



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO**  
**ESCOLA DE MINAS**  
**DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA**



## TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

ESTIMATIVA DO CARBONO ORGÂNICO TOTAL (COT) UTILIZANDO  
DADOS DE PERFILAGEM GEOFÍSICA, BACIA DO RECÔNCAVO,  
BAHIA.

Hektor Siqueira Sobral

**MONOGRAFIA nº 423**

Ouro Preto, Fevereiro de 2022



**ESTIMATIVA DO CARBONO ORGÂNICO TOTAL (COT)  
UTILIZANDO DADOS DE PERFILAGEM GEOFÍSICA,  
BACIA DO RECÔNCAVO, BAHIA.**

---





## **FUNDAÇÃO UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO**

### **Reitora**

Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Cláudia Aparecida Marlière de Lima

### **Vice-Reitor**

Prof. Dr. Hermínio Arias Nalini Júnior

### **Pró-Reitora de Graduação**

Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Tânia Rossi Garbin

### **ESCOLA DE MINAS**

#### *Diretor*

Prof. Dr. José Alberto Neves

#### *Vice-Diretor*

Prof. Dr. Cláudio Eduardo Lana

### **DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA**

#### *Chefe*

Prof. MSc. Edison Tazava



# **MONOGRAFIA**

**Nº 423**

## **ESTIMATIVA DO CARBONO ORGÂNICO TOTAL (COT) UTILIZANDO DADOS DE PERFILAGEM GEOFÍSICA, BACIA DO RECÔNCAVO, BAHIA.**

**Hektor Siqueira Sobral**

*Orientador*

Prof. Dr. Joney Justo da Silva

*Co-Orientadora*

Prof. Dr.<sup>a</sup> Mary Lucia da Silva Nogueira

Monografia do Trabalho de Conclusão de curso apresentado ao Departamento de Geologia da Escola de Minas da Universidade Federal de Ouro Preto como requisito parcial para avaliação da disciplina Trabalho de Conclusão de Curso – TCC 402, ano 2021/1.

**OURO PRETO**

**2022**

---

SISBIN - SISTEMA DE BIBLIOTECAS E INFORMAÇÃO

S677e Sobral, Hektor Siqueira.  
Estimativa do Carbono Orgânico Total (COT) utilizando dados de  
perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo, Bahia. [manuscrito] / Hektor  
Siqueira Sobral. - 2022.  
57 f.: il.: color., gráf., tab..

Orientador: Prof. Dr. Joney Justo.  
Coorientadora: Profa. Dra. Mary Lúcia da Silva Nogueira.  
Monografia (Bacharelado). Universidade Federal de Ouro Preto.  
Escola de Minas. Graduação em Engenharia Geológica .

1. Geofísica. 2. Perfilagem geofísica de poço. 3. Água - Qualidade -  
Medição. I. Justo, Joney. II. Nogueira, Mary Lúcia da Silva. III. Universidade  
Federal de Ouro Preto. IV. Título.

CDU 550.832

Bibliotecário(a) Responsável: Sione Galvão Rodrigues - CRB6 / 2526

## Ficha de Aprovação

---

### TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

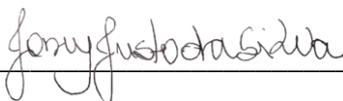
#### TÍTULO: ESTIMATIVA DO CARBONO ORGÂNICO TOTAL (COT) UTILIZANDO DADOS DE PERFILAGEM GEOFÍSICA, BACIA DO RECÔNCAVO, BAHIA

**AUTOR:** Hektor Siqueira Sobral

**ORIENTADOR:** Joney Justo da Silva

**Aprovado em:** 04 de março de 2022

#### BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Joney Justo da Silva  \_\_\_\_\_ DEGEO/UFOP

Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Maria Silvia Carvalho Barbosa.  \_\_\_\_\_ DEGEO/UFOP

Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Suze Nei Pereira Guimarães.  \_\_\_\_\_ ON/MCTIC

Ouro Preto, 04/03/2022



## Agradecimentos

---

Agradeço primeiramente a Deus por seu amor e infinita bondade. A toda a minha família, principalmente Regina, Marcílio, Antônio, Otto, Miguel e Lis pelo amor de todas as horas e pela compreensão nos momentos de ausência. Em especial a minha mãe pelo seu amor e dedicação, é aquela que faz tudo ser possível. A Jéssica, pelo amor e incentivo nos momentos de fraqueza, pelos puxões de orelha nos momentos de vacilação e por ter carinhosamente revisado este trabalho. Vocês são o meu tesouro.

Aos amigos da República Oxigênios pelos anos de caminhada e aprendizado, em especial aos meus queridos irmãos Replay e Lacreia.

A todos os amigos que Ouro Preto me presenteou, em especial a turma 16.2, aos amigos: Bruninha, Lucas Medeiros, Nathan, Wilker, Mari, Pedro, Marcelo, Zé Flávio e Wflander. Aos integrantes do PET geologia e SEG e todos aqueles com quem tive o prazer de conviver. Foi uma grande oportunidade aprender com cada um de vocês.

Agradeço grandemente aos professores pelo aprendizado, principalmente o Leonardo Tavares e o Bakana por me iniciarem na ciência.

Agradeço em especial, ao professor Joney pela orientação, disponibilidade, amizade, incentivo e por ter me cedido a oportunidade de trabalhar em um assunto até então desconhecido por mim. Foi uma experiência edificante.



# SUMÁRIO

---

<b>AGRADECIMENTOS</b> .....	<b>ix</b>
<b>SUMÁRIO</b> .....	<b>xi</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	<b>xiii</b>
<b>ÍNDICE DE QUADROS</b> .....	<b>xvii</b>
<b>ÍNDICE DE TABELAS</b> .....	<b>xix</b>
<b>RESUMO</b> .....	<b>xxi</b>
<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1 APRESENTAÇÃO .....	1
1.2 LOCALIZAÇÃO .....	1
1.3 OBJETIVOS .....	2
1.4 JUSTIFICATIVA .....	3
1.5 MATERIAIS E MÉTODOS .....	3
1.5.1 Revisão bibliográfica .....	3
1.5.2 Levantamento de banco de dados .....	3
1.5.3 Técnica de Passey .....	4
1.5.4 Filtragem dos dados .....	6
1.5.5 Correlação geofísica-geológica .....	6
1.5.6 Apresentação e análise dos dados de COT .....	6
1.5.7 Diagramas de classificação .....	7
<b>2 BACIA DO RECÔNCAVO</b> .....	<b>9</b>
2.1 CONTEXTO GEOTECTÔNICO .....	9
2.2 ARCABOUÇO ESTRUTURAL .....	9
2.3 EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA .....	11
2.3.1 Supersequência Paleozoica .....	12
2.3.2 Supersequência Mesozoica .....	12
2.4 SISTEMA PETROLÍFERO .....	15
2.5 CAMPO DE PRODUÇÃO CEXIS .....	17
<b>3 POTENCIAL DE UMA ROCHA GERADORA</b> .....	<b>21</b>
<b>4 PERFILAGEM GEOFÍSICA</b> .....	<b>23</b>
4.1 Perfil Gamma Ray .....	23

4.2 Perfil Sônico.....	25
4.3 Resistividade Profunda .....	26
<b>5 APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS DADOS .....</b>	<b>29</b>
5.1 DIAGRAMA BOXPLOT .....	29
5.2 INTERPOLAÇÃO ESPACIAL.....	30
<b>6 RESULTADOS.....</b>	<b>33</b>
6.1 APLICAÇÃO DA TÉCNICA DE PASSEY .....	33
6.1.1 3-CX-25-BA .....	33
6.1.2 4-CX-13-BA .....	34
6.1.3 3-CX-12-BA .....	35
6.1.4 3-CX-26-BA .....	36
6.1.5 3-CX-34-BA .....	38
6.1.6 3-CX-09-BA .....	38
6.2 DESCRIÇÃO ESTATÍSTICA E ESPACIAL .....	41
6.3 DIAGRAMAS DE CLASSIFICAÇÃO.....	43
<b>7 DICUSSÕES.....</b>	<b>49</b>
<b>8 CONCLUSÕES.....</b>	<b>53</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>55</b>

## INDÍCE DE FIGURAS

---

<b>Figura 1.1</b> - Localização da área de estudo com ênfase ao campo de produção Cexis e aos poços utilizados.....	2
<b>Figura 1.2</b> - Perfil DT e de ILD sobrepostos, ilustrando a linha de base e a separação $\Delta\log R$ no intervalo rico em matéria orgânica..	5
<b>Figura 1.3</b> – Fluxograma das principais etapas da metodologia adotada no presente trabalho.	7
<b>Figura 2.1</b> – Localização da Bacia do Recôncavo no contexto do sistema <i>rifte</i> Recôncavo-Tucano-Jatobá.....	9
<b>Figura 2.2</b> – Bacia do Recôncavo, seus limites, estruturas e principais campos de produção. ....	10
<b>Figura 2.3</b> – Seção esquemática da Bacia estudada e feição em meio gráben. ....	10
<b>Figura 2.4</b> – Carta estratigráfica da Bacia do Recôncavo integrada ao arcabouço de sistemas tectônicos. ....	11
<b>Figura 2.5</b> – Paleogeografia durante a deposição da Formação Maracangalha. ....	13
<b>Figura 2.6</b> – Paleogeografia durante a deposição da Formação Taquipe. ....	14
<b>Figura 2.7</b> – Trapas estruturais da Bacia do Recôncavo. ....	17
<b>Figura 3.1</b> - Diagrama COT versus S <sub>2</sub> . É representada a riqueza orgânica e o potencial de geração de hidrocarbonetos. ....	21
<b>Figura 3.2</b> - Diagrama relacionando IH e COT. Ele indica o potencial da rocha geradora em relação ao conteúdo de COT e o tipo de querogênio.....	22
<b>Figura 4.1</b> – Ilustração de uma perfilagem geofísica e seus elementos constituintes: Sonda, cabo de aço, guincho e laboratório móvel. ....	23
<b>Figura 4.2</b> – Perfis Gamma Ray e Spectral Gamma Ray e suas repostas típicas para algumas litologias tradicionais em bacias sedimentares. ....	24
<b>Figura 4.3</b> - Respostas típicas de um perfil sônico, ilustrando suas variações de acordo com as características geológicas, tais como a porosidade e o tipo litológico. ....	26

<b>Figura 4.4</b> - Faixa de medidas de resistividade ( $\Omega.m$ ) da água doce, água salgada e óleo - fluidos mais comuns presentes nas rochas.....	27
<b>Figura 4.5</b> - Respostas típicas em um perfil de resistividade e suas variações de acordo com as características da rocha, tais como o tipo litológico e o fluido presente.....	27
<b>Figura 5.1</b> – <i>Boxplot</i> e seus elementos principais.....	29
<b>Figura 6.1</b> - Dados de perfilagem geofísica (GR, ILD e DT), VCL e de COT do poço 3-CX-25-BA.....	34
<b>Figura 6.2</b> - Dados de perfilagem geofísica (GR, ILD e DT), VCL e de COT do poço 4-CX-13-BA.....	35
<b>Figura 6.3</b> - Dados de perfilagem geofísica (GR, ILD e DT), VCL e de COT do poço 3-CX-12-BA.....	36
<b>Figura 6.4</b> - Dados de perfilagem geofísica (GR, ILD e DT), VCL e de COT do poço 3-CX-26-BA.....	37
<b>Figura 6.5</b> - Dados de perfilagem geofísica (GR, ILD e DT), VCL e de COT do poço 3-CX-34-BA.....	38
<b>Figura 6.6</b> - Dados de perfilagem geofísica (Gamma ray, ILD e DT), VCL e de COT do poço 3-CX-09-BA.....	39
<b>Figura 6.7</b> – Perfis de GR e de COT calculado dos poços estudados com associação entre as zonas de interesse de aplicação da técnica de Passey.....	40
<b>Figura 6.8</b> – Gráfico <i>Boxplot</i> dos dados de COT calculados pela técnica de Passey. São apresentados os valores de 1º, 2º e 3º quartis, mínimos e máximos e <i>outliers</i> .....	41
<b>Figura 6.9</b> - Mapa de interpolação espacial de distribuição de COT. Foram utilizados como parâmetros os valores de média, 1º, 2º e 3º quartil.....	42
<b>Figura 6.10</b> - Diagramas IH óleo e gás (mgHC/g) versus COT (%) médio dos poços estudados.....	43
<b>Figura 6.11</b> - Diagrama S2 (mgHC/g) versus COT (%) e classificação da rocha geradora para os poços estudados.....	44

<b>Figura 6.12</b> - Gráficos COT (%) por profundidade (m) da zona de interesse dos poços estudados. ....	45
<b>Figura 6.13</b> - Diagrama S2 (mgHC/g) versus COT (%) e classificação da rocha geradora para o poço 3CX25BA. ....	46
<b>Figura 6.14</b> - Dados de geoquímica do poço 3CX25BA. a) Diagrama %COT versus IH. b) %COT versus S2. ....	47
<b>Figura 6.15</b> - Diagrama <i>boxplot</i> dos dados geoquímicos de COT, IH e S2 do poço 3CX25BA. ....	48



## INDÍCE DE QUADROS

---

<b>Quadro 1.1</b> – Poços utilizados no estudo .....	4
<b>Quadro 2.1</b> – Unidades estratigráficas, ambientes deposicionais e suas respectivas classificações nas etapas do sistema rifte desenvolvido na Bacia do Recôncavo. ....	15
<b>Quadro 2.2</b> - Dados disponibilizados pela ANP do campo de produção Cexis – Bacia do Recôncavo, Bahia. ....	18



## ÍNDICE DE TABELAS

---

<b>Tabela 6.1</b> - Dados relativos à linha de base definida para os poços do tipo A. ....	37
<b>Tabela 6.2</b> - Dados relativos à linha de base definida para os poços do tipo B.....	39
<b>Tabela 6.3</b> – Média, mínimo, 1º, 2º e 3º quartil e valor de máximo de COT (%) para os poços na zona estudada.....	41
<b>Tabela 6.4</b> - IH óleo e gás (mgHC/g) obtidos por meio da Equação (1.4) e COT (%) médio dos poços na zona estudada.....	43
<b>Tabela 6.5</b> - Dados estatísticos de S2 (mgHC/g rocha) obtidos a partir de IHgás (+mgHC/g). .....	45
<b>Tabela 6.6</b> - Dados estatísticos de S2 (mgHC/g rocha) obtidos a partir de IHóleo (mgHC/g) do poço 3CX25BA. ....	46
<b>Tabela 6.7</b> - Valores estatísticos de média, 1º, 2º e 3º quartil e de mínimo e máximo dos dados geoquímicos de COT, IH e S2 do poço 3CX25BA.....	47



## Resumo

---

O índice Carbono Orgânico Total (COT) representa a concentração de carbono em uma rocha e é um dos mais importantes parâmetros utilizados para se estimar o potencial de uma rocha geradora. Normalmente ele é obtido por meio de análises geoquímicas em profundidades discretas dos poços, entretanto, a técnica de Passey (ou  $\Delta\log R$ ) permite estimá-lo indiretamente a partir de dados de perfilagem de poços. Tal técnica foi aplicada utilizando-se dados de domínio público de poços situados na porção central e norte do Campo Cexis, Bacia do Recôncavo, Bahia, Brasil. Para a aplicação do método, inferiu-se valores do índice *Level of Organic Metamorphism* (LOM), que representa a maturidade da rocha. Ele é utilizado para o cálculo de COT e foram obtidas curvas representativas dos valores de COT geoquimicamente conhecidos em intervalos relativamente ricos da Formação Candeias, rocha geradora da bacia. Em seguida, foi determinado um valor de LOM representativo da área estudada e aplicada a técnica em poços sem dados de geoquímica. O valor médio de COT obtido foi igual a 0,906% e indica uma moderada concentração de carbono orgânico total. Utilizou-se o método de interpolação *Inverse Distance Weighted* (IDW) para a confecção de mapas que representam a distribuição geral desse índice na área de estudo. Foi identificada uma faixa de direção NNE-SSW de menores concentrações de COT, entre zonas adjacentes de maiores concentrações. Para se obter mais informações a respeito do potencial das rochas geradoras, foram estimados indiretamente os valores de Índice de Hidrogênio (IH) e o índice que indica o potencial gerador da rocha (S2). O conjunto de dados evidenciaram que a área estudada, em geral, apresenta baixo potencial para a geração de hidrocarbonetos e uma baixa probabilidade de ocorrência de depósitos não convencionais nos intervalos dos folhelhos estudados. Entretanto, o poço 3CX-25-BA configura-se uma exceção e apresenta dados relevantes que indicam um potencial de geração de óleo e gás entre, aproximadamente, 2050 e 2100 metros de profundidade. Embora o estudo por meio de dados diretos seja imprescindível para avaliações dessa natureza, os métodos utilizados configuraram uma relevante ferramenta para a caracterização preliminar do potencial de geração de hidrocarbonetos em rochas geradoras, devido, principalmente, à utilização de dados de domínio público, aplicação relativamente fácil e rápida, e pelo uso de ferramentas de uso livre como softwares e linguagens de programação como Python e R.



## Abstract

---

The Total Organic Carbon (TOC) index represents the carbon concentration in a rock and is one of the most important parameters used to estimate the potential of a source rock. It is usually obtained through geochemical analysis at discrete depths of the wells, however, the Passey technique (or  $\Delta\log R$ ) allows estimating it indirectly from well logging data. This technique was applied using public domain data from wells located in the central and northern portion of Campo Cexis, Recôncavo Basin, Bahia, Brazil. For the application of the method, values of the Level of Organic Metamorphism (LOM) index were inferred, which represents the maturity of the rock. It is used to calculate TOC and representative curves of geochemically known TOC values were obtained in relatively rich intervals of the Candeias Formation, source rock of the basin. Then, a representative LOM value of the studied area was determined and the technique was applied in wells without geochemical data. The average TOC value obtained was equal to 0.906% and indicates a moderate concentration of total organic carbon. The Inverse Distance Weighted (IDW) interpolation method was used to make maps that represent the general distribution of this index in the study area. A range of direction NNE-SSW with lower concentrations of TOC was identified, between adjacent zones of higher concentrations. In order to obtain more information about the potential of the source rocks, the values of Hydrogen Index (HI) and the index that indicates the generating potential (S<sub>2</sub>) were indirectly estimated. The data set showed that the studied area, in general, has a low potential for the generation of hydrocarbons and a low probability of occurrence of unconventional deposits in the intervals of the studied shales. However, well 3CX-25-BA is an exception and presents relevant data that indicate a potential for oil and gas generation between approximately 2050 and 2100 meters deep. Although the study using direct data is essential for assessments of this nature, the methods used constitute a relevant tool for the preliminary characterization of the potential for generating hydrocarbons in source rocks, mainly due to the use of data in the public domain, application relatively easy and fast, and by the use of free tools such as software and programming languages like Python and R.



# CAPITULO 1

## INTRODUÇÃO

---

### 1.1 APRESENTAÇÃO

Acumulações ou reservatórios de óleo e gás são originados a partir de sedimentos ricos em matéria orgânica que passaram por processos físicos, químicos e biológicos adequados durante o seu processo de soterramento (Magoon & Dow 1994). Eles são constituídos por hidrocarbonetos, que são as principais fontes de energia do mundo e, além disso, possuem subprodutos com diversas aplicações para a sociedade (Selley 1998). Essas propriedades possuem um grande interesse econômico e científico e proporcionam uma busca pelo desenvolvimento de uma melhor compreensão dos seus mecanismos geológicos e da avaliação do potencial desses reservatórios (Hall *et al.* 2003).

