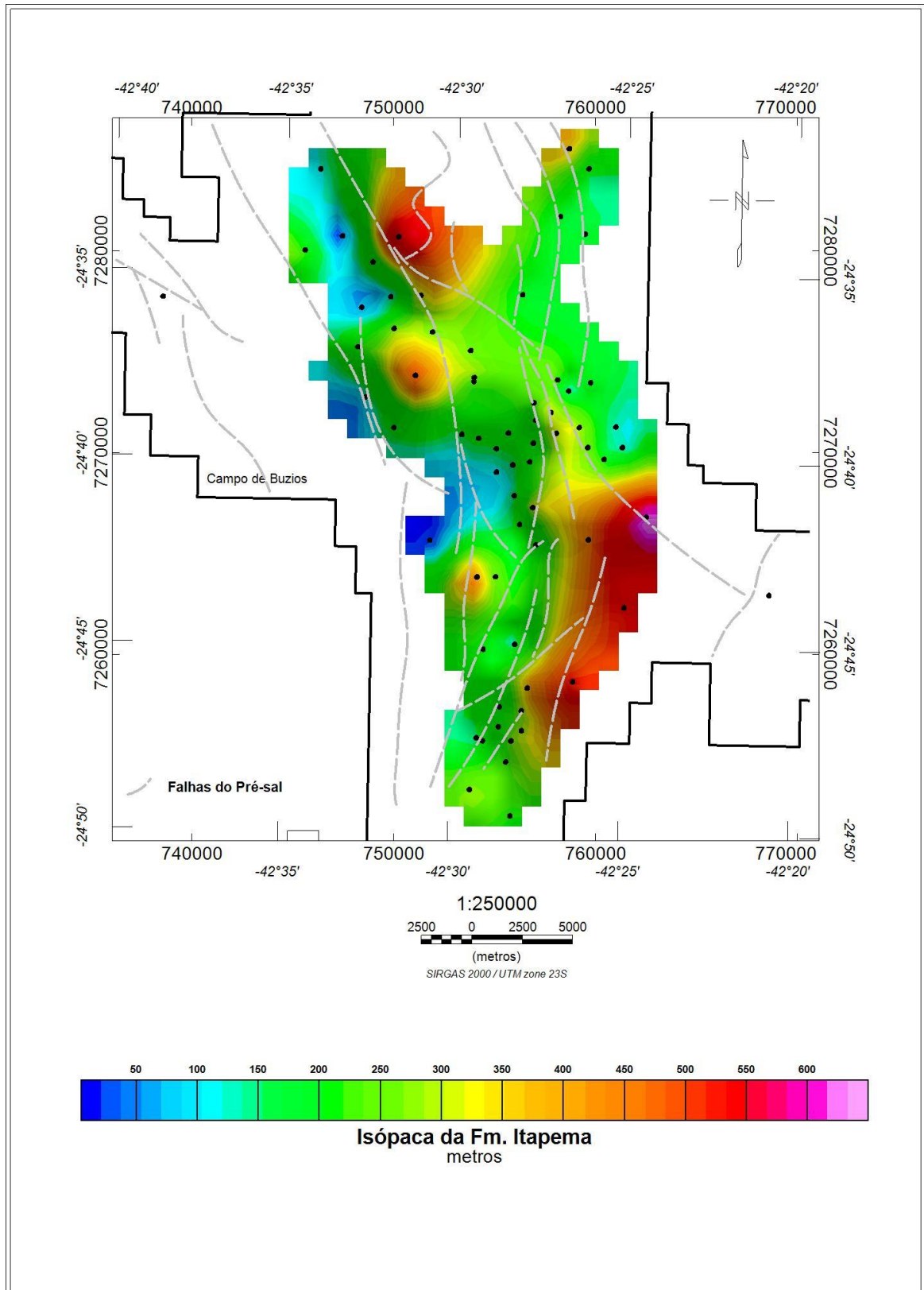




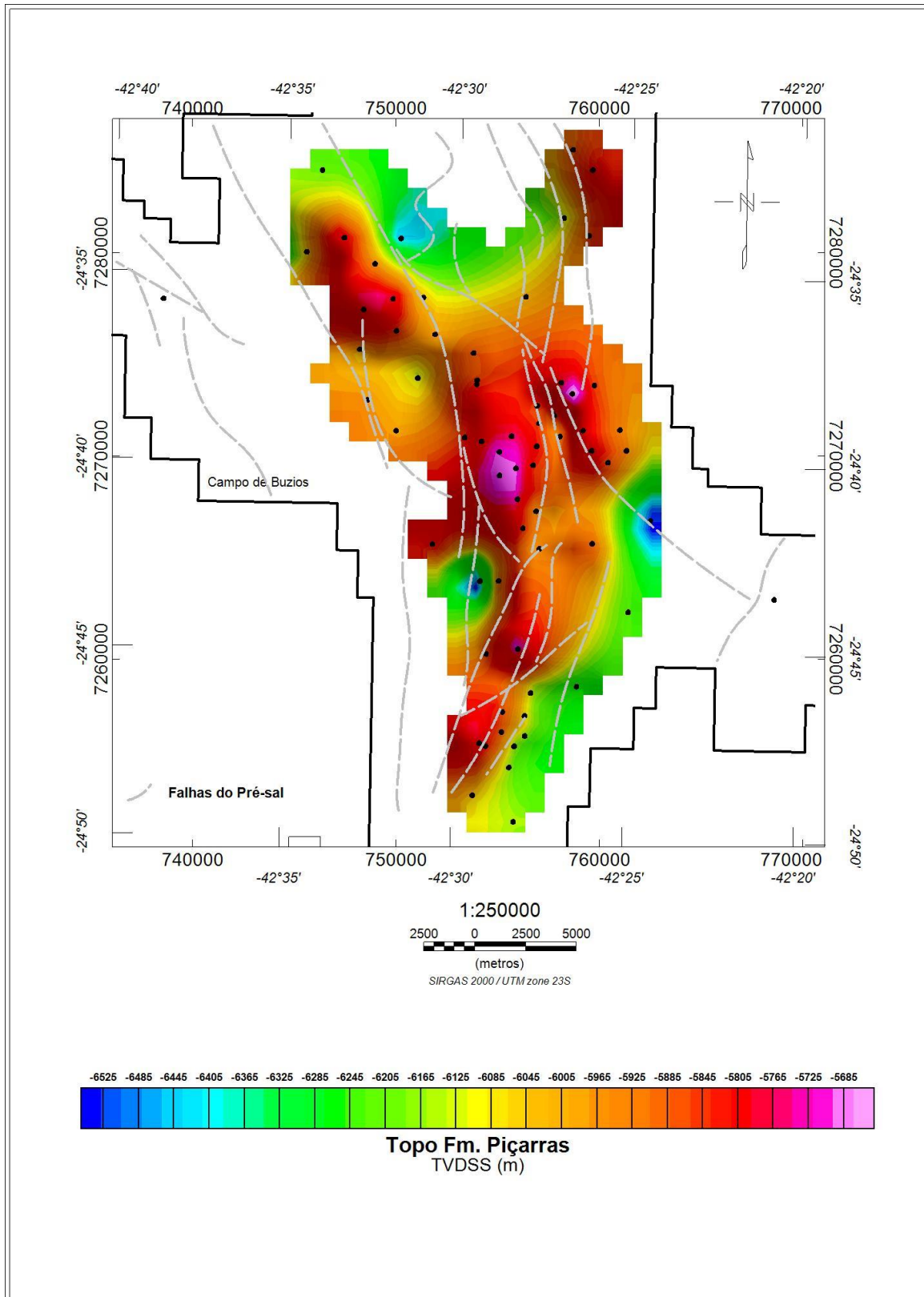
**Figura 39:** Mapa contendo a krigagem do topo da Fm. Itapema utilizando os dados dos 45 poços. Dados em profundidade em cota (TVDSS – true vertical depth subsea).



**Figura 40:** Mapa contendo a krigagem de isópacas da Fm. Barra Velha, utilizando os dados dos 45 poços. Dados em profundidade em cota (TVDS – true vertical depth subsea).



**Figura 41:** Mapa contendo a krigagem de isópacas da Fm. Itapema, utilizando os dados dos 45 poços. Dados em profundidade em cota (TVDSS – *true vertical depth subsea*).



**Figura 42:** Mapa contendo a krigagem de isópacos da Fm. Piçarras, utilizando os dados dos 45 poços. Dados em profundidade em cota (TVDS – true vertical depth subsea).