Um parâmetro importante para medir o potencial de hidrocarbonetos em uma rocha é o índice de Carbono Orgânico Total (COT). Ele apresenta grande importância na indústria de óleo e gás por sua relevância na avaliação da qualidade de uma rocha geradora e por ser um dos critérios usados para estimar o potencial de uma jazida petrolífera (Alexander *et al.* 2011). As rochas geradoras possuem teor de COT superior a 1%, comumente entre 2 e 8%, mas os valores podem chegar até em 24% em casos excepcionais (Milani *et al.* 2000).

Geralmente, esse estudo é realizado em laboratório por análises geoquímicas de amostras de rocha e/ou sedimentos de amostras de calhas das profundidades alvo (Rouse & Houseknecht 2016). Porém, atualmente pode-se substituir essa avaliação tradicional pela utilização de dados de perfilagem de poços, um método indireto e mais econômico também capaz de determinar a concentração de carbono orgânico nas rochas geradoras (Passey *et al.* 1990).

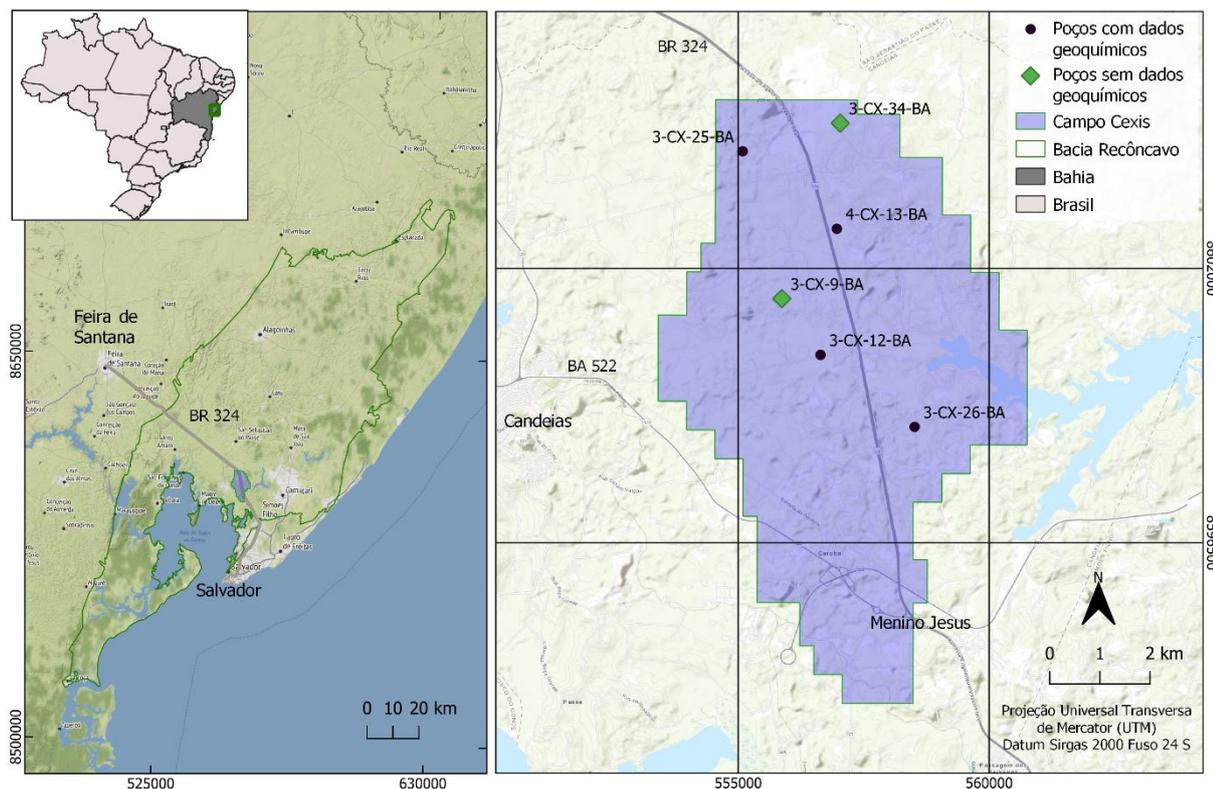
Esse estudo visa calcular a concentração de COT de rochas geradoras da Formação Candeias, na Bacia do Recôncavo, no campo de produção Cexis. Isso é realizado a partir da técnica  $\Delta\log R$ , ou método de Passey (Passey *et al.* 1990), na qual se utiliza de dados de perfilagem de poços. Esse trabalho também tem como finalidade avaliar a aplicação da técnica e a qualidade da rocha geradora, assim como estimar o potencial petrolífero da área estudada para depósitos do não convencional. O processamento dos dados será realizado a partir das linguagens de programação Python e R, que são OpenSource, evidenciando que trabalhos dessa natureza podem ser realizados com um baixo custo e através de programas de uso livre.

### 1.2 LOCALIZAÇÃO

Os poços utilizados nesse trabalho localizam-se na região do nordeste brasileiro, na porção sudeste do estado da Bahia e estão posicionados em uma área que dista cerca de 46 km a norte da capital

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo. Salvador. A área de estudo compreende geologicamente a Bacia do Recôncavo, mais especificamente no campo de produção petrolífero Cexis, que possui uma área de cerca de 55,44 km<sup>2</sup>.

O acesso à região, a partir de Salvador, pode ser realizado por meio da BR-324 em sentido nordeste e posteriormente noroeste. A Figura 1.1 apresenta a localização da área com destaque ao campo de produção estudado e aos poços petrolíferos utilizados nesse trabalho.



**Figura 1.1** - Localização da área de estudo com destaque ao campo de produção Cexis e aos poços utilizados.

### 1.3 OBJETIVOS

O principal objetivo desse trabalho é avaliar o potencial da rocha geradora de poços da Bacia do Recôncavo de maneira indireta, utilizando-se dados de perfilagem geofísica. Para tanto, são tidos como objetivos específicos:

- aplicação da técnica de Passey para cálculo de COT;
- correlação entre as zonas de interesse dos poços estudados;
- produzir mapas bidimensionais de distribuição de COT na área estudada;
- avaliar o potencial da rocha geradora estudada;
- avaliar o potencial não convencional da área de estudo.

## **1.4 JUSTIFICATIVA**

De acordo com Milani *et al.* (2000), a Bacia do Recôncavo foi a primeira a produzir hidrocarbonetos comercialmente no Brasil e teve esse processo iniciado na passagem da década de 30 para a de 40. Segundo o autor, ela é considerada uma bacia madura e, naturalmente, possui um grande conjunto de informações levantadas, como os estudos geofísicos e geológicos realizados nessa região ao longo dos anos.

Esses conteúdos podem ser utilizados para o desenvolvimento e aprimoramento de técnicas que visem o desenvolvimento técnico-científico e econômico da geologia do petróleo e da caracterização da área de estudo. Tal fato ganha ainda mais relevância diante dessa bacia, uma vez que a mesma vem apresentando um nível de produção decrescente ao longo dos últimos anos (ANP 2016).

Desse modo, o presente trabalho se propõe a estimar o índice COT, visando avaliar o potencial da rocha geradora da Bacia e o potencial de exploração não convencional no campo de produção Cexis. Para isso será utilizado o método de Passey, uma técnica relativamente rápida e de baixo custo, com dados gratuitamente disponíveis e tratados por meio de ferramentas de uso livre.

Esse estudo poderá demonstrar a viabilidade de se produzir mapas de concentrações de COT e estudos dessa natureza em trabalhos de maior escala, com o uso dessas mesmas técnicas.

## **1.5 MATERIAIS E MÉTODOS**

Na elaboração deste trabalho, foram utilizados os materiais e métodos descritos nos tópicos a seguir;

### **1.5.1 Revisão bibliográfica**

Essa etapa foi realizada com base em uma série de publicações, visando o entendimento da evolução geológica e do sistema petrolífero da Bacia do Recôncavo, assim como dos dados de perfilagem utilizados e da técnica de Passey.

### **1.5.2 Levantamento de banco de dados**

Os dados de geofísica, geoquímica e de geologia (perfil composto) dos poços utilizados são provenientes do acervo de dados públicos terrestres disponibilizados na página virtual Projeto Reate da CPRM (Serviço Geológico do Brasil) em parceria com a ANP (Agência Nacional de Petróleo). A partir de procedimentos de controle de qualidade, verificando-se a quantidade e a qualidade dos dados, foi então escolhido o campo de produção Cexis para ser estudado, com os poços utilizados apresentados na Figura 1.1.

Os poços foram escolhidos com base na disponibilidade de conteúdos de perfis geofísicos imprescindíveis para a realização do trabalho, são eles: Gamma Ray (GR), Resistividade Profunda (ILD) e Sônico (DT). Foram encontrados apenas 6 poços com as informações necessárias, 4 com dados geoquímicos, como de COT, e 2 sem esses dados (Quadro 1.1).

**Quadro 1.1** – Poços utilizados no estudo

Com dados geoquímicos	Sem dados geoquímicos
3-CX-12-BA	3-CX-09-BA
3-CX-25-BA	3-CX-34-BA
3-CX-26-BA	
4-CX-13-BA	

### 1.5.3 Técnica de Passey

Os perfis geofísicos e os de valores de COT foram processados e representados no trabalho utilizando-se linguagem de programação *python*, através do *software* livre Jupyter. Os dados disponibilizados pelo site Projeto Reate estão em formato LIS ou DLIS, entretanto, para entrada no Jupyter, é necessário o formato LAS. Portanto, foram necessárias conversões e, para isso, utilizou-se o *software* livre Schulumberger Toolbox 2.2.

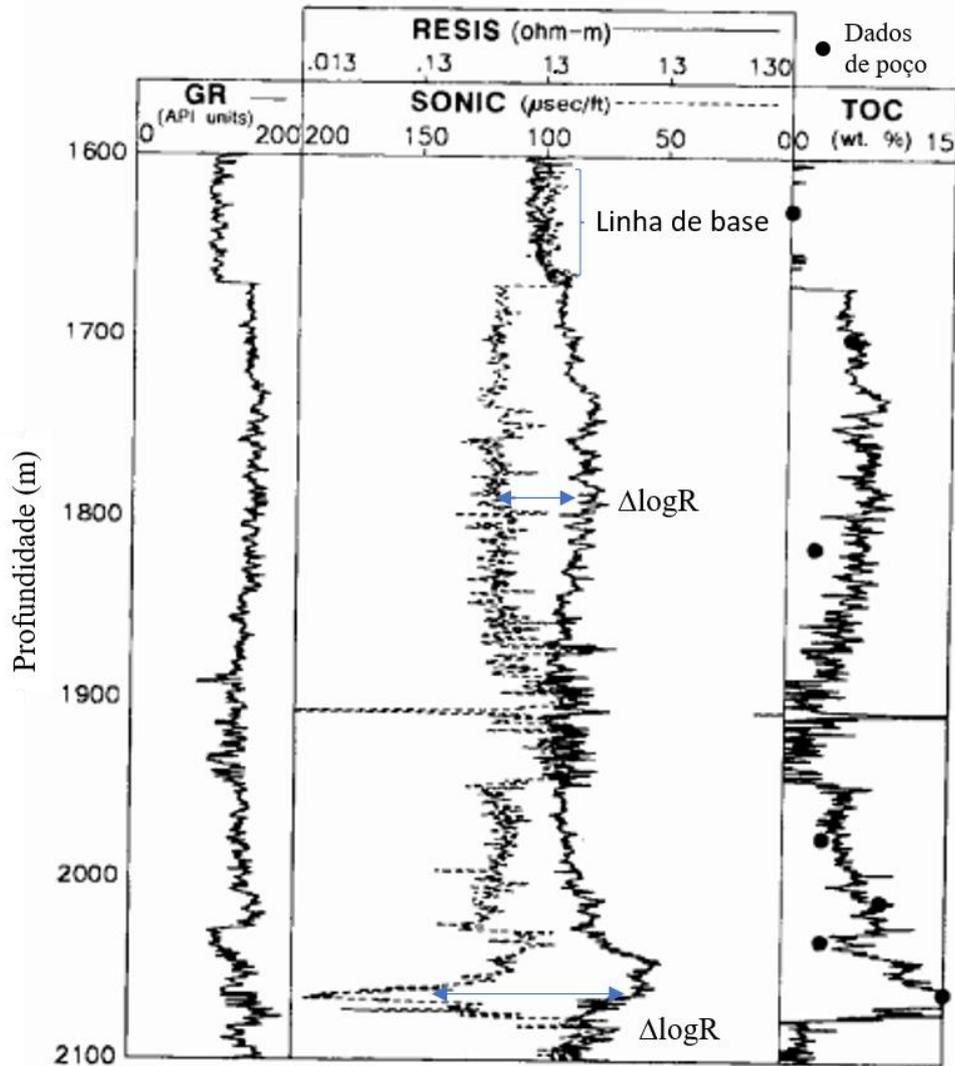
A técnica utilizada nesse trabalho foi desenvolvida e testada em 1979 pela multinacional petrolífera Exxon, atualmente denominada como ExxonMobile, sendo publicada por Passey *et al.* (1990). Segundo os autores, ela vem sendo aplicada com sucesso em diversos poços ao redor do mundo. Um dos principais fundamentos da técnica é o parâmetro  $\Delta \log R$ , representado na Equação (1.1). Ele é medido em ciclos logaritmos de resistividade e é calculado por meio da separação das curvas de DT e ILD em um mesmo intervalo de linha de base de uma rocha.

$$\Delta \log R = \log_{10} (R/R_{\text{linhabase}}) + 0,02(\Delta t - \Delta t_{\text{linhabase}}) \quad (1.1)$$

Nesta equação, R representa a resistividade em ohm.m e  $\Delta t$  é o tempo de trânsito medido em  $\mu\text{s}/\text{ft}$ .  $R_{\text{linhabase}}$  é a resistividade correspondente ao valor de  $\Delta t_{\text{linhabase}}$ , em que tais curvas são linhas de base em rochas ricas em argilas e que não são geradoras. O parâmetro 0,02 é baseado na escala que relaciona 50  $\mu\text{s}/\text{ft}$  de DT, corresponde a um ciclo logarítmico de resistividade.

De acordo com Passey *et al.* (1990), a técnica se baseia no comportamento das curvas dos perfis DT e ILD, pois estes apresentam padrão proporcional ao conteúdo de matéria orgânica e a maturidade da rocha. Ela foi desenvolvida para se estimar o COT de rochas ricas em matéria orgânica, como rochas geradoras em sistemas petrolíferos, litologia de interesse desse estudo. Portanto, foram definidos como zonas de estudo os intervalos ricos em matéria orgânica da Formação Candeias, rocha geradora da Bacia.

Para a realização da análise, inicialmente deve-se definir uma linha de base a qual as curvas sejam sobrepostas (Figura 1.2). Elas tendem a se sobrepor em rochas não geradoras (sem conteúdo considerável de matéria orgânica) e de granulação fina, podendo ser distinguíveis das geradoras em perfilagem geofísica pelos relativos baixos valores de GR.



**Figura 1.2** - Perfil DT e de ILD sobrepostos, ilustrando a linha de base e a separação  $\Delta\log R$  no intervalo rico em matéria orgânica. Também é ilustrado a comparação de COT obtido a partir de dados diretos e o calculado pela técnica de Passey (Modificado de Passey *et al.* 1990).

Quando a matéria orgânica está presente, a sua baixa densidade proporciona um maior tempo de trânsito de onda, ou seja, há maiores valores de DT. A presença de hidrocarbonetos provoca maiores valores de resistividade devido à dificuldade de passagem de corrente elétrica. As curvas dos dois perfis geofísicos tendem então a se separar, o que resulta no parâmetro  $\Delta\log R$  e que pode indicar a presença de uma rocha geradora (Figura 1.2).

Em seguida, é estimado o Nível de Maturidade ou *Level of Organic Metamorphism* (LOM). Foram utilizados valores inferidos e discretos, obtendo-se assim valores de COT teóricos por meio da

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo.

aplicação da Equação (1.2), que também tem como parâmetro o  $\Delta\log R$ . De acordo com Passey *et al.* (1990), ainda que o LOM estimado não represente a maturidade real da rocha, a variação vertical de COT ainda pode ser corretamente estimada.

É feita, então, uma comparação entre o perfil vertical calculado de COT e os valores provenientes de dados geoquímicos. É escolhido o valor de LOM que produz a curva que melhor representa os valores de COT do poço estudado. A Figura 1.2 ilustra a comparação entre os dados de concentração de carbono orgânico total obtidos por técnicas diretas, como análises geoquímicas em amostras de calha, e os calculados a partir do método de Passey.

Uma vez obtido os índices LOM e calculado o COT nos poços com dados geoquímicos, é iniciada uma segunda etapa, cuja finalidade é estimar o valor de COT dos demais poços. Para tanto, será escolhido um valor de LOM representativo da área estudada e aplicada a Equação (1.2). O valor de LOM utilizado será uma média aritmética dos obtidos na etapa dos poços com geoquímica.

$$\text{COT} = (\Delta\log R) \times 10^{(2,297 - (0,1688 \times \text{LOM}))} \quad (1.2)$$

#### 1.5.4 Filtragem dos dados

Os teores de COT obtidos passaram por uma filtragem e são selecionados para análise aqueles que representam rochas com volume de argilominerais (Vcl) superiores a 70%.

#### 1.5.5 Correlação geofísica-geológica

Após a filtragem dos dados é realizada a correlação entre os poços estudados, com o objetivo de se associar espacialmente as zonas de maior interesse presentes na Formação Candeias, principal rocha geradora da bacia. Essa atividade será executada a partir da interpretação dos dados de cota e de geologia presentes nos perfis compostos e pelos perfis de GR.

#### 1.5.6 Apresentação e análise dos dados de COT

Os dados de cada poço foram plotados em diagramas *boxplots*, de maneira a simplificar a visualização dos resultados, bem como obter as distribuições do 1º, 2º e 3º quartil dos valores de COT calculados, assim como os valores de mínimo, máximo e os *outliers*.

A etapa seguinte foi a construção de mapas bidimensionais de distribuição de COT. Eles foram elaborados por intermédio do software livre de geoprocessamento QGIS, utilizando-se a ferramenta de análise espacial e interpolação do tipo *Inverse Distance Weighted* (IDW). Os parâmetros utilizados foram os valores de 1º, 2º e 3º quartil e média dos dados de COT calculados para cada poço.

### 1.5.7 Diagramas de classificação

A partir dos valores de LOM, foram obtidos indiretamente valores de Índice de Hidrogênio (IH) de óleo e gás, por meio da Equação (1.3) e Equação (1.4), apresentada por LeCompte (2012). Também foram obtidos valores do índice de Potencial Gerador (S2) a partir de uma manipulação da Equação (1.5), apresentada por Espitalié *et al.* (1977), obtendo-se a Equação (1.6) que relaciona COT, IH e S2. Esses valores foram utilizados para classificar o potencial da rocha geradora em relação ao conteúdo de COT, a geração de hidrocarbonetos e o tipo de querogênio a partir das classificações propostas por Peters & Cassa (1994) e sintetizados nos diagramas apresentados em Garry *et al.* (2016). Eles foram construídos nesse trabalho por meio da linguagem de programação R no *software* livre RStudio.