Apesar de os gradientes de pressão, após o devido controle de qualidade, não indicarem desconexões entre os aquíferos (figura 29), é importante ressaltar que eles estão concentrados até o ano de 2020 predominantemente nas porções sudoeste e central do campo (figuras 03 e 22). Isso não impossibilita que, com o avanço da perfuração de mais poços e a produção nas demais regiões do campo, associada a uma análise sísmico-estrutural, sejam identificadas barreiras não encontradas no presente trabalho. Dentro dessa análise é importante lembrar que o caminho da rota de migração tende a ser o mesmo caminho da produção (Hindle, 1997).

De fato, os gradientes de pressão na zona de água indicam que as águas mais salinas estão nas porções mais baixas (figura 36), onde as densidades da água são maiores (1,5 g/cc), circundando a porção central do campo, onde a água é anormalmente menos salina (1,1 g/cc). Isso ocorre, principalmente na porção NE do campo, onde o FWL é mais profundo (figura 34). Interessante notar que é justamente nesta região NE onde ocorrem os óleos ligeiramente menos densos, da ordem de 0,72 g/cc, enquanto na porção central são observados óleos com densidade de 0,76 g/cc (Figura 35). As variações são condizentes com as observadas por Gorla *et al.* (2022), inclusive com distribuições espaciais bastante semelhantes, uma vez que a densidade das águas de formação possui relação direta com a assinatura.

Maiores estudos são necessários, mas é possível, desta forma, estabelecer que uma das hipóteses seja um potencial sentido de migração no sentido NE-SW, onde a água vai perdendo a salinidade de forma gradativa e o óleo aumenta ligeiramente a densidade rumo ao topo da estrutura, indicando uma possível remigração. Para confirmação dessa hipótese, seria necessária a condução de um estudo de ordem regional, em escala de bacia, que contemplasse diversos campos, para compreensão do aquífero em uma ordem de grandeza maior.

Outra possibilidade, menos provável, é que haja algum tipo de recarga de água meteórica na porção central do campo, fazendo com que haja uma diminuição da salinidade e da densidade da água de formação, e propiciando a proliferação de bactérias que poderiam atacar o óleo, tornando o mesmo um pouco mais pesado, já que a biodegradação ocorre, principalmente, em frações mais leves (Tissot & Welte, 1984). Esta hipótese também

demandaria estudos de cunho regional mais abrangentes, com considerável volume de dados, atualmente indisponíveis a nível acadêmico.

Uma terceira hipótese, prevista em Silva (2018), é de que os gradientes de pressão com densidades de fluido equivalentes no intervalo de água equivaleriam a águas cujas origens estariam relacionadas a uma história geológica de salmouras evaporíticas, típica de bacias com presença de evaporitos, e à interação com eventos diagenéticos das rochas. Ainda segundo o estudo de Silva (2018), existe uma associação direta de maior pressão de poros a uma maior salinidade nas águas de formação. Nos aquíferos das áreas estudadas por Silva (2018) há assinaturas hidrogeoquímicas diferenciadas nas águas amostradas, o que representaria uma presença de barreira iônica e que apesar disso, como o regime de pressão é similar ao longo da área estudada, ficou compreendido que as barreiras não representariam barreiras para o equilíbrio da pressão. No entanto, o estudo de Silva é baseado em composições químicas das águas, assim como os estudos de Gorla *et al.* (2022), não sendo possível reproduzir na presente dissertação.

Nos poços onde foi identificado somente o LKO é importante que sejam conduzidos estudos associados a dados sísmicos e análises estruturais e de sismofacies, como proposto por Costa (2019). O FWL não foi observado, dado a limitação de aquisição de dados, inerente ao processo operacional – seja por término do poço, qualidade de rocha (não-reservatório), por limite de ferramenta ou limite do método.

### **7.3. Métodos para análise de pressões**

É essencial a utilização do controle de qualidade nas cartas de pressão antes de interpretar variações gráficas de pressão, conforme explicado na seção de materiais e métodos. Na indústria existem algumas formas de se aplicar o controle de qualidade e cada uma delas atende melhor a uma na qual se esteja trabalhando – e muitas vezes é através da experimentação que se identifica esse melhor atendimento.

O método denominado por Stumpf e Romanelli (2008) de Gradiente Médio traz como principal benefício dos dados de pressão a fácil identificação visual do FWL. Como limitação do método, existe a necessidade de utilizar o método convencional pressão x profundidade para se identificar o fluido específico a partir do gradiente de pressão (tabela 4).