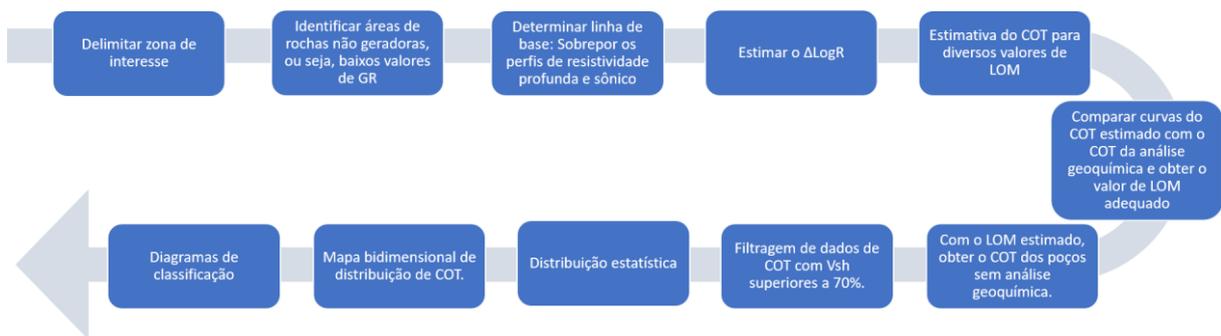
$$IH_{gás} = 0,2914 * LOM^4 - 11,64 * LOM^3 + 169,57 * LOM^2 - 1099 * LOM + 2863,2 \quad (1.3)$$

$$IH_{óleo} = 0,1028 * LOM^4 - 3,94 * LOM^3 + 50,4 * LOM^2 - 290 * LOM + 960 \quad (1.4)$$

$$IH = \frac{100 * S2}{COT} \quad (1.5)$$

$$S2 = \frac{IH * COT}{100} \quad (1.6)$$

Os valores de S2 também passaram por uma análise estatística para auxiliar na fundamentação e interpretação dos dados. A Figura 1.3 exhibe sinteticamente as etapas adotadas na metodologia aplicada nos poços para o cálculo de COT e avaliação do potencial das rochas geradoras.



**Figura 1.3** – Fluxograma das principais etapas da metodologia adotada no presente trabalho.

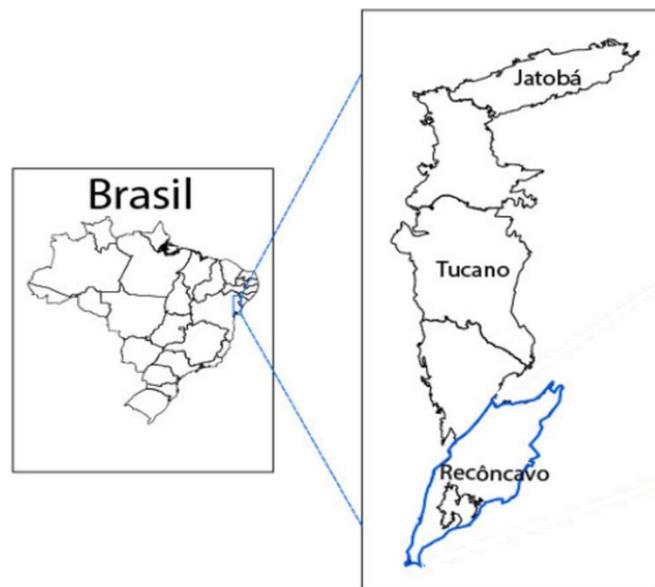
Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo.

## CAPÍTULO 2

### BACIA DO RECÔNCAVO

#### 2.1 CONTEXTO GEOTECTÔNICO

A Bacia do Recôncavo faz parte da porção sul do sistema de rifte intracontinental Recôncavo-Tucano-Jatobá (Figura 2.1) que possui cerca de 400 km de comprimento e 100 km de largura, consistindo em uma série de grabens assimétricos (Magnavita 1992). Seu desenvolvimento ocorreu durante as fases iniciais da quebra do supercontinente Gondwana e abertura do oceano Atlântico Sul na margem leste brasileira, entre o Jurássico superior e o Cretáceo inferior (Milani & Davison 1988).



**Figura 2.1** – Localização da Bacia do Recôncavo no contexto do sistema *rifte* Recôncavo-Tucano-Jatobá (Modificado de Freitas 2014).

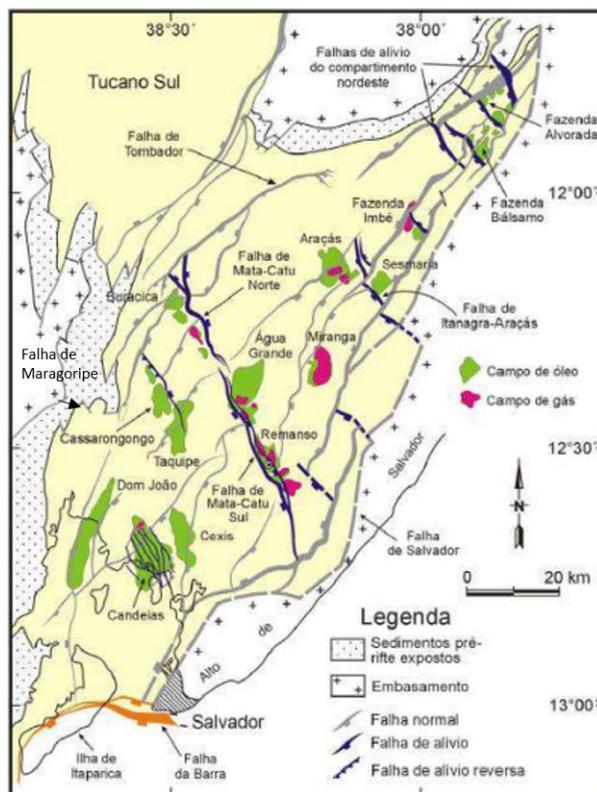
A Bacia do Recôncavo é uma bacia sedimentar continental cretácea situada no nordeste brasileiro, no estado da Bahia (Figura 2.1), e ocupa uma área de cerca de 11500 km<sup>2</sup>. Ela é constituída como um aulacógeno, em forma de meio gráben, de orientação NE-SW, com falha de borda a leste (Magnavita *et al.* 2005). A bacia possui um importante registro sedimentar não marinho, sendo constituído principalmente por folhelhos e arenitos.

#### 2.2 ARCABOUÇO ESTRUTURAL

São considerados como limites da Bacia do Recôncavo (Figura 2.2) o Alto do Aporá, a norte, sendo este o limite com a Bacia do Tucano, e a sul a falha da Barra (Milhomem *et al.* 2003). A leste há a falha de base da bacia, a qual possui rejeito superior a 6000 metros, denominada como sistema de falhas Salvador (Destro *et al.* 2003). A margem flexural está localizada a oeste e a falha Maragoripe

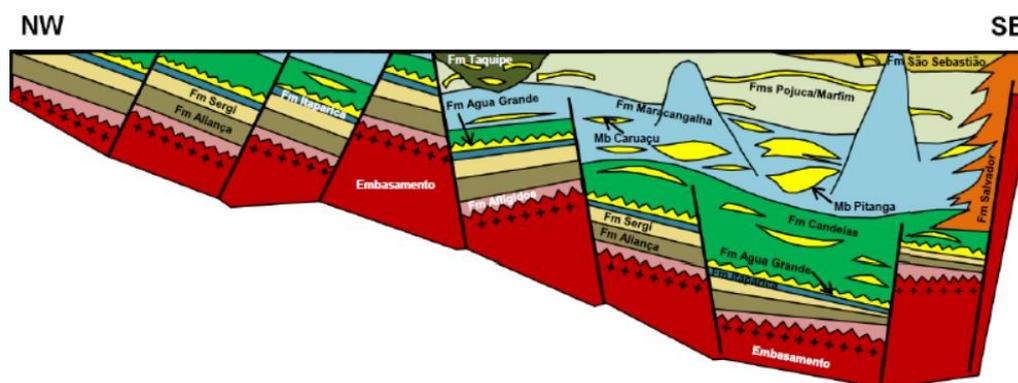
Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo.

marca o limite da bacia nessa porção, contando ainda com estruturas importantes, como as falhas Paranaguá e Tombador (Milhomem *et al.* 2003, Destro *et al.* 2003).



**Figura 2.2** – Bacia do Recôncavo, seus limites, estruturas e principais campos de produção (Modificado de Nascimento 2016).

Estruturalmente, a bacia é caracterizada por falhamentos normais sintéticos e antitéticos, de direção N30E, correlacionados a estruturas do embasamento, o que é evidenciado pelo paralelismo com a foliação deste (Figueiredo *et al.* 1994). O sistema de falhas separa blocos rochosos e condiciona o mergulho preferencial das camadas para SE (Figura 2.3) (Troccoli & Holz 2014).



**Figura 2.3** – Seção esquemática da Bacia estudada e feição em meio gráben (Extraído de Milhomem *et al.* 2003).

Esses blocos são seccionados por zonas de falhas transversais de orientação N40°W, que dividem a bacia em três blocos: sul, central e norte (Figura 2.1). Os principais exemplos dessas estruturas

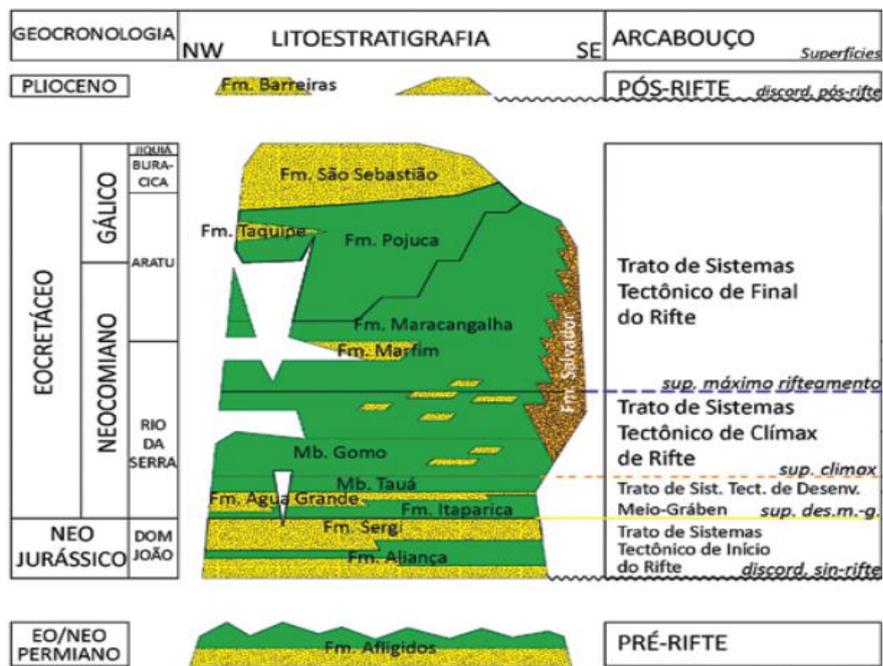
são as falhas Mata-Catu a Itanagra, que foram interpretadas por Milani & Davison (1988) como zonas de transferência. Entretanto, Destro *et al.* (2003) interpretam essas estruturas como zonas de acomodação, sendo constituídas por falhas de alívio que surgiram para acomodar variações laterais na subsidência vertical da bacia, controladas pelas movimentações na falha Salvador a leste e nas falhas Tombador e Paranaguá a oeste.

De acordo com os mesmos autores, tais estruturas de acomodação controlam a distribuição de hidrocarbonetos na bacia, como é demonstrado pela localização dos campos de produção, na Figura 2.2.

### 2.3 EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA

O embasamento cristalino da Bacia do Recôncavo é construído por gnaisses arqueanos do Bloco Serrinha, pelos cinturões orogênicos proterozoicos Itabuna-Salvador-Curaçá e Salvador-Esplanada-Boquim, e por metassedimentos neoproterozoicos do Grupo Estância (Silva *et al.* 2007).

A sequência sedimentar da bacia foi estudada e compilada por diversos autores, vale destacar os trabalhos: Silva *et al.* (2007) e Kuchle & Scherer (2010) que propuseram modelos deposicionais e cartas estratigráficas para a bacia do recôncavo, sendo o último, o modelo proposto mais recente (Figura 2.4).



**Figura 2.4** – Carta estratigráfica da Bacia do Recôncavo integrada ao arcabouço de sistemas tectônicos (Kuchle & Scherer 2010).

Silva *et al.* (2007) classificam os registros sedimentares da Bacia do Recôncavo como divididos em Supersequência Paleozoica e Supersequência Mesozoica descritos a seguir.

### 2.3.1 Supersequência Paleozoica

Os sedimentos dessa sequência são do contexto de sinéclise intracratônica (Caixeta *et al.* 1994) e se correlacionam com rochas da Bacia do Parnaíba, tendo ambas as Bacias provavelmente sido constituídas uma única na Era Paleozoica (Magnavita *et al.* 2005). De acordo com Silva *et al.* (2007), são representados pela Formação Afligidos, que apresenta sedimentos típicos de ambiente marinho raso e é constituída por arenitos e evaporitos do Membro Pedrão, depositados em mar restrito a marginal. Em seguida, há pelitos e folhelhos lacustres do Membro Cazumba definindo uma tendência regressiva.

Trabalhos mais recentes interpretam a fase de sinéclise como já representantes da fase pré-rifte da Bacia, a exemplo do estudo sismoestratigráfico realizado por Kuchle & Scherer (2010).

### 2.3.2 Supersequência Mesozoica

As rochas dessa supersequência contam a própria história evolutiva do processo de rifteamento da bacia. A fase pré-rifte representa o estiramento inicial da crosta (Kuchle & Scherer 2010) e, na Bacia do Recôncavo, esta ocorreu durante o Neojurássico ao Eocretáceo (Arai *et al.* 1989).

De acordo com Magnavita *et al.* (2005) e Silva *et al.* (2007), são representantes dessa fase sedimentos continentais, como arenitos de ambiente flúvio-eólico e folhelhos lacustres da Formação Aliança, seguidos por arenitos flúvio-eólicos da Formação Sergi, ambas formações pertencentes ao Grupo Brotas (Figura 2.4). Essas rochas são sotopostas por sedimentos fluviais e lacustres da Formação Itaparica e arenitos flúvio-eólicos da Formação Água Grande.

Como já descrito anteriormente, Kuchle & Scherer (2010) interpretam a fase pré-rifte como sendo constituída pelos depósitos da Formação Afligidos, e classifica todos os depósitos vinculados ao tectonismo ativo como sin-rifte. De acordo os mesmos autores, a fase sin-rifte de uma bacia representa o estágio de abertura da crosta, nessa etapa as principais feições estruturais são instaladas por um tectonismo progressivo.

A partir dos critérios de mapeamento sismoestratigráficos apresentados por Bosence (1998), o início do estágio rifte é marcado por uma discordância, e seus primeiros depósitos ocorrem na forma de uma bacia continental rasa representada por lagos que são progressivamente recobertos por sedimentos fluviais e eólicos. Para Kuchle & Scherer (2010), a discordância Sin-Rifte é marcada por um hiato de 100 Ma que separa a Formação Afligidos das rochas deltaicas continentais do Grupo Brotas, representantes da fase inicial sin-rifte.

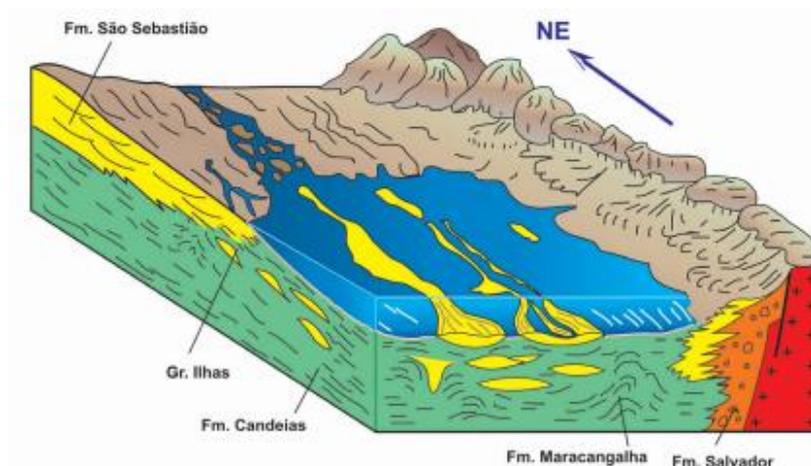
Ainda de acordo com Kuchle & Scherer (2010), nos momentos de desenvolvimento da geometria de meio *graben* da bacia, foram depositados os sedimentos da Formação Itaparica, seguidos

da Formação Água Grande, o que representaria um sistema lacustre sobreposto por sistemas deltaicos e continentais, evidenciando-se um padrão progradante.

De acordo com Silva *et al.* (2007), uma provável umidificação climática associada com a constante criação de espaço de acomodação, devido a subsidência, desenvolveu condições para a instalação de um sistema transgressivo. Isso é marcado pela deposição de folhelhos (Membro Tauá) que por vezes apresentam contribuições de correntes de turbidez (Membro Gomo) da Formação Candeias e folhelhos basais da Formação Maracangalha, ambos sobre os sedimentos arenosos da Formação Água Grande.

Para Kuchle & Scherer (2010), esses sistemas lacustrinos profundos seguidos de sedimentos cascalhosos e arenosos da Formação Salvador se desenvolveram na fase clímax do rifteamento. Os sedimentos da Formação Salvador foram originados das atividades da falha de borda da bacia, configurando um sistema de leques deltaicos que avança e recua sobre os sistemas lacustres. Isso ocorre dinamicamente de acordo com os períodos de atividade e inatividade da falha de borda que, de maneira geral, tende a progradar devido à atividade tectônica crescente.

Segundo Magnavita *et al.* (2005) e Silva *et al.* 2007, uma diminuição da atividade tectônica, associada a um progressivo assoreamento da bacia, proporcionou deposições de fluxos gravitacionais provenientes de sedimentos retrabalhados de deltas marginais, representados pelos membros Caruaçu e Pitanga da Formação Maracangalha. O sobrepeso desses sedimentos, juntamente com a atividades tectônicas, dão origem a diápiros, argilosineses e falhas lítricas ou de crescimento sindeposicionais a essa formação. A Figura 2.5 ilustra a paleogeografia da deposição dos sedimentos da Formação Maracangalha.



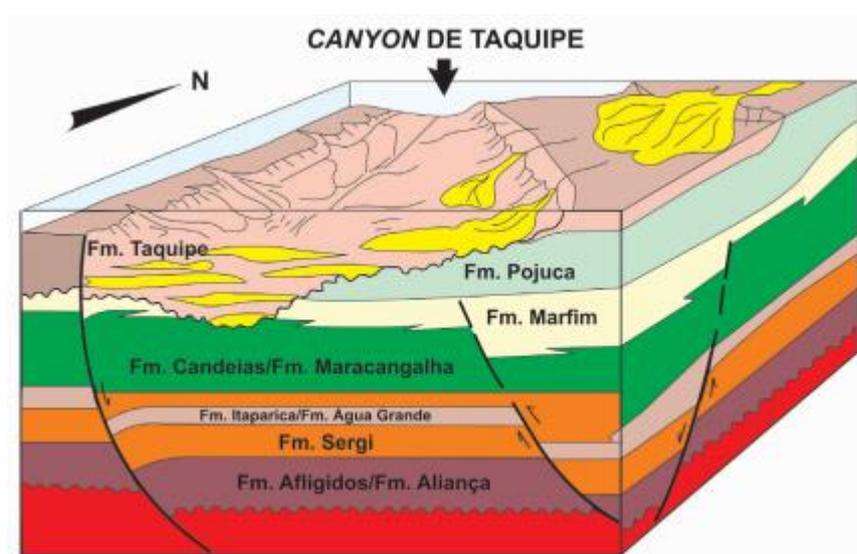
**Figura 2.5** – Paleogeografia durante a deposição da Formação Maracangalha (Magnavita *et al.* 2005).

A progressiva diminuição das taxas de subsidência, acompanhada de uma diminuição da batimetria, possibilita uma espessa sedimentação deltaica representada pelos arenitos da Formação

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo.

Marfim e folhelhos da Formação Pojuca (Grupo Ilhas) (Magnavita *et al.* 2005; Silva *et al.* 2007). Kuchle & Scherer (2010) interpretam que a diminuição da atividade tectônica marca a fase fim de rifte, após o estágio clímax. Neste momento há o fim do máximo preenchimento da bacia e a partir de então há uma modificação do padrão retrogradacional de sedimentação para predominantemente progradacional.

Segundo Magnavita *et al.* (2005) e Silva *et al.* (2007), o preenchimento de cânions ou vales na porção oeste da bacia (Cânion de Taquipe), originados por reativações normais na falha Paranaguá, proporcionou a acumulação de arenitos provenientes de retrabalhamento de sedimentos deltaicos e folhelhos que constituem a Formação Taquipe, seguidos de depósitos fluviais da Formação São Sebastião. A Figura 2.6 ilustra a paleogeografia da deposição desses sedimentos.



**Figura 2.6** – Paleogeografia durante a deposição da Formação Taquipe (Magnavita *et al.* 2005).

Magnavita *et al.* (2005) e Silva *et al.* (2007) descrevem a sequência pós rifte como constituída pelos sedimentos eluvionais da Formação Marizal, depositada no Neoptiano. De acordo com Magnavita *et al.* (1994), ela foi depositada em uma sinéclise e possui uma discordância angular basal que estaria correlacionada a ruptura continental precedente da deriva dos continentes no desenvolvimento do Oceano Atlântico. Kuchle & Scherer (2010), consideram os sedimentos pleistocenicis fluviais da Formação como também pertencentes a fase pós-rifte.

O Quadro 2.1 resume as principais unidades litoestratigráficas e seus respectivos ambientes deposicionais, assim como suas correlações com as fases de desenvolvimento do rifte de acordo com os autores Silva *et al.* (2007) e Kuchle & Scherer (2010).

**Quadro 2.1** – Unidades estratigráficas, ambientes deposicionais e suas respectivas classificações nas etapas do sistema rifte desenvolvido na Bacia do Recôncavo de acordo com Silva *et al.* (2007) e Kuchle & Scherer (2010).

Formações Litoestratigráficas	Membro	Ambiente Depositional	Silva <i>et al.</i> (2007)	Kuchle & Scherer (2010)		
Barreiras		Fluvial	-	Pós-Rifte		
Marizal		Leques Aluviais	Pós-Rifte			
São Sebastião		Fluvial	Sin-Rifte	Sin-Rifte		
Taquipe		Delta				
Pojuca		Delta				
Marfim		Delta				
Salvador		Leques aluviais				
Maracangalha		Pitanga			Fluxo de detritos	
	Caruaçu	Fluxo de detritos				
		Lacustre				
Candeias	Gomo	Correntes de turbidez	Sin-Rifte	Sin-Rifte		
	Tauá	Lacustre				
Água Grande		Flúvio-Eólico				
Itaparica		Lacustre				
Sergi		Flúvio-eólico				
Aliança	Capianga	Lacustre			Pré Rifte	Pré-Rifte
	Boipeba	Flúvio-eólico				
Afligidos	Cazumba	Lacustre			-	
	Pedrão	Mar restrito a marginal				

## 2.4 SISTEMA PETROLÍFERO

Milani *et al.* (2000), apresentam um trabalho de compilação a respeito da atividade petrolífera na margem continental brasileira, acompanhado de uma breve descrição a respeito da evolução geológica das bacias produtoras de óleo e gás e de conceitos fundamentais relacionados a essa temática, os quais serviram de base para as definições apresentadas nesse tópico.

O conceito de sistema petrolífero abarca um conjunto de requisitos geológicos necessários para a formação de uma jazida petrolífera em uma bacia sedimentar, são eles: rochas geradoras maduras, rochas reservatório, rochas selantes e trapas; e, ainda, os fenômenos dependentes do tempo: migração e sincronismo.

Segundo o mesmo autor, a rocha geradora é o principal elemento de um sistema petrolífero, pois é ela que possibilita a existência de hidrocarbonetos em uma bacia. Para existir uma jazida, é necessário que uma grande quantidade de matéria orgânica seja depositada juntamente com os demais sedimentos em ambientes anóxicos, para que ela seja preservada da decomposição. Esse material deve ser submetido a condições propícias de pressão e temperatura, quando do seu soterramento, para que a matéria orgânica seja convertida em hidrocarbonetos, tornando-se, assim, uma rocha geradora madura.

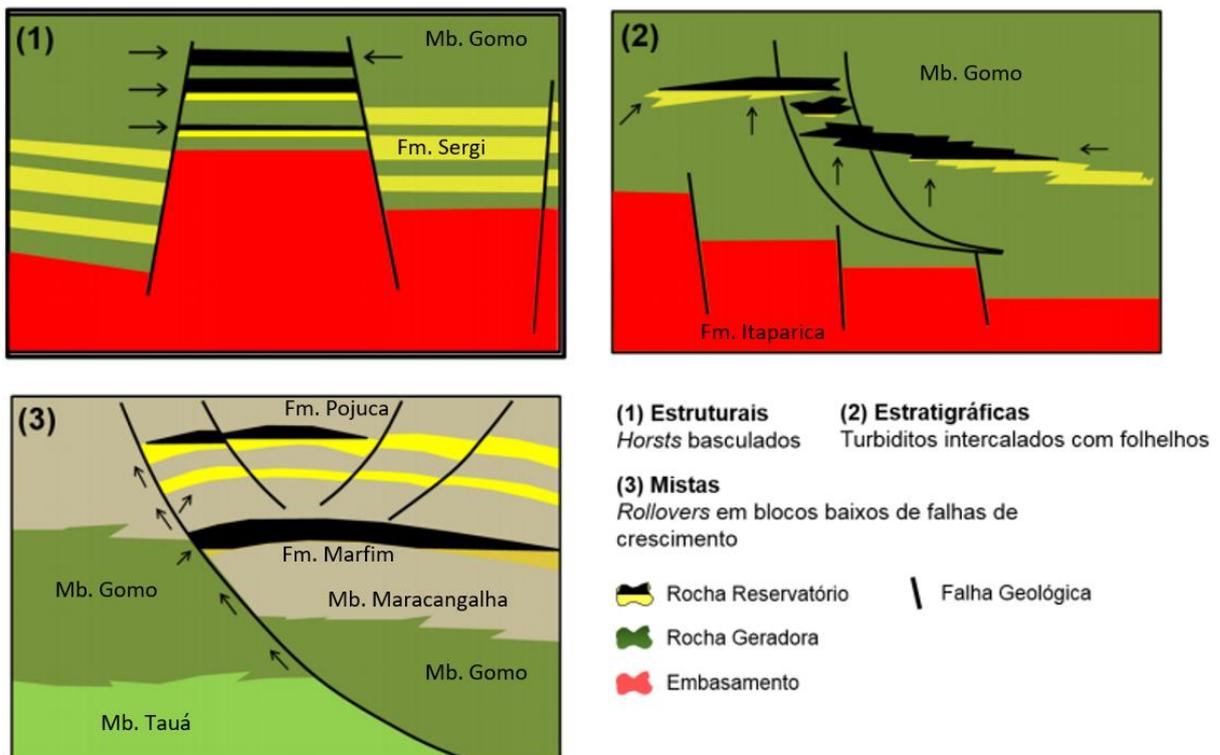
A quantidade de carbono em uma rocha é medida pelo índice COT (carbono orgânico total) e, de acordo com o autor, as rochas sedimentares comuns apresentam teores inferiores a 1%. Já as rochas geradoras apresentam teores acima desse limite, com valores normalmente entre 2 e 8%, mas podendo chegar a 14% e, em poucos casos, a 24% ou mais. No mesmo sentido, Peters & Cassa (1994) afirmam que uma rocha geradora deve ter no mínimo um teor em torno de 1% de COT. Na Bacia do Recôncavo, as rochas geradoras pertencem a Formação Candeias, sendo representadas pelos folhelhos dos membros Tauá e Gomo, apresentando um valor médio de COT de 1% (Prates & Fernandes 2015; Costa 2017).

Na rocha geradora, o óleo e gás formados possuem volume maior que a matéria orgânica inicial, o que aumenta a pressão interna da rocha. Esses fluidos tendem então a migrar para locais de menores pressões, por meio de condutos, e se armazenam em rochas com porosidade, permeabilidade e condições estruturais adequadas localizadas em porções relativamente mais próximas da superfície. Esse fenômeno é conhecido como migração, as rochas que armazenam os fluidos são os reservatórios e as configurações geométricas que permitem a sua concentração são denominadas de armadilhas ou trapas.

As rochas reservatórias da bacia estão presentes em todas as porções da estratigrafia e são principais as seguintes: arenitos flúvio-eólicos da Formação Sergi, Itaparica e Água grande, depósitos turbidíticos da Formação Candeias e Maracangalha e arenitos flúvio-deltáicos das formações Marfim e Pojuca (Prates & Fernandes 2015; Bastos 2017).

A migração da Bacia do Recôncavo é majoritariamente controlada por falhas (Destro *et al.* 2003), e são descritos três tipos de armadilhas responsáveis pela acumulação (Rostirolla 1997) (Figura 2.7): trapas estruturais pré-rifte, formados por horsts, basculados ou não, em que as rochas geradoras abaixo das falhas alimentam as reservatórias lateralmente. Trapas estratigráficas ou combinadas sin-rifte, constituídas principalmente por rochas das formações Candeias e Marfim de fácies turbidíticas, que funcionam como reservatórios conectados aos folhelhos geradores, por distâncias pequenas. O derradeiro tipo de trapa descrito é constituído por rollovers sin-rifte, formados em regiões baixas das

falhas de crescimento, no nível dos reservatórios das formações Pojuca e Marfim de fácies deltaicas, com migrações verticais através de falhas regionais.



**Figura 2.7** – Trapas estruturais da Bacia do Recôncavo. 1) trapas pré-rifte; 2) trapas estratigráficas e combinadas sin-rifte Candeias 3) trapas em rollover sin-rifte Marfim/Pojuca (Modificado de Rostirolla 1997 e de Bastos 2017)

Segundo Milani *et al.* (2000), quando os fluídos migram para a armadilha, devem encontrar condições que impeçam a sua percolação, e isso é proporcionado por uma camada litológica superior impermeabilizante. Essas são as rochas selantes, possuindo o papel de aprisionar os hidrocarbonetos e naturalmente devem conter baixa permeabilidade, a exemplo dos folhelhos, siltitos e calcilitos, ou outras rochas de transmissividade inferior ao reservatório em muitos níveis de grandeza (evaporitos, rochas ígneas e etc). Na área de estudo, esse papel é exercido por folhelhos dos membros Tauá e Gomo, das formações Maracangalha e Taquipe, e pelos folhelhos pro-deltaicos das formações Marfim e Pojuca (Prates & Fernandes 2015; Bastos 2017).

## 2.5 CAMPO DE PRODUÇÃO CEXIS

De acordo com ANP (2016), o campo terrestre Cexis (CX) foi descoberto em 1966 e está em produção desde o mesmo ano, além disso, tem como previsão de término de produção o ano de 2025. Atualmente tem como fluído principal o gás, embora também produza óleo. Algumas informações relevantes a respeito desse campo são apresentadas no Quadro 2.2.

**Quadro 2.2** - Dados disponibilizados pela ANP (2016) do campo de produção Cexis – Bacia do Recôncavo, Bahia.

Operador	Petróleo Brasileiro S.A.	
Fluído principal	Gás	
Área	54,44 km <sup>2</sup>	
Descoberta	mar/66	
Início de Produção	jun/66	
Situação	Em produção	
Previsão de término da produção	2025	
Produção Acumulada (31/12/2016)	Óleo 2,58 Mm <sup>3</sup>	Gás Associado 3.690,64 Mm <sup>3</sup>
Volume “in place” (31/12/2016)	Óleo 20,45 Mm <sup>3</sup>	Gás 7.755,60 Mm <sup>3</sup>
Poços (05/2016)	102 Perfurados	42 Produtores

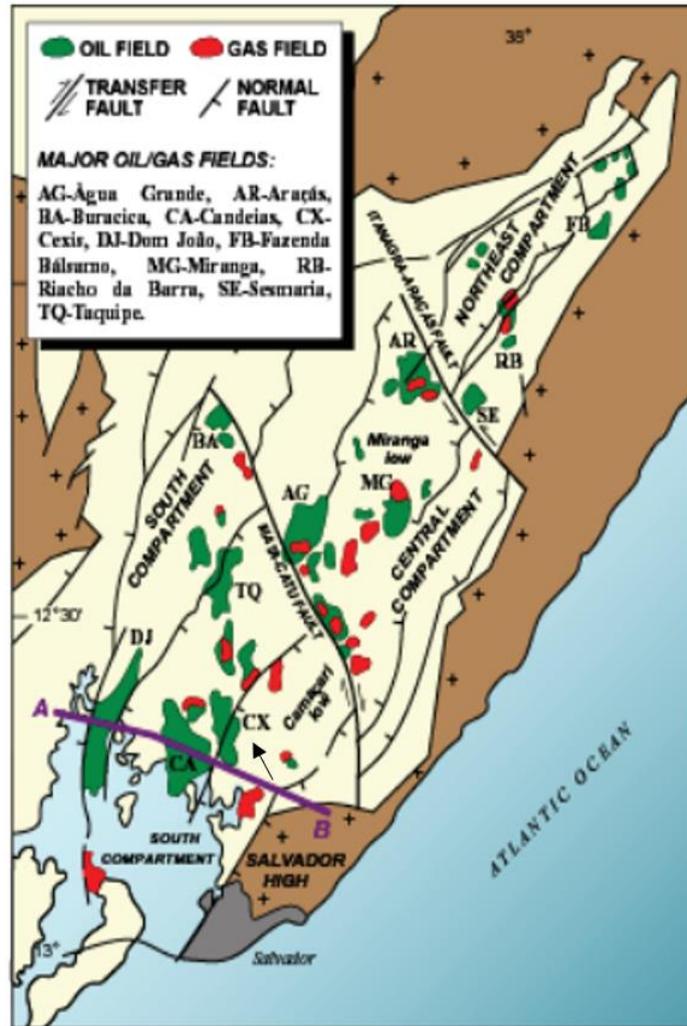
Seu histórico de produção até o período de julho de 2014 é exibido na Figura 2.8 (ANP 2016) e evidencia uma progressiva diminuição geral da produção a partir de meados da década de 90. O pico de produção de óleo nesse campo ocorreu entre os anos de 1990 e 1992, chegando a 3.858,89 bbl/dia, e o de gás no ano de 1994, com 642,26 Mm<sup>3</sup>/dia. Entretanto, no ano de 2014 apresentou uma produção relativamente baixa, com menos de 1500 bbl/dia de óleo e 100 Mm<sup>3</sup>/dia de gás.



**Figura 2.8** – Histórico de produção do campo Cexis entre 06/1966 a 07/2014 (Extraído de ANP 2016).

Segundo ANP (2016), os principais reservatórios de campo estão situados nos turbiditos de idade eocretácia do Membro Gomo, Formação Candeias, saturados em óleo leve de 41° API. Eles apresentam permeabilidade de cerca de 14,5 Md e em média 11% de porosidade. Também são reservatórios, porém secundários, os arenitos formados a partir de fluxos detríticos do Membro Caruaçu da Formação Maracangalha

Segundo Camões (1988), a estratigrafia do campo é composta por rochas da Formação Aliança e Sergi na base (neojurássico), seguidos pelas formações Itaparica, Candeias, Marfim, Pojuca e São Sebastião, nessa ordem (eocretácio). A principal feição estrutural do Campo Cexis é um sistema de falhas normais de direção NE-SW, de mergulho para SE, separando e basculando dois grandes blocos em direção ao depocentro da Bacia. A Figura 2.11 apresenta uma falha exemplar desse sistema que aflora na porção central do campo (Camões 1988; Nascimento 2016).



**Figura 2.9** – Campos de exploração e principais estruturas geológicas da Bacia do Recôncavo (Modificado de Silva 2006).

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo.

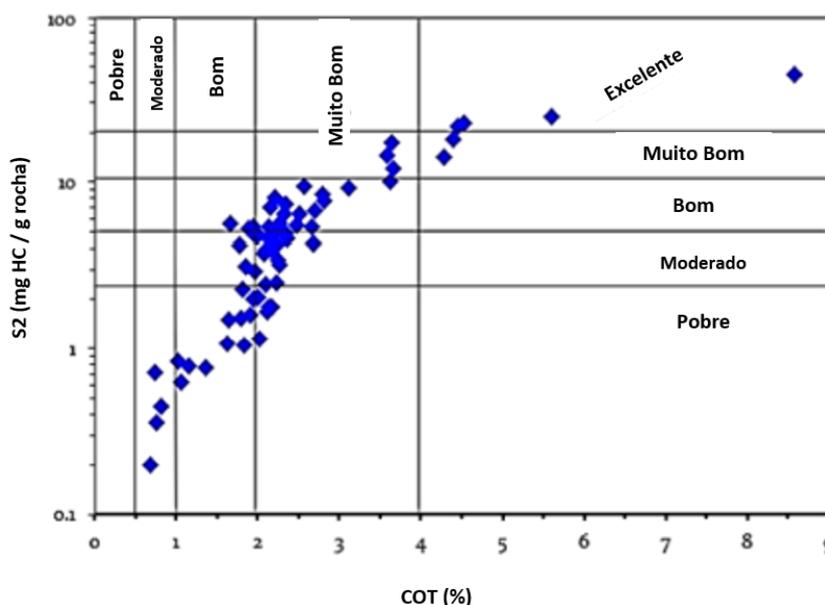
## CAPÍTULO 3

### POTENCIAL DE UMA ROCHA GERADORA

A avaliação do potencial das rochas geradoras é essencial para os processos de exploração de petróleo e pode ser feita a partir de análises e correlações de alguns parâmetros obtidos diretamente, como por análises geoquímicas, ou indiretamente, a partir de equações e métodos indiretos, por exemplo (Garry *et al.* 2016). Neste trabalho a avaliação se deu a partir da análise dos dados de COT (Carbono Orgânico Total), Índice de Hidrogênio (IH) e índice de Potencial Gerador (S2).

Como já descrito anteriormente, o COT representa a riqueza orgânica de uma rocha. De acordo com Peters (1986), o índice S2 representa a quantidade de miligramas de hidrocarbonetos gerados pela degradação pirolítica de querogênio por uma grama de rocha (mgHC/g rocha). Em outras palavras, ele representa o potencial existente de uma rocha em gerar petróleo se o soterramento e maturação forem concluídos.

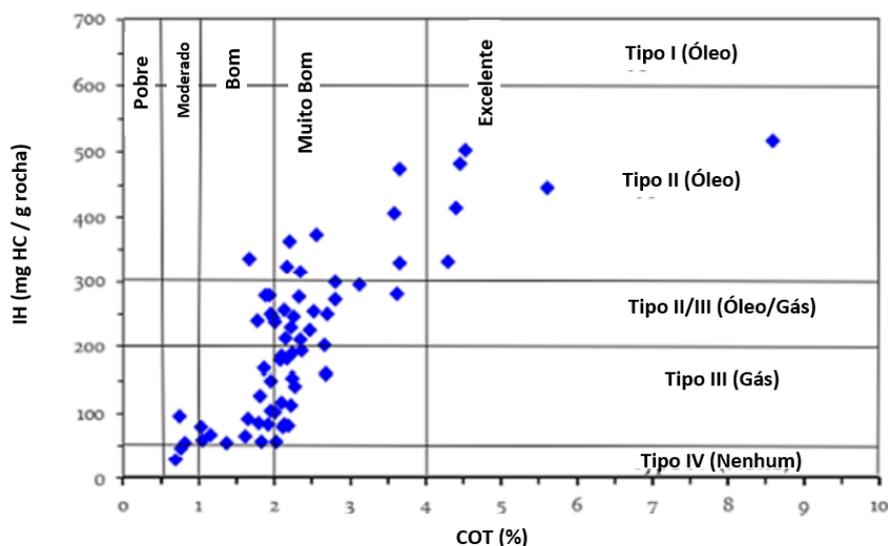
De acordo com Peters & Cassa (1994), a relação entre os valores de COT e S2 pode ser utilizada para avaliar a eficiência de uma rocha geradora e o potencial de geração de hidrocarbonetos. Essa relação é sintetizada no diagrama apresentado por Garry *et al.* (2016) (Figura 3.1). De acordo com os autores, os valores de COT apresentados na figura variam de 0,68 a 8,58%, com média de 2,4%, e apresenta uma classificação que varia entre razoável a excelente geradora. O potencial de gerar hidrocarbonetos é caracterizado por S2, cujos valores são de 0,2 a 44,4 mg/g (média de 6,26 mg/g), e neste exemplo a rocha assume classificações de potencial pobre a excelente.