Esse método possui vantagens quando comparado ao método de Brown (2003), principalmente em se tratando de áreas exploratórias, pois enquanto o método de Brown demanda um *input* prévio do tipo de fluido presente no reservatório para que as análises gráficas indiquem as o contraste entre fluidos, o método do Gradiente médio evidencia esse contraste mesmo em áreas de fronteira exploratória cujo fluido ainda é desconhecido.

## 8. CONCLUSÕES

Para um estudo do regime de pressões em um campo de petróleo é necessário garantir a confiabilidade das interpretações dos dados de pressão, sendo indispensável que seja disponibilizada a classificação de qualidade dos registros de pressão com precisão ou as cartas do de registro de pressão para que se efetue um bom controle de qualidade dos dados de pressão. Em seguida deve ser combinada a utilização dos métodos convencional de análise de dados de pressão x profundidade para calcular o gradiente e assim identificar o tipo de fluido e o método do Gradiente médio é melhor para identificar o FWL de maneira visual, principalmente em áreas de fronteira exploratória. A utilização dos métodos de forma integrada é o melhor modo de obter boas interpretações.

A partir da análise dos gradientes de pressão calculados foi identificada a presença de óleo leve no campo de Búzios em contato com água salgada. Utilizando a correlação das análises dos dados de pressão com as interpretações dos perfis de resistividade no campo de Búzios nos permite distinguir diferenças de espessura na zona de transição diretamente relacionadas às Formações em que estas se apresentam.

Não é possível identificar desconexão de aquífero ou afirmar a clara presença de barreiras na área somente com o conjunto de dados analisados, dentro do recorte temporal estudado, sem uma análise integrada à estudos de interpretação de sismofácies, mas é possível identificar que há diferenças entre fluidos dentro do campo, principalmente nas densidades das águas de formação.

Análises dos dados em mapas sem integrar com dados estruturais de maior detalhe e de sismofacies nos leva a entender que há uma grande conectividade no campo, demonstrada pela manutenção da inclinação do gradiente de pressão até mesmo com produção avançando. São indicados estudos de temperatura e taxa de produção x injeção para acompanhar as próximas aquisições de dados nos poços a serem perfurados, no intuito de subsidiar o manejo da produção e assim realizar a melhor recuperação de óleo equivalente do campo, prorrogando a vida produtiva do reservatório.

O FWL mais profundo em conjunto com o óleo menos denso e a água mais salgada do campo, todos a NE, sugerem atividade termal e até mesmo do sistema petrolífero, fluindo na direção NE-SW, demandando estudos de temperatura e modelagem de sistemas petrolíferos para confirmação da hipótese.



E como considerações finais:

- Estudos de pressão são ferramentas essenciais para os processos de E&P, tanto em questões de segurança e construção de poço como ao longo da vida produtiva de um campo. Sempre devem ser integrados aos demais estudos.
- São indicados estudos de temperatura e taxa de produção x injeção para acompanhar as próximas aquisições de dados nos poços a serem perfurados, no intuito de subsidiar o manejo da produção e assim realizar a melhor recuperação de óleo equivalente do campo, prorrogando a vida produtiva do reservatório.
- São indicados estudos integrados de pressão com estudos estruturais e de sismofacies para compreensão de caminhos preferenciais de produção e injeção, podendo assim potencializar a capacidade de manejo e recuperação do campo.
- São indicados estudos de temperatura e modelagem de sistemas petrolíferos para confirmação das hipóteses levantadas a respeito do sistema estar ativo no presente.

## 9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Abbehusen, M.; Rodrigues, R.; Oliveira, L.; Escovedo, T.; Kalinowski, M. (2023). Optimizing Wireline Formation Testing in Oil Wells: A Data Science approach. In: Proceedings of the XIX Brazilian Symposium on Information Systems. 2023. p. 112-119.

Alves, T; Fetter, M.; Busby, C.; Gontijo, R., Cunha; T. A.; Mattos, N. H. (2020). A tectono-stratigraphic review of continental breakup on intraplate continental margins and its impact on resultant hydrocarbon systems. *Marine and Petroleum Geology*, 117, 104341.

ANP, 2019. Sumário Geológico do Round 16 de Concessão. <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/16a-rodada-licitacoes-blocos/areas-em-oferta>. Acesso em 18/10/2021.