**Figura 3.1** - Diagrama COT versus S2. É representada a riqueza orgânica e o potencial de geração de hidrocarbonetos (Extraído de Garry *et al.* 2016).

Já o Índice de Hidrogênio (IH) representa a quantidade de compostos orgânicos pirolizáveis ou hidrocarbonetos (HC) de S<sub>2</sub> em relação ao COT em uma amostra de rocha (mgHC/C rocha) (Peters 1986). O IH pode ser relacionado ao COT para estimar o tipo de querogênio e o potencial da rocha geradora, como demonstrado por Garry *et al.* (2016) na Figura 3.2.

De acordo com Selley (1998), o querogênio representa o tipo de matéria orgânica em uma rocha e tem influência na natureza dos hidrocarbonetos gerados. De acordo com o autor, há quatro tipos de querogênios para rochas sedimentares. O tipo I, originado geralmente a partir de ambientes anóxicos lacustres e marinhos, exibindo potencial para a geração de petróleo. O tipo II, também propenso a produção de petróleo, mas também gera gás, inclusive em maior proporção que o querogênio do tipo III e, diante disso, surge uma classificação intermediária entre esses dois tipos (Tipo II/III). Ele é formado a partir de sedimentos marinhos ricos em matéria orgânica, como materiais algálicos e derivados de fito e zooplânctons. O tipo III, é derivado de material vegetal lenhoso e tem propensão a produzir mais gás do que óleo. Tipo IV é proveniente de matéria orgânica muito alterada e com pouca capacidade de geração de hidrocarbonetos.



**Figura 3.2** - Diagrama relacionando IH e COT. Ele indica o potencial da rocha geradora em relação ao conteúdo de COT e o tipo de querogênio (Extraído de Garry *et al.* 2016).

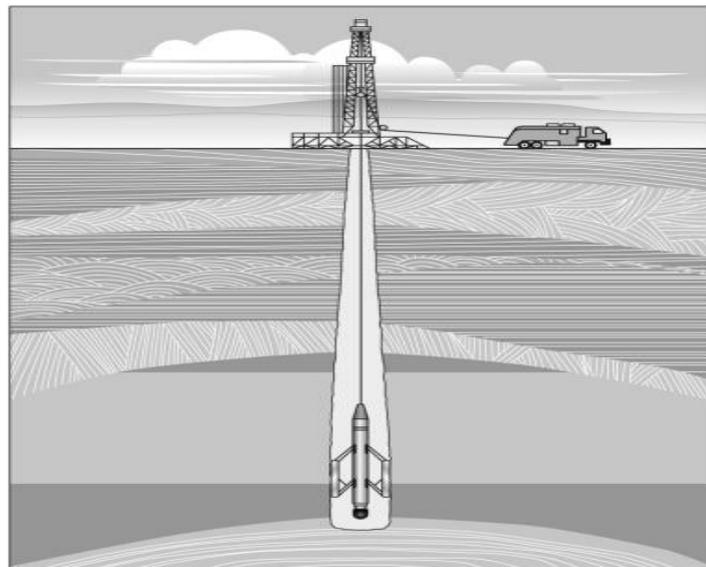
Esses parâmetros descritos são tradicionalmente obtidos por análises laboratoriais, mas algumas equações matemáticas foram desenvolvidas para estimá-los indiretamente. LeCompte (2012) apresenta as Equações 1.3 e 1.4, que possibilitam estimar valores de IH de gás e óleo a partir de valores de LOM. Espitalié *et al.* (1977) apresentam uma relação matemática linear entre IH, S<sub>2</sub> e COT (Equação (1.5)). A partir dela pode-se isolar o S<sub>2</sub> e obtê-lo indiretamente se houver dados de IH e COT (Equação (1.6)). Essas equações foram utilizadas nesse trabalho para estimar os valores de S<sub>2</sub> e IH indiretamente e relacioná-los com os valores de COT para avaliar o potencial das rochas geradoras da área estudada.

## CAPÍTULO 4

### PERFILAGEM GEOFÍSICA

A perfilagem geofísica teve suas atividades iniciais em 1927 por Conrad Schlumberger e Henri Doll, em um poço no campo petrolífero de Alsace, na França (Rider 2002). Desde então, essa ferramenta vem ganhando popularidade e atualmente é amplamente usada para caracterizar litologias em profundidade, sobretudo na indústria petrolífera, na qual tem grande importância por ser utilizada na caracterização geológica de reservatórios de óleo e gás (Ellis & Singer 2008).

De acordo com Ellis & Singer (2008), a perfilagem envolve uma série de elementos esquematicamente ilustrada na Figura 4.1. Ela é iniciada após a perfuração, quando é descida uma sonda capaz de medir certas propriedades físicas das rochas na parede do poço, a qual é sustentada por um cabo ligado a um guincho e conectado a um caminhão de instrumentação em superfície, conhecido como laboratório móvel. Este fornece energia para que a instrumentação funcione e é equipado com computadores para armazenar e processar os dados.



**Figura 4.1** – Ilustração de uma perfilagem geofísica e seus elementos constituintes: sonda, cabo de aço, guincho e laboratório móvel (Extraído de Ellis & Singer 2008).

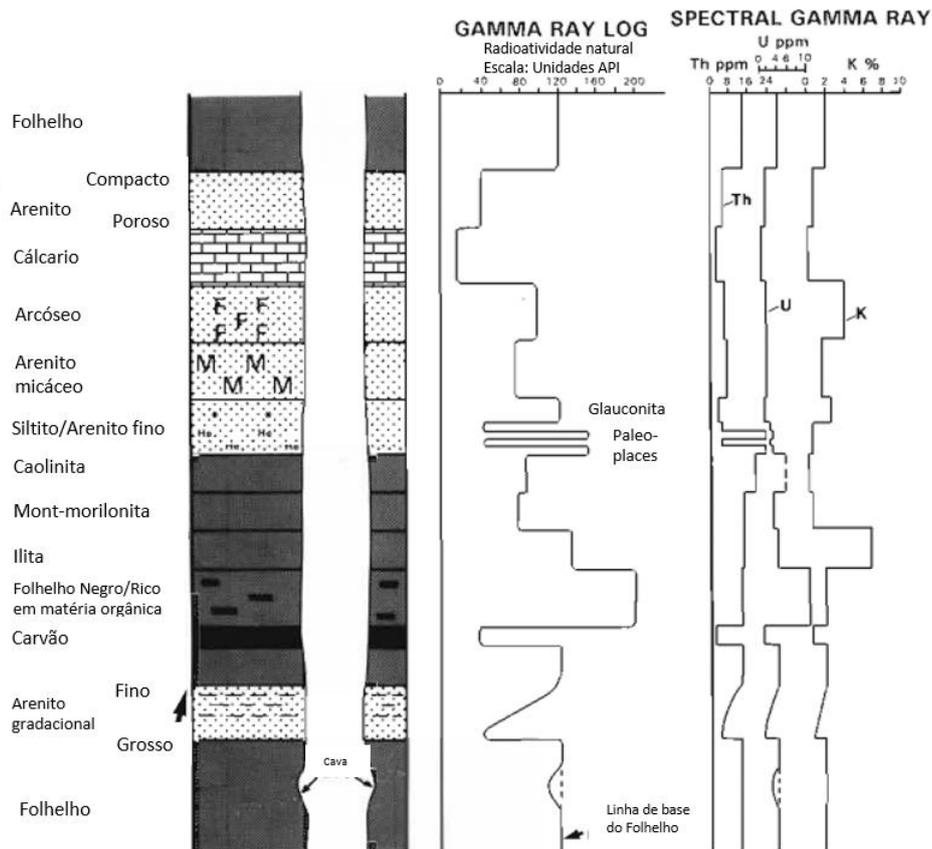
A perfilagem é um método preciso, entretanto, pode ser um método ambíguo e por isso é necessário a combinação de diferentes instrumentos para reduzir as inseguranças nas interpretações geológicas (Rider 2002). Para fins de realização deste trabalho, foram utilizadas três espécies de perfis geofísicos, quais sejam: gamma ray, sônico e resistividade.

#### 4.1 Perfil Gamma Ray

Os perfis gamma ray (GR) medem a radiação natural de potássio 40 e dos elementos radioativos originados da série do urânio 238 e do tório 232 na rocha (Rider 2002). É um método geofísico muito

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo. utilizado em perfilagem para correlacionar estratos, identificar litologias e estimar o volume de folhelhos em uma formação geológica (Ellis & Singer 2008).

Segundo Rider (2002), há duas maneiras de apresentar a radiação medida nas litologias. Um deles é o perfil gamma ray simples, o qual exibe os valores obtidos para os três elementos combinados e é medido em unidades API. Já o spectral gamma ray ilustra a contribuição radioativa de cada um desses elementos e, neste caso, o Th e o U são medidos em ppm e o K em porcentagem. A Figura 4.2 ilustra respostas típicas desses perfis em uma perfilagem de poço.



**Figura 4.2** – Perfis gamma ray e spectral gamma ray e suas repostas típicas para algumas litologias tradicionais em bacias sedimentares (Modificado de Rider 2002).

Sedimentos argilosos possuem uma grande concentração de elementos radioativos em relação aos demais, tal característica torna os folhelhos facilmente identificáveis em perfis GR, como observado na Figura 3.2. Isso acontece porque as argilas possuem capacidade de reter cátions radioativos, como o potássio e o tório, por adsorção, devido a sua capacidade de mudança catiônica (Costa *et al.* 1999).

De acordo com Becegado & Ferreira (2005), em folhelhos ricos em matéria orgânica há um incremento de radioatividade em decorrência de uma maior concentração de isótopos de urânio. Isso acontece devido à característica desse elemento em possuir alta solubilidade, o que permite que seja facilmente transportado das argilas e fixado na matéria orgânica. Esse aumento de radioatividade é

observado nos perfis GR (Figura 13) e facilita a distinção de folhelhos geradores de hidrocarbonetos dos demais.

Como dito anteriormente, os dados de GR podem ser utilizados para estimar o volume de folhelho em uma formação geológica. De acordo com Rider (2002) e Ellis & Singer (2008), essa técnica pode ser utilizada em decorrência da propriedade desse perfil de se manter constante em folhelhos puros. Para o cálculo são considerados os valores máximos ( $GR_{max}$ ) e mínimos ( $Gr_{min}$ ) de gamma ray no perfil. O máximo é considerado como folhelho puro, ou seja, 100% dessa litologia. Já o valor mínimo é tido como a não ocorrência dessa rocha, de outra maneira, 0% de folhelho. A partir disso, é realizada uma escala de 0 a 100% e qualquer leitura do perfil ( $GR_{valor}$ ) pode indicar a porcentagem do volume de folhelho ( $V_{sh}$ ) no local, por vezes também denominado como volume de argila ( $V_{cl}$ ), a partir da relação linear exemplificada na Equação (4.1).

$$V_{cl} \% = \frac{GR_{valor} - Gr_{min}}{GR_{max} - Gr_{min}} \quad \text{Equação (4.1)}$$

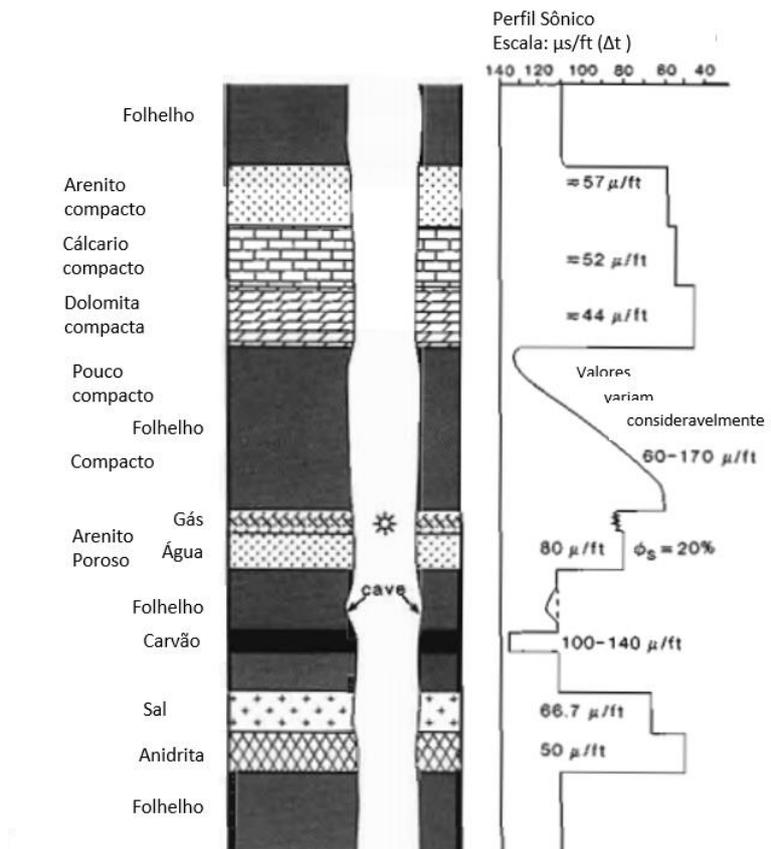
## 4.2 Perfil Sônico

O perfil sônico mede propriedades acústicas das rochas, ou seja, a capacidade de uma rocha transmitir ondas sonoras (Rider 2002). Mais precisamente, registra o tempo decorrido entre a emissão de um pulso compressional nas paredes do poço até sua chegada a dois receptores distintos, e a diferença entre o tempo de chegada em cada um deles é chamado de tempo de trânsito, ou delay time (DT), e é medido em  $\mu s/ft$  (Chagas *et al.* 2010).

Segundo Fertl & Chilingar (1988), a velocidade de propagação dessas ondas é função da litologia, da composição da matriz, do fluido do sistema (óleo, gás, água, etc), da porosidade e geometria dos poros, e da pressão a qual a rocha está submetida. Ainda segundo os autores, de maneira geral, a velocidade de propagação é maior em sólidos do que em fluidos e gases, logo, naqueles terá um menor tempo de trânsito ( $\Delta t$ ). Essa característica é observada na Figura 4.3, na qual apresenta um  $\Delta t$  menor para o arenito compacto, se comparado com o arenito com água preenchendo os poros, que por sua vez é menor que o mesmo preenchido por gás.

Essa ferramenta também guarda uma importante relação com a porosidade, pois quanto maior o volume de espaços vazios, mais lentamente as ondas se propagarão, apresentando nesse caso um maior tempo de trânsito (Wyllie *et al.* 1956). Na Figura 3.3 essa característica é observada no folhelho que apresenta variações em seus níveis de compactação, na qual o tempo de trânsito aumenta à medida que se aproxima da porção superior pouco compacta e conseqüentemente mais porosa.

Há também uma aplicação importante relacionada à identificação de rochas, a exemplo das ricas em matéria orgânica, potenciais geradoras de um sistema petrolífero. Isso ocorre, uma vez que essas rochas, tais como folhelhos com COT elevado, apresentam uma densidade menor do que as demais, o que resulta em maiores tempos de trânsito de onda (Fertl & Chilingar 1988). Essa propriedade é ilustrada na Figura 3.3, em que os folhelhos possuem um maior tempo de trânsito em relação a maioria das demais rochas.



**Figura 4.3** - Respostas típicas de um perfil sônico, ilustrando suas variações de acordo com as características geológicas, tais como a porosidade e o tipo litológico (Extraído de Rider 2002).

### 4.3 Resistividade Profunda

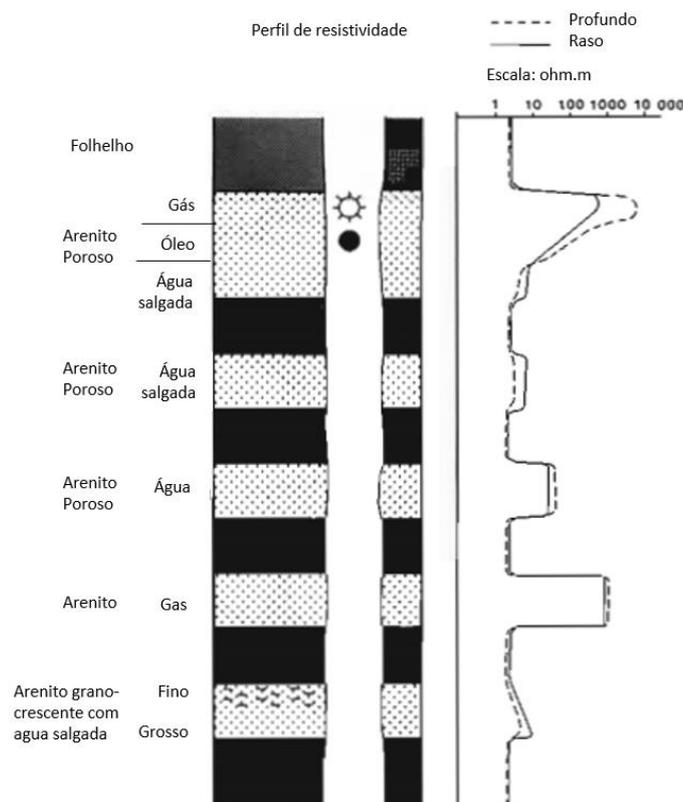
O perfil de resistividade profunda mede a capacidade das litologias de resistirem a uma corrente elétrica radial na região não perturbada pela perfuração, com unidade de medida em ohm.m (Ellis & Singer 2008). Segundo Rocha & Azevedo (2009), a resistividade é função da porosidade, do tipo de fluido e do conteúdo de sal nele dissolvido. Portanto, a partir dessa ferramenta é possível identificar o tipo de fluido, pois cada um possui seu padrão de resistividade próprio, como ilustrado na Figura 4.4.



**Figura 4.4** - Faixa de medidas de resistividade ( $\Omega.m$ ) da água doce, água salgada e óleo - fluidos mais comuns presentes nas rochas. (Extraído de Ribeiro *et al.* 2013).

Rochas com hidrocarbonetos, por exemplo, apresentam alta resistividade em relação às demais, e tal característica pode ser utilizada para identificar ocorrências de óleo e gás nos poros (Fertl & Chilingar 1988). A água, por sua vez, possui baixa resistividade relativa e pode ser ainda mais baixa com a presença de sal (Rider 2002). Outra característica relevante, é a de que rochas pouco porosas apresentam baixas resistividades relativas. Essas características podem ser observadas no perfil de resistividade apresentado na Figura 4.5.

Além disso, de acordo com Fertl & Chilingar (1988), essa ferramenta também auxilia a identificar a litologia em correlações estratigráficas, assim como a maturidade e o conteúdo de COT. Neste último caso, é necessária a utilização em conjunto com outros perfis geofísicos, como o sônico, por exemplo.



**Figura 4.5** - Respostas típicas em um perfil de resistividade e suas variações de acordo com as características da rocha, tais como o tipo litológico e o fluido presente (Extraído de Rider 2002).

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo.

## CAPÍTULO 5

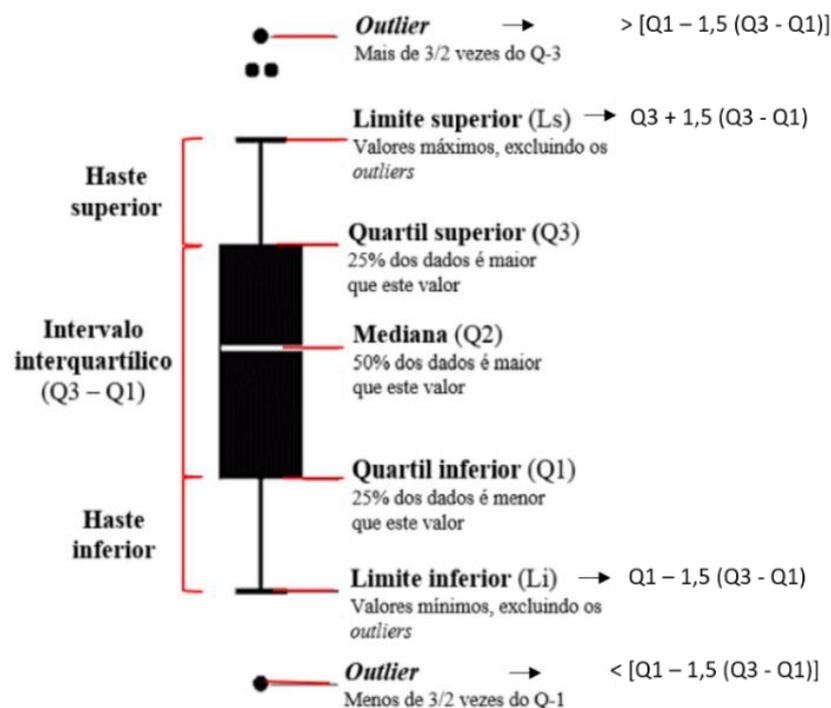
### APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS DADOS

Esse capítulo tem como objetivo descrever sucintamente acerca dos métodos utilizados na análise descritiva dos dados, tais como os métodos estatísticos aplicados e o método de interpolação utilizado para estimar a distribuição de COT na área de estudo.

#### 5.1 DIAGRAMA BOXPLOT

As ferramentas estatísticas são importantíssimas para fundamentar os resultados de uma pesquisa científica e um de seus métodos são as análises descritivas. Elas são utilizadas para organizar os dados e auxiliar nas interpretações pois têm o objetivo de apontar o comportamento geral dos dados, assim como suas anomalias (Reis & Reis 2002).

De acordo com Neto *et al.* (2017), os dados descritivos podem ser sumarizados em tabelas e gráficos. Estes permitem a análise descritiva e a interpretação da tendência geral dos dados, enquanto aqueles estabelecem relações entre as múltiplas variáveis. Uma ferramenta muito utilizada na representação gráfica em trabalhos científicos é o *boxplot* (Figura 5.1).



**Figura 5.1** – *Boxplot* e seus elementos principais (Modificado de Neto *et al.* 2017).

Neto *et al.* 2017 realizaram uma revisão a respeito do *boxplot* e o definiram como um recurso visual sintético em formato de caixa e haste que exhibe os dados em mediana, quartis e valores pontuais

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo. de máximos e de mínimos, exibindo-se assim, os valores de tendência central, dispersão e simetria dos dados agrupados. O *boxplot* e seus principais elementos são apresentados na Figura 5.1.

Como é apresentado pelo autor, o diagrama pode ser apresentado na orientação horizontal ou vertical. Quando na posição vertical, o eixo vertical representa os valores numéricos e o eixo horizontal os fatores de interesse. O primeiro quartil (Q1) é representado pela linha inferior da caixa e marca o valor em que 25% dos dados da amostra são menores ou iguais a ele, é também conhecido como 25° percentil. A linha dentro da caixa representa o segundo quartil (Q2), ou 50° percentil, é a medida de tendência central dos dados e representa o valor da mediana, ele separa os dados em uma metade acima e outra abaixo desse valor. O terceiro quartil (Q3) ou 75° percentil é o valor em que 75% dos dados são menores ou iguais a ele e é representado pelo limite superior da caixa.

O intervalo interquartil é a diferença entre Q3 e Q1, representando o intervalo dos 50% dos dados que estão em torno da mediana, e no gráfico é representado pela dimensão da caixa. Além desses dados, o *boxplot* também exibe o limite inferior e o superior dos dados, representados pelas pontas das hastes inferior e superior, respectivamente. É dado pelo valor menor que Q1 ou maior que Q3 até 1,5 vezes o intervalo interquartil, com exceção dos *outliers*. Estes, por sua vez, são os valores que estão acima e abaixo de 1,5 vezes o intervalo interquartil e são classificados como valores atípicos do conjunto de dados.

## 5.2 INTERPOLAÇÃO ESPACIAL

De acordo com Sutton *et al.* (2009), a interpolação espacial é uma técnica utilizada para se estimar valores desconhecidos a partir de valores conhecidos de um determinado parâmetro distribuído espacialmente. Por exemplo, é possível elaborar um mapa de distribuição de temperatura em determinada região a partir de dados de algumas localidades, formando uma superfície interpolada, também conhecida como superfície estatística.

Segundo o autor, em ambiente SIG (Sistema de informações geográficas), a interpolação espacial normalmente é construída a partir de dados vetoriais, gerando como resultado superfícies *raster* com células calculadas a partir de programas de interpolação. Diante disso, existem uma série de métodos de interpolação espacial disponíveis e um dos mais utilizados é o IDW (*Inverse Distance Weighted*), método escolhido para a realização da interpolação espacial neste trabalho.

De acordo com Sutton *et al.* (2009), no método IDW, os dados desconhecidos são estimados a partir de um sistema de ponderação, no qual os valores mais próximos do ponto calculado têm maior peso que os valores mais distantes. A ponderação é realizada por meio de um coeficiente que controla o

peso relativo de cada ponto, fazendo com que a influência de um valor diminua à medida que é maior a sua distância em relação a um ponto desconhecido.

Esse método é classificado como do tipo global, com uma velocidade rápida de processamento, que não estima valores menores ou maiores que os quantitativos mínimos e máximos do conjunto populacional informado e tem resultados tidos como razoavelmente fiéis aos dados amostrados (Landim 2000). O método também possui algumas desvantagens, tais como a diminuição da qualidade de interpolação quando a distribuição dos pontos amostrais é muito irregular, além disso, o fato de não interpolar valores abaixo ou acima do conjunto amostral faz com que gere picos de valores em torno dos pontos amostrais (Sutton *et al.* 2009).

Este trabalho utilizou o método de interpolação IDW para se estimar a distribuição de COT no campo de produção Cexis. Uma das características desse método que favoreceu a sua utilização foi o seu sistema de ponderação durante o cálculo de interpolação. Outra característica importante é o fato de ser um método bem conhecido na comunidade científica, ter rápida velocidade de processamento e sua utilização ser possível através do software livre QGIS.

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo.

## CAPÍTULO 6

### RESULTADOS

---

#### 6.1 APLICAÇÃO DA TÉCNICA DE PASSEY

A seguir são descritos os resultados obtidos pela aplicação da técnica de Passey nas zonas de interesse. Essas são definidas como as regiões do poço que apresentam maiores concentrações de COT dentro dos limites de ocorrência da Formação Candeias, unidade geradora da Bacia do Recôncavo.

Primeiramente serão descritas informações gerais dos poços que possuem dados de COT provenientes de análises geoquímicas, aqui denominados como poços do tipo A e, em seguida, os demais, denominados como poços do tipo B.

##### 6.1.1 3-CX-25-BA

Inicialmente foi definida a região de interesse a partir da identificação das regiões em que ocorre exposição da Formação Candeias. No caso do poço 3-CX-25-BA, o membro Gomo, uma de suas unidades, aparece no perfil composto a partir da profundidade 1990 metros (m), e a zona de estudo foi definida entre 2000 e 2130 m. Em seguida, foi determinada a linha de base, porção em que os perfis de resistividade e sônico se sobrepõem e que serve de parâmetro para o cálculo de  $\Delta\log R$ .

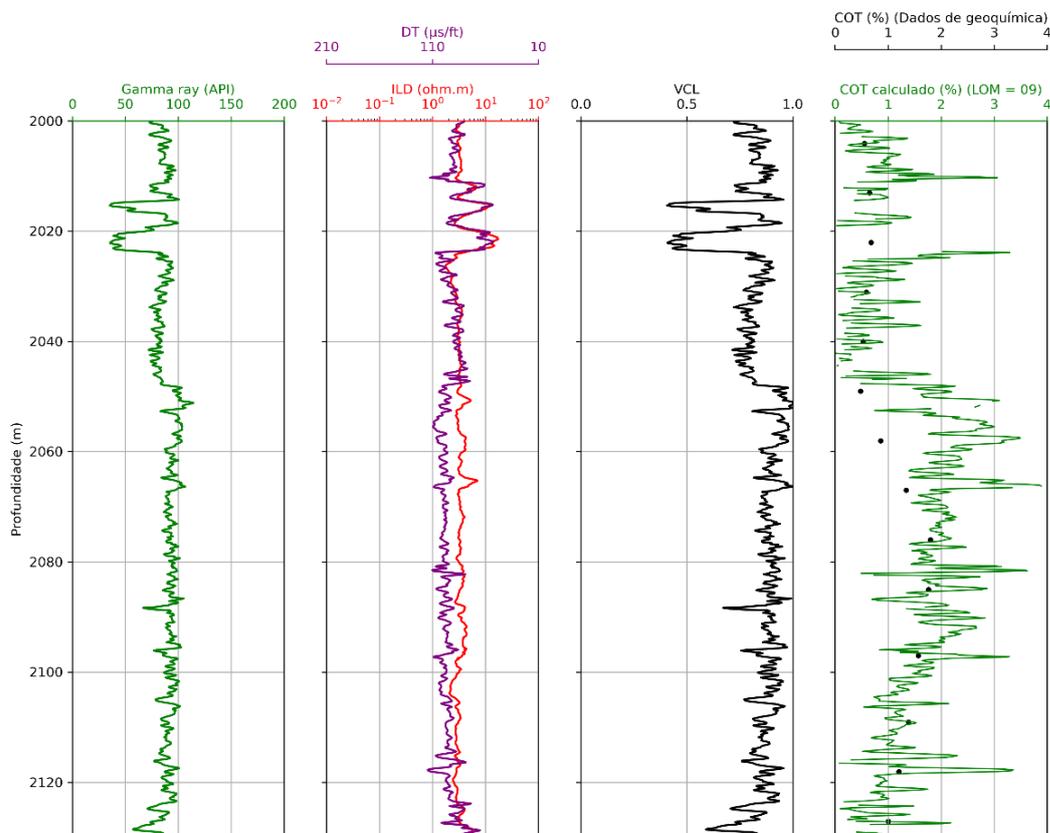
Nesse poço, ela foi definida entre as profundidades 2000 e 2050 m e é descrita como ocorrência de folhelho no perfil composto, o que é corroborado com o perfil VCL, o qual apresenta valores em torno de 80% nessa porção e sugere a ocorrência de uma rocha argilosa. Além disso, dentro desses limites ocorrem as menores concentrações de COT da Formação Candeias no poço e está adjacente à região de maiores concentrações, de acordo com os dados de geoquímica. A linha de base apresenta resistividade profunda (ILD) igual a 3 ohm.m e sônico (DT) igual a 85  $\mu\text{s/ft}$ .

A partir dessa profundidade é observado um afastamento entre as curvas, região em que foram calculados os valores de  $\Delta\log R$  pela Equação (1.1). Nela, também é observado um incremento nos valores de gamma ray (GR) e valores de VCL, indicando o aparecimento de uma rocha com um volume ainda maior em argilominerais.

A partir desses dados, foi calculado os valores de COT pela Equação (1.2), na qual se utilizou LOM igual a 9, valor que apresentou resultados de COT calculados com boas correspondências aos valores apresentados nos dados geoquímicos disponibilizados pela ANP. As maiores porcentagens obtidas estão em torno de 2% e 3%. Os dados aqui descritos estão apresentados na Figura 6.1.

É observado que há alguns picos pontuais nas curvas de COT que não correspondem ao comportamento geral dos dados de geoquímica. A maioria deles ocorre quando há um deslocamento de DT não correspondido por ILD. De acordo com Passey *et al.* (1990), essas situações são comuns em

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo. locais de ocorrência de rochas reservatório em folhelhos, essa rocha é aqui constatada pelos altos valores de GR. Portanto, esses dados estão relacionados a níveis de hidrocarbonetos no intervalo analisado.

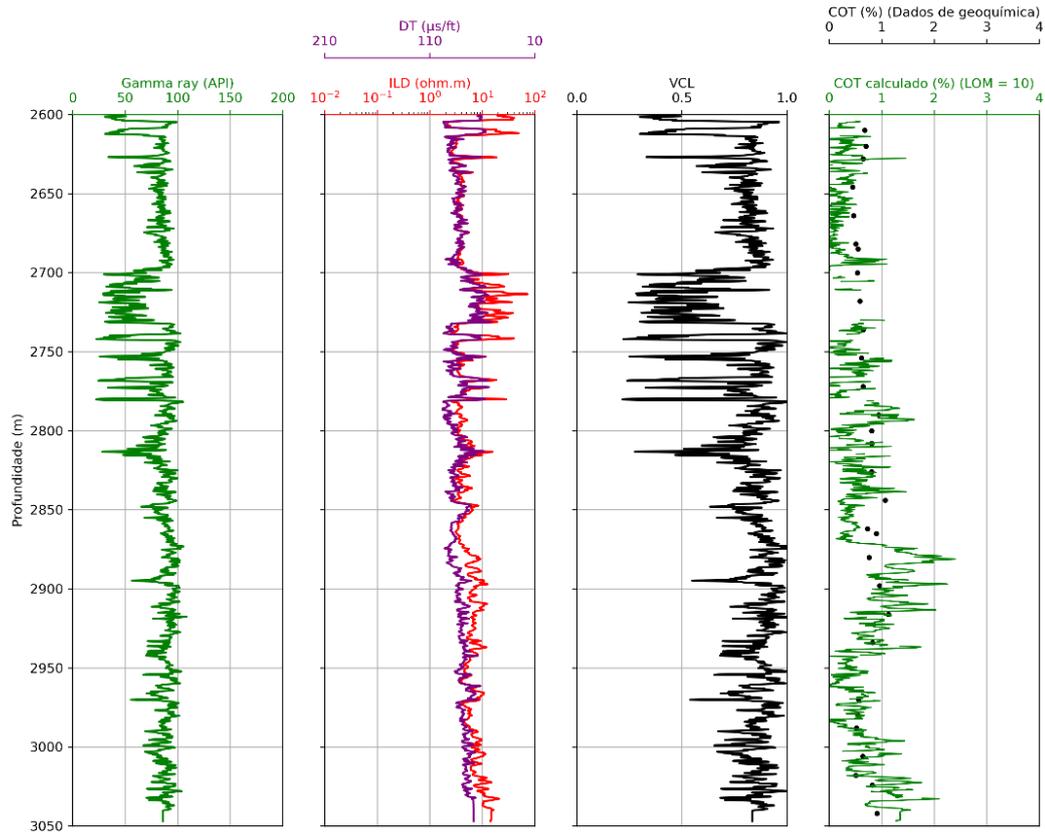


**Figura 6.1** - Dados de perfilagem geofísica (GR, ILD e DT), VCL e de COT do poço 3-CX-25-BA.

### 6.1.2 4-CX-13-BA

Analisando-se o perfil composto e os dados geoquímicos de COT, a zona de estudo foi determinada entre 2600 e 3050 m. A linha de base desse poço foi definida entre as profundidades 2630 e 2690 m e é descrita como folhelho. Essa informação é mais uma vez corroborada pelos altos valores de GR e dados de VCL acima de 90%, o que sugere uma rocha de composição argilosa. O valor de ILD obtido é igual a 4 ohm.m e DT igual a 65  $\mu\text{s}/\text{ft}$  para a linha de base.

A partir e antes dessa zona há variações nos padrões dos perfis geofísicos com um ligeiro afastamento entre ILD e DT, proporcionando a formação de dados de  $\Delta\log R$ , o que indica a presença de matéria orgânica, porém em pouca quantidade em boa parte da região analisada. O LOM definido para o cálculo de COT foi igual a 10 e gerou uma curva com correspondências satisfatórias aos valores provenientes de dados geoquímicos em geral. A exceção está entre 2050 e 2070 m em que, apesar de corresponder ao comportamento geral de COT, os valores absolutos são superestimados. A Figura 6.2 apresenta as curvas relativas ao poço 4-CX-13-BA.

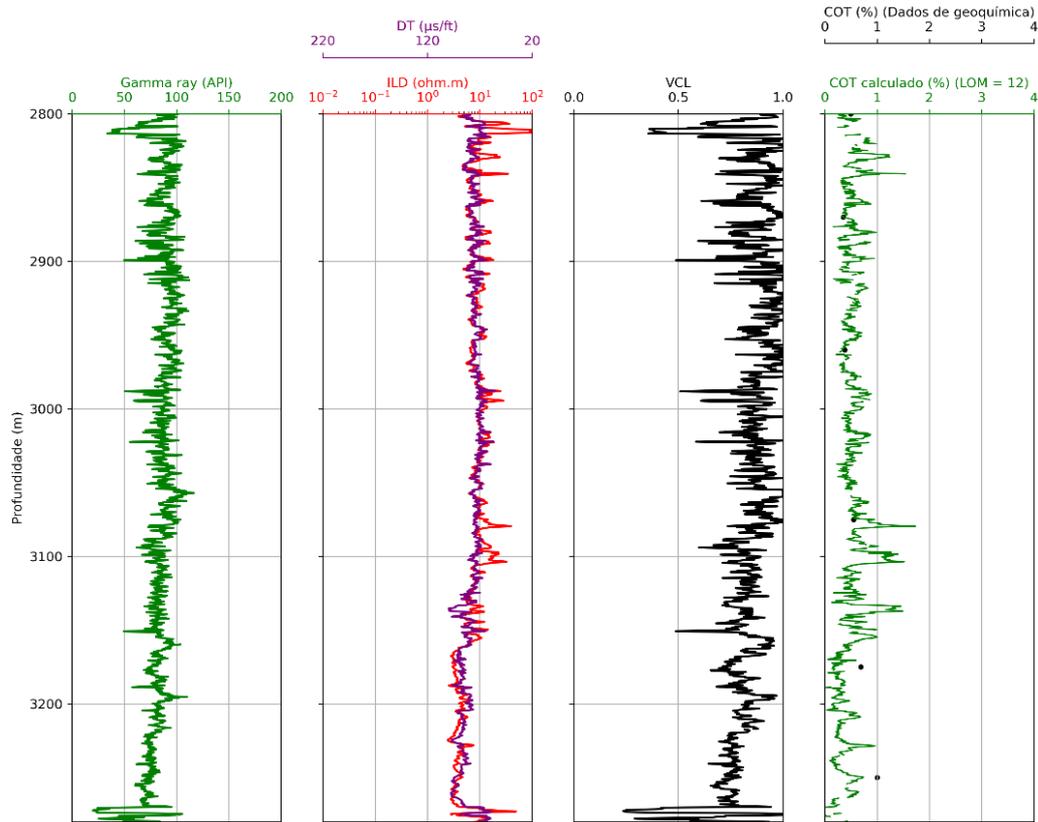


**Figura 6.2** - Dados de perfilagem geofísica (GR, ILD e DT), VCL e de COT do poço 4-CX-13-BA.

### 6.1.3 3-CX-12-BA

Para o poço 3-CX-12-BA, a zona de interesse foi escolhida entre 2800 e 3280 m. A linha de base foi definida entre as profundidades 2821 e 2841 m e é descrita como ocorrência de folhelho no perfil composto, o que é corroborado aos valores de VCL em torno de 70 e 100%. De acordo com os dados de geoquímica, essa região apresenta relativamente baixas concentrações de COT e é adjacente à de maiores concentrações para o poço. A linha de base definida apresenta valor de ILD igual a 7 ohm.m e DT igual a 65  $\mu\text{s}/\text{ft}$ .