ANP, 2022. Boletim da produção de Petróleo e Gás Natural – Encarte de Consolidação da produção 2022. <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/arquivos-bmppgn/2022/encarte-e-boletim-dezembro-2022.pdf> . Acesso em 10/04/2023.

ANP, 2023. Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural 2022. <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos/arquivos-reservas-nacionais-de-petroleo-e-gas-natural/boletim-anual-reservas-2022.pdf> . Acesso em 10/04/2023.

Bassiouni, Z. (1994). Theory, measurement, and interpretation of well logs. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.

Beaumont, E. A.; Foster, N. H. (eds) 2000. Exploring for Oil and Gas Traps. AAPG Treatise of Petroleum Geology; Handbook Series. xiv 1146 pp. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists. (hard covers). ISBN 0 89181 602 X. *Geological Magazine*, 138(4), 499-508. doi:10.1017/S001675680122559X

Betancourt, S. S., “Some Aspects of Deep Formation Testing”, M.S. thesis, University of Texas, Austin, May 2012. [Online]. ing”, M.S. thesis, University of Texas, Austin, May. 2012. [Online]. Disponível em: <https://repositories.lib.utexas.edu/handle/2152/ETD-UT-2012-05-5232>

Bond, L. J., Harris, R. V., Denslow, K. M., Moran, T. L., Griffin, J. W., Sheen, D. M., Dale, G. E., & Schenkel, T. (2010). Evaluation of non-nuclear techniques for well logging: technology evaluation (Relatório de Pesquisa). Washington: Department of Energy.

Bowers, G. L. (2002). Detecting high overpressure. *The leading edge*, 21 (2), 174-177

Brasil, N. I. (2002). Sistema Internacional de Unidades. Rio de Janeiro: Editora Interciência.

Brown, A. (2003). Improved interpretation of wireline pressure data. AAPG bulletin, 87(2), 295-311.

Carminatti, M.; Pessoa Neto, O. C. (2018). Brazil Pre-Salt, Santos Basin. AAPG Global Super Basins – Houston, . Acesso disponível em: <https://www.aapg.org/videos/super-basins/articleid/47882/otaviano-pessoa-brazil-pre-salt-santos-basin>. Acesso em: 20 out. 2021.

Chang, H.K.; Kowsmann R.O.; Figueiredo, A.M.F. & Bender, A. (1992). Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift system: an overview. Tectonophysics, 213: 97 - 138.

Chang, H.; Assine, M.; Corrêa, F.; Tinen, J.; Vidal, A.; Kokie, L.; (2008). Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos. Revista Brasileira de Geociências. 38. 29-46.

Chen, A. (2014). The practice of graphical fluid-gradient interpretations of formation tester pressure data. AAPG bulletin 98.7 - 1431-1448.

Chinelatto, G. F., Belila, A. M. P., Basso, M., Souza, J. P. P., & Vidal, A. C. (2020). A taphofacies interpretation of shell concentrations and their relationship with petrophysics: A case study of Barremian-Aptian coquinas in the Itapema Formation, Santos Basin-Brazil. Marine and Petroleum Geology, 116, 1-21.

Costa, G. C. M. (2019). Compartimentação Estratigráfica do aquífero de uma armadilha de petróleo no Pré-Sal da Bacia de Santos. Tese de Mestrado. Rio de Janeiro: UFRJ / IGeo.

Dahlberg, E.C. (1995). Applied Hydrodynamics in Petroleum Exploration. Springer, New York, NY.

De Oliveira, F. V. C. S. R. S (2023). Identificação de fácies ígneas intrusivas e extrusivas através de perfis geofísicos convencionais a poço aberto, nas Bacias de Santos, Parnaíba e Paraná. Tese de Doutorado. Niterói: UFF / IGeo.

Dennis, H.; Baillie, J; Holt, T.; Wessel-Borg, D. (2000). Hydrodynamic activity and tilted oil-water contacts in North Sea. In: Improving the Exploration Process by Learning from the Past edited by K. Ofstad, J.E. Kittilsen and P. Alexander-Marrack. NPF Special Publication 9, pp. 171-185, Published by Elsevier Science B.V., Amsterdam. Norwegian Petroleum Society (NPF), 2000.