Há uma sobreposição entre esses perfis em grande parte da porção analisada do poço, gerando baixos valores de  $\Delta\log R$ , o que indica pouco volume de rocha geradora. O valor de LOM determinado para o cálculo de COT foi igual a 12 e se obteve uma curva com relativamente poucas oscilações e boas correlações aos valores de geoquímica. Os valores estão em torno de 0,5% com algumas estimativas pontuais chegando a pouco mais que 1,5% entre as profundidades 3070 e 3170 m, por exemplo. A Figura 6.3 apresenta os dados obtidos para esse poço.



**Figura 6.3** - Dados de perfilagem geofísica (GR, ILD e DT), VCL e de COT do poço 3-CX-12-BA.

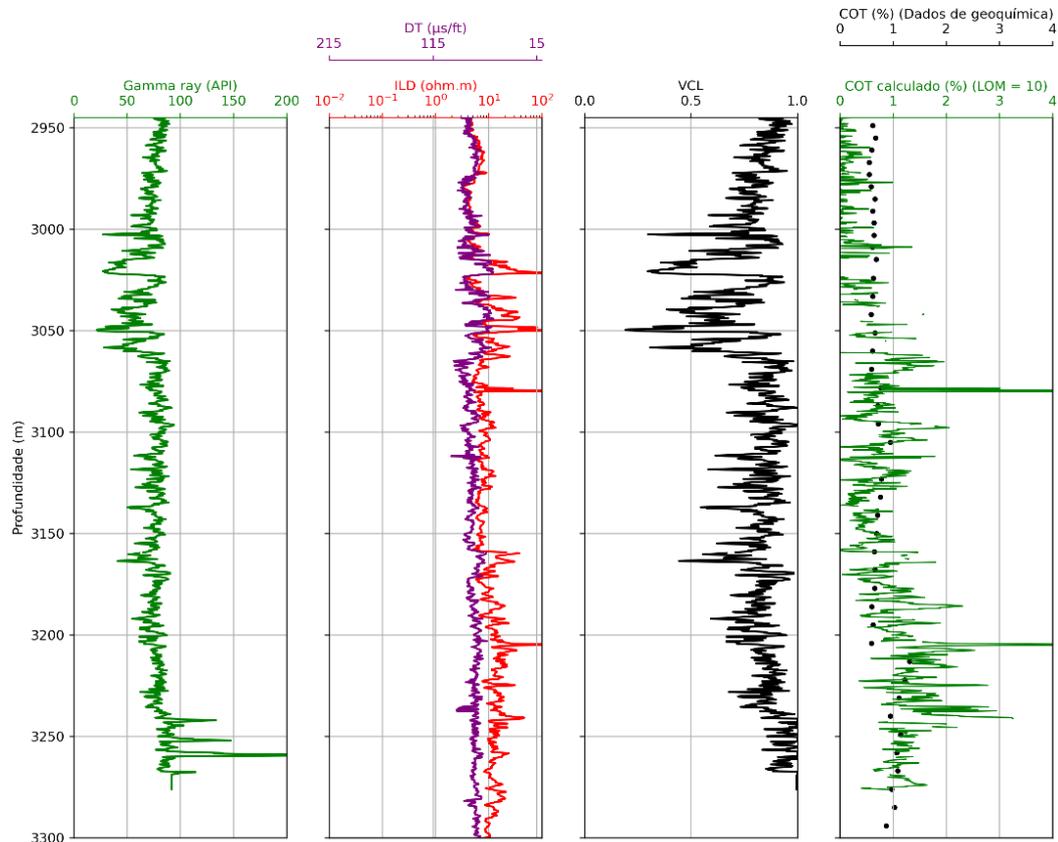
#### 6.1.4 3-CX-26-BA

De acordo com os dados geoquímicos de COT e do perfil composto, foi escolhida a zona de interesse entre 2945 e 3300 m para o poço 3-CX-26-BA. A linha de base foi definida entre as profundidades 2945 e 2975 e é descrita no perfil composto como constituída por ocorrência de folhelho. Essa informação é corroborada com um incremento nos valores de Gamma Ray e VCL para essa porção. O valor de ILD encontrado foi de 5 ohm.m e o de DT de 80 65 μs/ft. Os perfis do poço são ilustrados na Figura 6.4.

A partir dessa região há uma progressiva separação entre as curvas de ILD e DT e consequente formação de dados de  $\Delta \log R$ . O LOM definido foi igual a 10 e apresentou curva de COT com correspondências satisfatórias aos dados provenientes de análises geoquímicas em boa parte da área estudada.

Entretanto, algumas estimações pontuais fugiram desse padrão, como observado nas profundidades 3075 e 3200 metros. Nessas localidades os valores calculados superam em muito o valor apresentado pelo método direto e estão relacionados a picos nos valores ILD que não apresentam correspondência aos valores de DT. Situações com tais características são atribuídas à intervalos curtos

de rocha com baixa porosidade, onde não há fluídos eletricamente condutivos e não estão relacionados ao conteúdo de COT, como é exposto por Passey *et al.* (1990).



**Figura 6.4** - Dados de perfilagem geofísica (GR, ILD e DT), VCL e de COT do poço 3-CX-26-BA.

A Tabela 6.1 apresenta uma síntese dos dados definidos para linha de base dos poços do tipo A.

**Tabela 6.1** - Dados relativos à linha de base definida para os poços do tipo A.

Poço	ILD (ohm.m)	DT ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ )	Profundidade (m)	LOM
3-CX-25-BA	03	85	2000-2050	09
4-CX-13-BA	04	65	2630-2690	10
3-CX-12-BA	07	65	2821-2841	12
3-CX-26-BA	05	80	2945-2975	10

De acordo com os dados anteriormente apresentados, foram obtidos 2 valores de LOM igual a 10, um igual a 9 e outro igual a 12, e sugerem uma maturidade muito alta para os poços (Passey *et al.* 1990). A média desses valores é igual a 10,25, moda igual a 10 e mediana também igual a 10. O LOM deve ser representado por um número inteiro, portanto, foi escolhido o valor 10 para estimar a concentração de COT indiretamente a partir da aplicação da Equação (1.2) nos poços 3-CX-34-BA e 3-CX-09-BA.

### 6.1.5 3-CX-34-BA

O perfil composto desse poço não apresenta a nomenclatura das unidades referentes às litologias descritas. Para a definição da linha de base e zona de interesse, foi identificada uma área descrita como folhelho na qual os perfis ILD e DT se sobrepõem e que está adjacente a uma zona de formação de  $\Delta$ logR de mesma litologia. A descrição litológica é corroborada aos valores relativamente altos de GR e de VCL e a região foi determinada entre as profundidades 2370 e 3100 m. A Figura 6.5 ilustra os dados de perfilagem geofísica do poço.

A linha de base foi definida entre 2370 e 2420 metros. O valor de ILD obtido foi de 5 ohm.m e DT igual a 80  $\mu$ s/ft. Há alguns picos pontuais de valores de COT entre 2900 e 3050 m. Em geral, tais dados ocorrem devido a um aumento de resistividade não correspondido por um aumento de DT. Tal característica é atribuída a pequenas ocorrências de rochas de baixíssima porosidade (Passey *et al.* 1990).

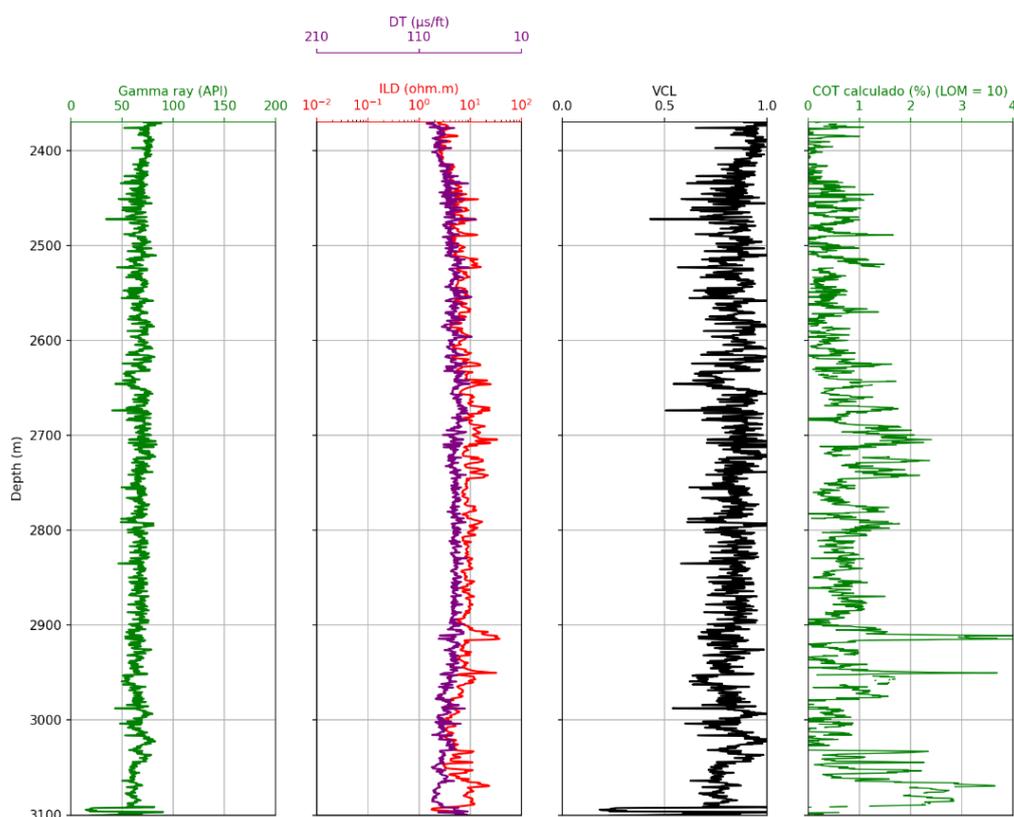
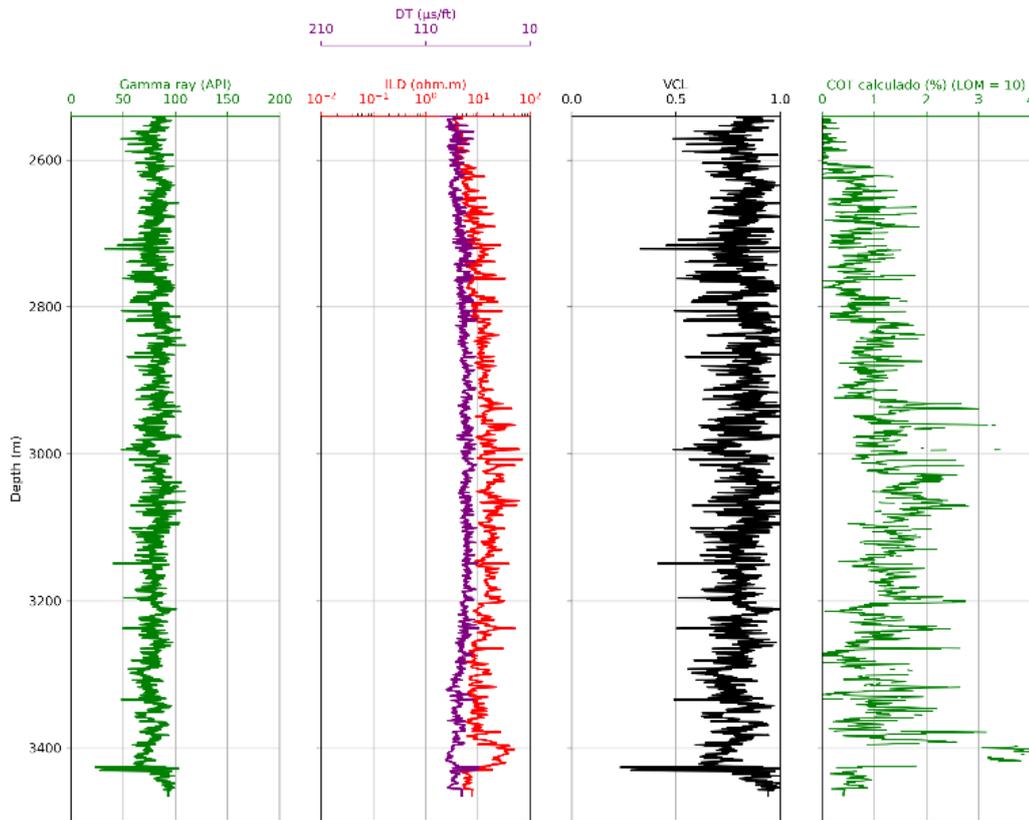


Figura 6.5 - Dados de perfilagem geofísica (GR, ILD e DT), VCL e de COT do poço 3-CX-34-BA.

### 6.1.6 3-CX-09-BA

A partir do perfil composto e de dados de COT geoquímicos, foi escolhida a zona de interesse entre 2540 e 3500 m para o poço 3-CX-09-BA. A linha de base foi definida entre as profundidades 2540 e 2600 m, zona descrita como folhelho, e apresenta valores de VCL em torno de 80%. Foi obtido valor de ILD igual a 3 ohm.m e DT igual a 90  $\mu$ s/ft. A Figura 6.6 ilustra os dados de perfilagem do poço.

A partir dessa zona há uma progressiva formação de dados de  $\Delta\log R$ , e os perfis geofísicos apresentam um comportamento típico de ocorrência de rocha geradora. Nesse poço também há a presença de alguns picos pontuais de COT também ocasionados por um aumento dos valores de ILD e não há alteração significativa de DT, o que pode representar a presença de níveis de rocha de baixíssima porosidade (Passey *et al.* 1990).



**Figura 6.6** - Dados de perfilagem geofísica (Gamma ray, ILD e DT), VCL e de COT do poço 3-CX-09-BA.

A Tabela 6.2 apresenta uma síntese dos dados referentes à linha de base dos poços do tipo B.

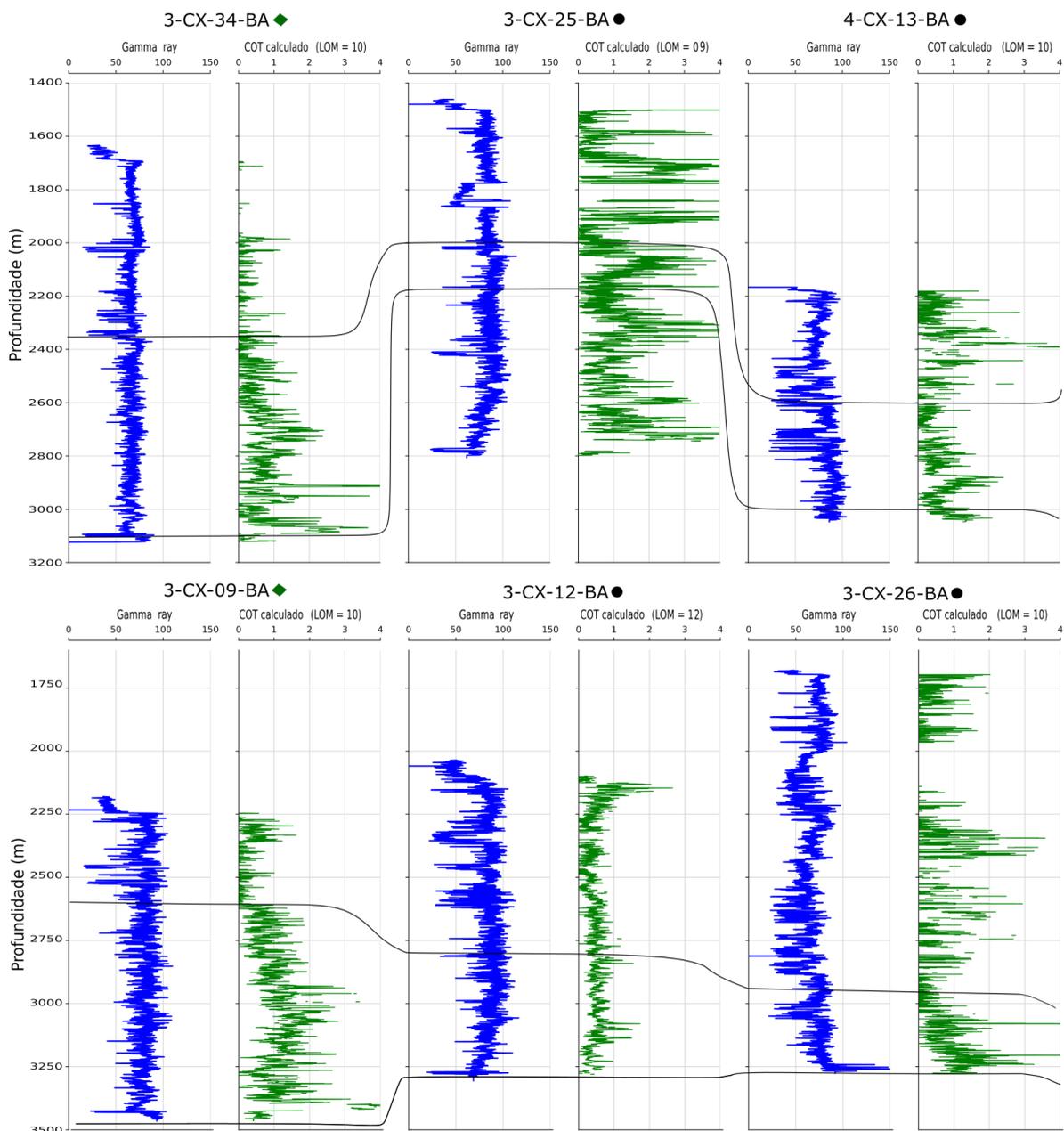
**Tabela 6.2** - Dados relativos à linha de base definida para os poços do tipo B.

Poço	ILD (ohm.m)	DT ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ )	Profundidade (m)	LOM
3-CX-34-BA	05	80	2370-2420	10
4-CX-09-BA	03	90	2540-2600	10

De maneira a realizar a associação espacial das regiões estudadas, realizou-se uma correlação entre as zonas de interesse de cada poço utilizando-se dos perfis de GR e COT calculado, como é apresentado na Figura 6.7. A ordem apresentada segue a disposição espacial N-S e reflete uma associação entre poços de menores distâncias. Nota-se que a ocorrência das zonas de interesse se dá com dimensões variáveis nas porções finais dos poços, a partir de 2000 metros, com uma maior coincidência

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo. entre 2600 e 3100 metros. A exceção é o 3CX25BA, que é abordado em uma zona relativamente pequena em uma porção relativamente mais central do poço entre 2000 e 2130 m.

A partir dessa figura se observa alguns valores de COT relativamente altos em regiões diversas das estudadas, entretanto elas não configuram zonas de interesse de estudo pois não estão presentes nos limites de ocorrência da rocha geradora e podem não configurar rochas ricas em matéria orgânica, o que foge do escopo de aplicação da técnica. De acordo com Passey *et al.* (1990) essas situações podem ocorrer em locais de más condições de poços, sedimentos não compactados, intervalos de baixa porosidade, ocorrências de rochas vulcânicas, evaporitos ou de rochas reservatório.