Dennis, H.; Bergmo, P.; Holt, T. (2005). Tilted oil–water contacts: modelling the effects of aquifer heterogeneity. In: DORE', A. G. & VINING, B. A. (eds) Petroleum Geology: North-West Europe and Global Perspectives—Proceedings of the 6th Petroleum Geology Conference, 145–158. q Petroleum Geology Conferences Ltd. Published by the Geological Society, London.

Ellis, D. V.; Singer, J. M. (2008). Well logging for Earth Scientists (2a. ed.). Dordrecht: Springer.

Ganat, T. A.-A. O. (2020). Technical guidance for petroleum exploration and production plans. Springer, 2020.

Green, S.; Swarbrick, R. E.; O'Connor, S. A. (2014). The importance of recognizing hydrodynamics for understanding reservoir volumetrics, field development and well placement. In: Offshore Technology Conference. OTC, 2014. p. D021S020R004.

Gomes, J. P.; R.B. Bunevich; L.R. Tedeschi; M.E. Tucker; F.F. Whitaker. (2020) Facies classification and patterns of lacustrine carbonate deposition of the Barra Velha Formation, Santos Basin, Brazilian Pre-salt. Marine and Petroleum Geology, 113, 104176.

Gorla, F. F. L. ; Nogueira, J. D. L. N; Santos, S. B.; Fontes, R. A; Sacorague, L. A.; Henrique, A.; Penteado, H. L. B; Carneiro, C. C. (2022). Análise de agrupamentos como ferramenta para compartimentação de tipos de águas de formação no Campo de Búzios. 9º Simpósio de Quantificação em Geociências, Sociedade Brasileira de Geologia. Campinas: UNICAMP, 2022. Disponível em: <http://www.geoquantificacao.com.br/>. Acesso em: 15 fev. 2023.

Growcock, F., & Harvey, T. (2005). Drilling fluids. drilling fluids processing handbook. Burlington, USA: Elsevier.

He, S. L.; Zhang, L.; Han, S. Y.; Ding, S. J; Guo, X. J. (2019). Application of FPWD to the Reservoir Description and Completion Optimization in Highly Deviated Wells in South China Sea. In: SPWLA Formation Evaluation Symposium of Japan. SPWLA, 2019. p. SPWLA-JFES-2019-M.

Herlinger, R., Freitas, G. D. N., dos Anjos, C. D. W., & De Ros, L. F. (2020, June). Petrological and Petrophysical Implications of Magnesian Clays in Brazilian Pre-Salt Deposits. SPWLA 61st Annual Logging Symposium, Virtual Online Webinar.

Hindle, A. D. (1997). Petroleum Migration Pathways and Charge Concentration: A Three-Dimensional Model. AAPG Bulletin, V. 81, No. 9 (September 1997), P. 1451–1481.

Hopkins, P. (2007). 1.06 - The Structural Integrity of Oil and Gas Transmission Pipelines. Comprehensive Structural Integrity. 1. 87-123. 10.1016/B0-08-043749-4/01004-1.

Hubbert, M.K., 1953. Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions. *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.*, 37: 1954-2026.

IEEE (2004). IEEE Standard Letter Symbols for Units of Measurement (SI Customary Inch-Pound Units, and Certain Other Units)," in IEEE Std 260.1-2004 (Revision of IEEE Std 260.1-1993), vol., no., pp.1-30, 24 Sept. 2004, doi: 10.1109/IEEESTD.2004.94618.

Kennedy, M. (2015). *Practical Petrophysics. Developments in Petroleum Science, Volume 62. Ed. Elsevier (1<sup>st</sup> ed).*

Levorsen, A.I. (1967) *Geology of Petroleum. 2nd Edition, W. H. Freeman and Company, San Francisco, CA.*

Milani, E. J., Rangel, H. D., Bueno, G. V., Stica, J. M., Winter, W. R., Caixeta, J. M., Pessoa Neto, O. C. & Campos Neto, O. P. C. (2007). *Bacias sedimentares brasileiras: Cartas estratigráficas. Boletim de Geosciências da Petrobras, 15, 183-205*

Mishra, V. K.; Pond, S.; Haynes, F. (2007). *Formation Pressure While Drilling Data Verified With Wireline Formation Tester, Hibernia Field, Offshore Newfoundland. In: IPTC 2007: International Petroleum Technology Conference. European Association of Geoscientists & Engineers, 2007. p. cp-147-00047.*

Mohriak, W. U. (2003). *Bacias sedimentares da margem continental Brasileira. Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil, 3, 87-165.*

Moreira, J. L. P., Madeira, C. V., Gil, J. A., & Machado, M. A. P. (2007, maio/novembro). *Bacia de Santos. Boletim de Geociencias da Petrobras, 15 (2), 531-549.*

Muniz, M.C.; Bosence, D.W.J. (2015). *Pre-salt microbialites from the Campos Basin (offshore Brazil): image log facies, facies model and cyclicity in lacustrine carbonates. Geological Society Special Publications, 418: 221 - 242.*

Nardi-Leite, C. O., De Assis Silva, C. M., & De Ros, L. F. (2020). *Depositional and diagenetic processes in the pre-salt rift section of a Santos Basin area, SE Brazil. Journal of Sedimentary Research, 90 (6), 584-608.*

Nery, G. G. (2005). *Perfilagem Geofísica (Relatório de Pesquisa/2005). Hydrolog Serviços de Perfilagens LTDA, Salvador, BA.*

Oliveira, L. C., Rancan, C. C., Sartorato, A. C. L., Farias, F. A., & Pereira, E. (2021). Drowning unconformities on presalt carbonate platforms—Examples from the Itapema Formation (Lower Cretaceous), Santos Basin, offshore Brazil. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 577, 110-570.

Penna, R., Araújo, S., Geisslinger, A., Sansonowski, R., Oliveira, L., Rosseto, J., & Matos, M. (2019). Carbonate and igneous rock characterization through reprocessing, FWI imaging, and elastic inversion of a legacy seismic data set in Brazilian presalt province. *The leading edge*, 38 (1), 11-19.

Pietzsch, R., Tedeschi, L. R., Oliveira, D. M., dos Anjos, C. W. D., Vazquez, J. C., & Figueiredo, M. F. (2020). Environmental conditions of deposition of the Lower Cretaceous lacustrine carbonates of the Barra Velha Formation, Santos Basin (Brazil), based on stable carbon and oxygen isotopes: a continental record of pCO<sub>2</sub> during the onset of the Oceanic Anoxic Event 1a (OAE 1a) interval?. *Chemical Geology*, 535, 1-23.

Pop, J., Follini, J. -M., and Y. Chang. (2005). Optimized Test Sequences for Formation Tester Operations. SPE Offshore Europe Oil and Gas Exhibition and Conference, Aberdeen, United Kingdom, September 2005. SPE-97283-MS. doi: <https://doi.org/10.2118/97283-MS>

Poirier-Coutainsais, X.; Baud, E.; Mirto, E. (2008). The Value of Formation Pressure Measurements While-Drilling a Case Study from Offshore Abu Dhabi. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. SPE, 2008. p. SPE-117908-MS.

Proett, M. A.; Waid, M. C.; Heinze, J.; Franki, M. W. (1994)a. Low Permeability Interpretation Using a New Wireline Formation Tester "Tight Zone" Pressure Transient Analysis. SPWLA 35th Annual Logging Symposium, Tulsa, Oklahoma, Junho 1994.

Proett, M. A.; Waid, M. C.; Kessler, C. (1994)b. Real Time Pressure Transient Analysis Methods Applied to Wireline Formation Test Data. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 69<sup>th</sup> SPE, 1994. P. SPE-28449-MS.

Rider, M. H. (2002). The geological interpretation of well logs. Malta: Interprint Ltd.

Rider, M.; Kennedy, M. (2011) The Geological Interpretation of Well Logs. 3rd Ed.; Rider-French, 432 pp.

Rocha, L. A. S.; De Azevedo, C. T. (2019). Projetos de poços de petróleo (3<sup>a</sup> ed., Cap. 1, pp. 01-06). Rio de Janeiro: Editora Interciência.

Rocha, L. A. S.; Azuaga, D.; Andrade, R.; Vieira, J. L. B.; Santos, O. A. L. A. (2006). Perfuração direcional (2ª ed., Cap. 2, pp. 47-98). Rio de Janeiro: Editora Interciência.

Rocha, L.; Favoreto, J.; Borghi, L. (2021). Coquinas da Formação Itapema, Campo de Mero (Pré-sal da Bacia de Santos): Análise de Microfácies e Paleoambiente Deposicional. Anuário do Instituto de Geociências da UFRJ, 44, 1-21.

Purewal, S. J.; Ross, J. G.; Rodriguez, J. M. (2011). Guidelines for application of the petroleum resources management system (PRMS). SPE, novembro de 2011. 221p. Disponível em: <[https://www.spe.org/industry/docs/PRMS\\_Guidelines\\_Nov2011.pdf](https://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf)>. Acesso em: 28 fev 2022.

Sartorato, A. C. L., Tonietto, S. N., & Pereira, E. (2020, September). Silicification and dissolution features in the brazilian Pre-salt Barra Velha formation: impacts in the reservoir quality and insights for 3D geological modeling. Rio Oil & Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, RJ.

Silva, H. Q. V. (2018) Água de formação: Investigação sobre a origem, a evolução, a caracterização hidroquímica e a compartimentação hidráulica associados a campos de petróleo. Dissertação de Mestrado em Geologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências.

Siqueira, R.; Fetter, M. R.; Cetale, M. (2024). Structural geology and deformation analysis in the Búzios-Itapu area, Santos Basin — offshore Brazil. Journal of South American Earth Sciences. Volume 134, February 2024, 104779.

Schlumberger (2006). Fundamentals of formation testing. Schlumberger, Houston, TX.

Schlumberger (2009) Log Interpretation Charts. Schlumberger, Houston, TX.

Schlumberger (2013) Log Interpretation Charts. Schlumberger, Houston, TX.

Smolen, J.J., and L.R. Litsey. Formation Evaluation Using Wireline Formation Tester Pressure Data. J Pet Technol 31 (1979): 25–32. doi: <https://doi.org/10.2118/6822-PA>

Stumpf, V. e De Gasperi, A., (2000). Tipos de aquíferos associados às acumulações de hidrocarbonetos – uma classificação através de dados de pressão. Relatório Técnico Petrobras. Publicação Interna.

Stumpf, V., Rosa, A. L. R., e Magalhães, P. M., (2008). Análise das pressões de poros na seção pré-sal da Bacia de Santos. Relatório Técnico Petrobras. Publicação Interna.

Tissot B. P.; Welte, D. H. **Petroleum Formation and Occurrence**. Second Revised and Enlarged Edition, Berlin: Springer-Verlag, 1984. 720 p.

Thomaz Filho, A., Mizusaki, A. M. P., & Antonioli, L. (2008). Magmatismo nas bacias sedimentares brasileiras e sua influência na geologia do petróleo. *Brazilian Journal of Geology*, 38 (2), 128-137.

WEF 2018. Fostering Effective Energy Transition 2018. Publicado em 14 de março de 2018 em <https://www.weforum.org/publications/fostering-effective-energy-transition>. Acessado em janeiro de 2022.

WEF 2019. Fostering Effective Energy Transition 2019. Publicado em 25 de março de 2019 e disponível em <https://www.weforum.org/publications/fostering-effective-energy-transition-2019>. Acessado em janeiro de 2022.

WEF 2020. Energy transition Index 2020: from crisis to rebound. Publicado em maio de 2020 e disponível em <https://www.weforum.org/publications/fostering-effective-energy-transition-2020>. Acessado em janeiro de 2022.

WEF 2021. Fostering Effective Energy Transition 2021. Publicado em 20 de abril de 2021 e disponível em <https://www.weforum.org/publications/fostering-effective-energy-transition-2021>. Acessado em janeiro de 2022.

WEF 2022. Fostering Effective Energy Transition 2022. Publicado em 11 de maio de 2022 e disponível em <https://www.weforum.org/publications/fostering-effective-energy-transition-2022>. Acessado em janeiro de 2023.

WEF 2023. Fostering Effective Energy Transition 2023. Publicado em 28 de junho de 2023 e disponível em <https://www.weforum.org/publications/fostering-effective-energy-transition-2023>. Acessado em agosto de 2023.

Weight, W.; Sonderegger, J.; Hager, L. (2001). *Manual of Applied Field Hydrogeology*. Ed. McGraw Hill Professional. 608p. 1ª ed.

Weight, W. D.; (2008). *Hydrogeology Field Manual*. Ed. McGraw Hill Professional. 751p. 2ª ed.

Wright, V. P., & Barnett, A. J. (2020). The textural evolution and ghost matrices of the Cretaceous Barra Velha Formation carbonates from the Santos Basin, offshore Brazil. *Facies*, 66 (1), 1-18.

Zoback, M. D. (2007). *Reservoir Geomechanics*. Cambridge University Press.