**Figura 6.7** – Perfis de GR e de COT calculado dos poços estudados com associação entre as zonas de interesse de aplicação da técnica de Passey.

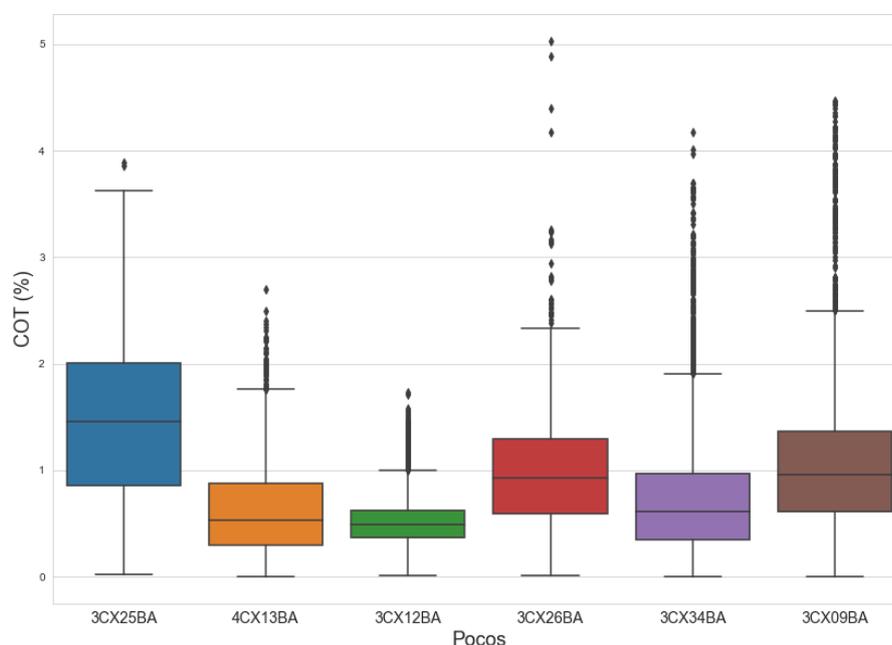
## 6.2 DESCRIÇÃO ESTATÍSTICA E ESPACIAL

Foi calculado para cada poço as distribuições estatísticas do 1º, 2º e 3º quartil, valores de mínimo, máximo e média para os dados de COT estimados. Uma síntese desses resultados é apresentada na Tabela 6.3. A Figura 6.8 apresenta um diagrama *boxplot* com as distribuições desses dados, assim como seus respectivos valores de *outliers*.

De acordo com os dados apresentados, é observado que os maiores valores de COT estão presentes no poço 3-CX-25-BA, seguido dos poços 3-CX-09-BA e 3-CX-26-BA. As menores concentrações de COT estão presentes no poço 3-CX-12-BA, resultados similares são observados nos poços 4-CX-13-BA e 3-CX-34-BA. A média geral para os poços é igual a 0,906% de COT.

**Tabela 6.3** – Média, mínimo, 1º, 2º e 3º quartil e valor de máximo de COT (%) para os poços na zona estudada.

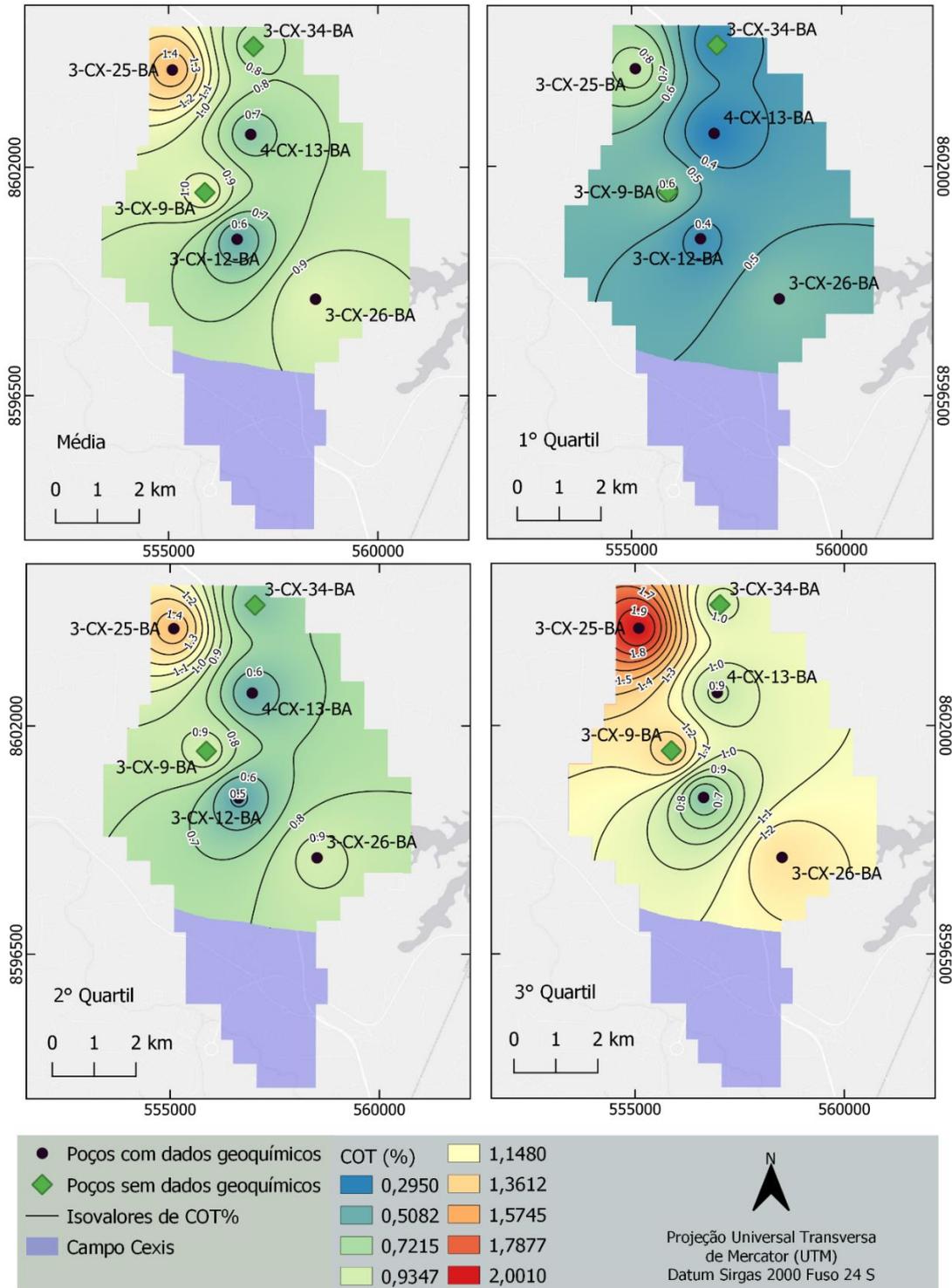
Poços	3CX25BA	4CX13BA	3CX12BA	3CX26BA	3CX34BA	3CX09BA
Média	1,462	0,635	0,517	1,001	0,764	1,057
Mínimo	0,019	0,001	0,014	0,009	0,003	0,001
1º Quartil	0,854	0,295	0,369	0,587	0,345	0,613
2º Quartil	1,460	0,527	0,485	0,93	0,609	0,956
3º Quartil	2,001	0,881	0,622	1,293	0,97	1,367
Máximo	3,889	2,696	2,636	5,029	4,174	4,467



**Figura 6.8** – Gráfico *Boxplot* dos dados de COT calculados pela técnica de Passey. São apresentados os valores de 1º, 2º e 3º quartis, mínimos e máximos e *outliers*.

De maneira a visualizar a disposição espacial de COT nas zonas estudadas da formação Candeias nos poços, foram elaborados mapas de interpolação (Figura 6.9) com os valores de média, 1º,

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo. 2º e 3º quartil apresentados na Tabela 6.3. Devido à falta de informações sobre a porção sul do campo, a interpolação se limitou a região central e norte. Os mapas foram produzidos pelo método de interpolação espacial IDW, com renderização do tipo banda simples-falsa-cor e isolinhas de espaçamento igual a 0,1% de COT.



**Figura 6.9** - Mapa de interpolação espacial de distribuição de COT. Foram utilizados como parâmetros os valores de média, 1º, 2º e 3º quartil.

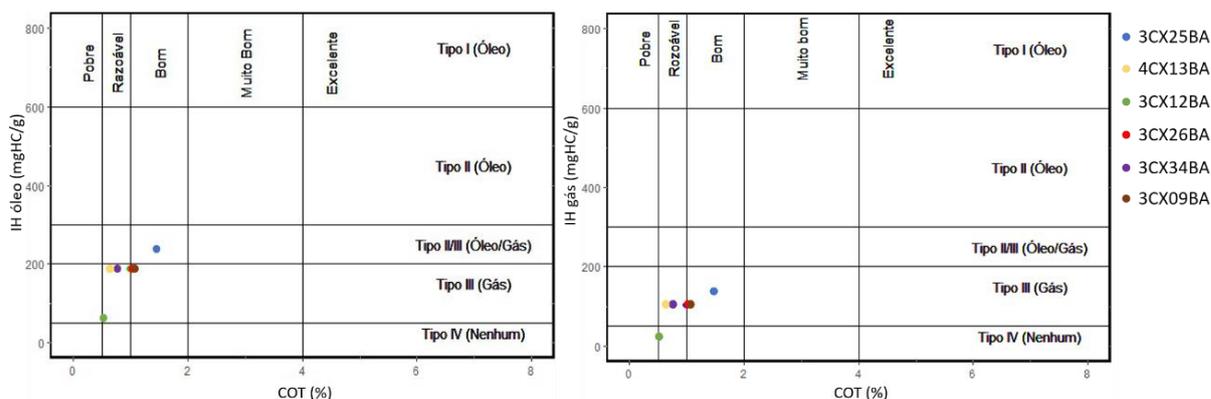
A Figura 6.9 ilustra um padrão significativo do elemento na área estudada. Os poços de menores concentrações de COT estão alinhados em uma faixa de direção NNE-SSW entre os poços de maiores concentrações, 3-CX-25-BA e 3-CX-09-BA a NW e 3-CX-26-BA a SE. A visualização dessa faixa é facilitada pelo comportamento das isolinhas nos mapas de média e de 2° e 3° quartil. No mapa de 1° quartil ela é menos aparente, mas pode ser identificada pela visualização da cor azul mais intensa representante dos menores valores.

### 6.3 DIAGRAMAS DE CLASSIFICAÇÃO

A partir da Equação (1.4), foram obtidos indiretamente os valores de IHóleo e IHgás para a zona de interesse dos poços. Esses valores, juntamente com os valores médios de COT (Tabela 6.4) foram relacionados no diagrama apresentado na Figura 6.10. Neles é possível determinar o tipo de querogênio e classificar o potencial da rocha geradora em relação ao conteúdo de COT.

**Tabela 6.4** - IH óleo e gás (mgHC/g) obtidos por meio da Equação (1.4) e COT (%) médio dos poços na zona estudada.

Poços	3CX25BA	4CX13BA	3CX12BA	3CX26BA	3CX34BA	3CX09BA
COT Médio	1,462	0,635	0,517	1,001	0,764	1,057
IHóleo	234,6109	188,0001	60,9409	188,0001	188,0001	188,0001
IHgás	133,6856	104,2002	21,8305	104,2002	104,2002	104,2002

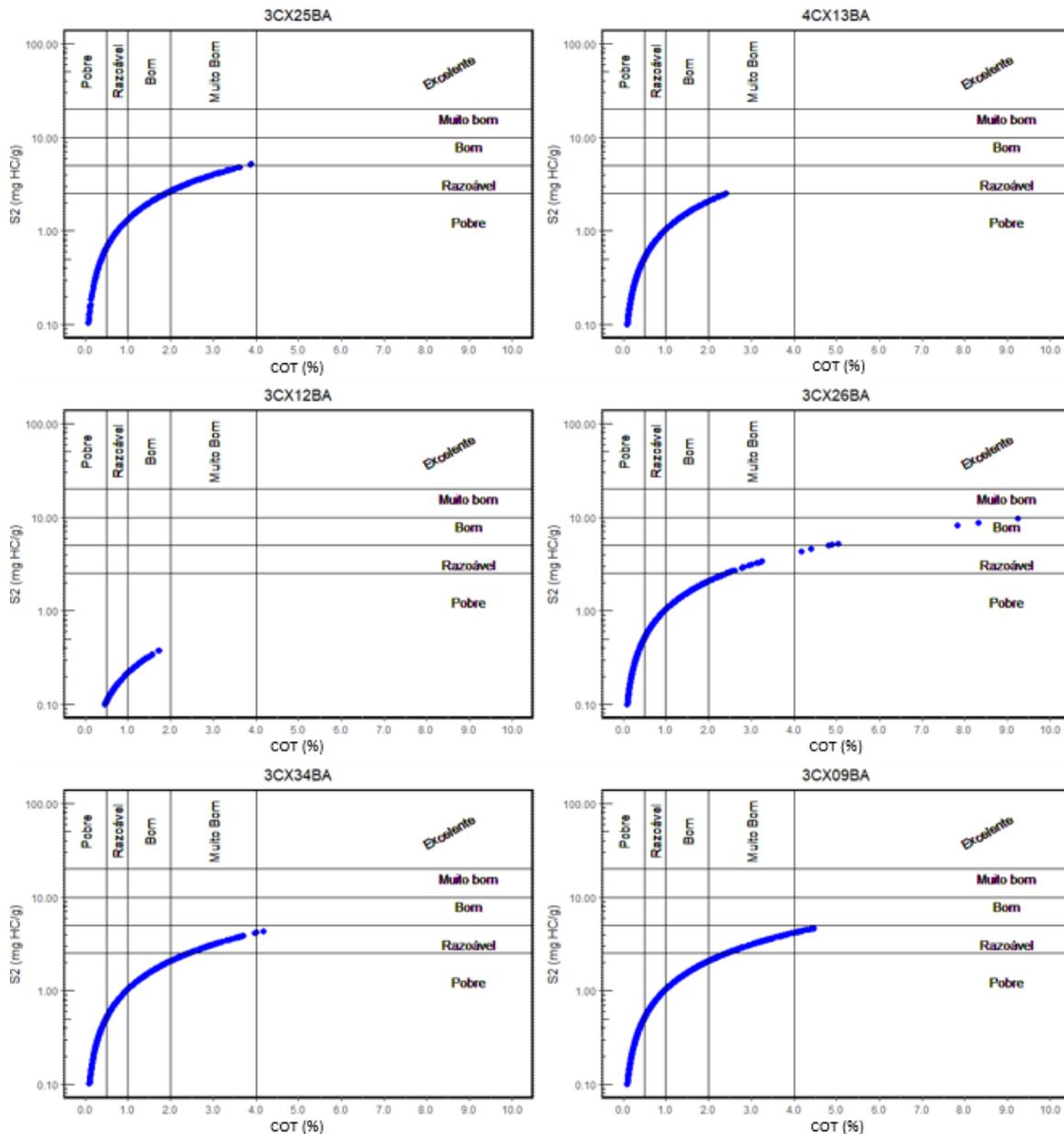


**Figura 6.10** - Diagramas IH óleo e gás (mgHC/g) versus COT (%) médio dos poços estudados.

A maioria dos poços foram plotados no campo que representa um potencial de rocha geradora razoável e com um querogênio do tipo 3, que apresenta maior probabilidade de gerar gás. Diante dessa característica, torna-se mais relevante avaliar o S2 a partir dos valores de IHgás. Para tanto, foi aplicada a Equação (1.6) obtendo-se os dados de S2 para esse tipo de querogênio, o que representa o potencial de uma rocha gerar hidrocarbonetos em condições adequadas de soterramento e maturação. A Figura

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo.

6.11 representa os diagramas S2 versus COT que classifica a rocha geradora em relação a esses dois parâmetros.

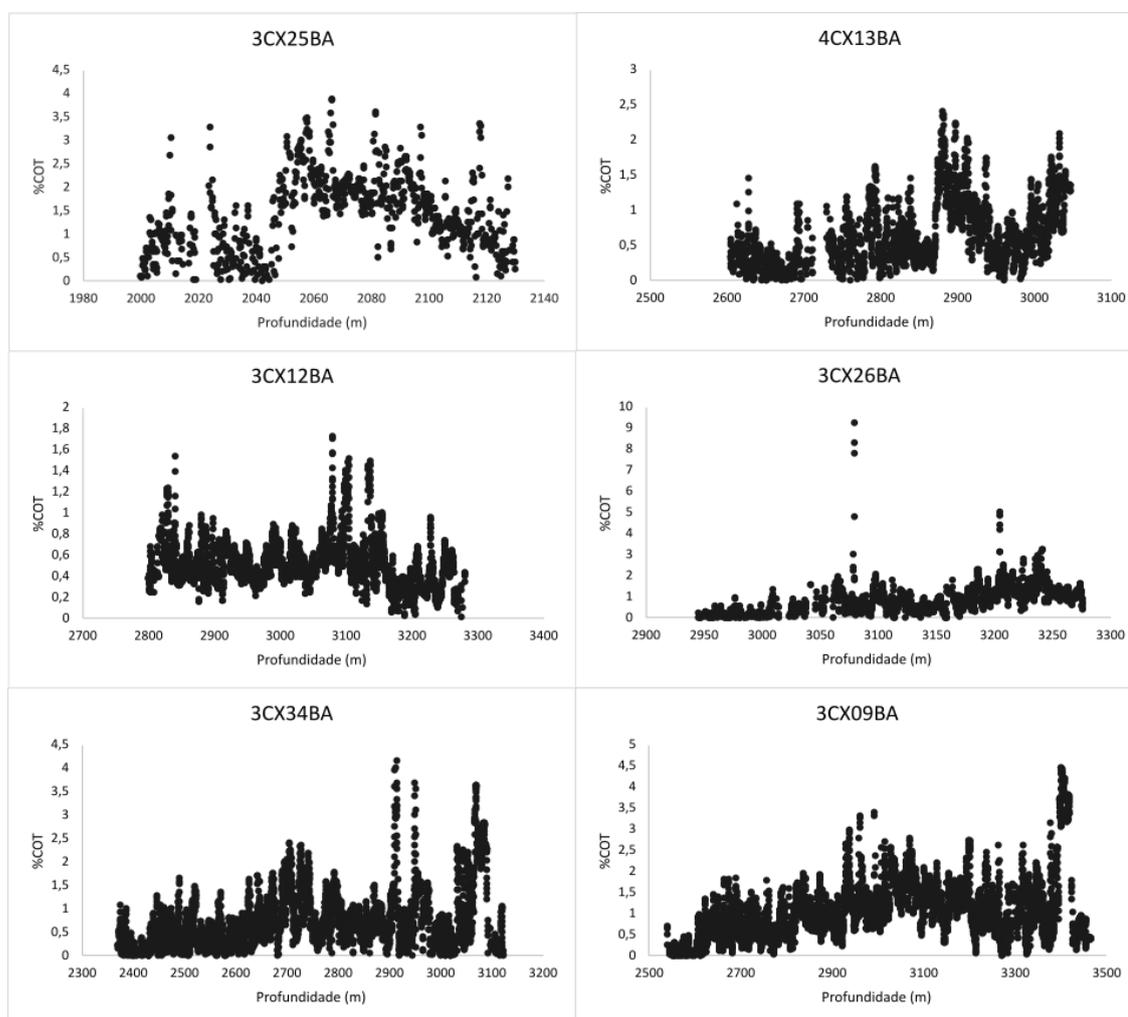


**Figura 6.11** - Diagrama S2 (mgHC/g) versus COT (%) e classificação da rocha geradora para os poços estudados.

De acordo com os dados apresentados, as classificações são variáveis em um mesmo poço, isso ocorre devido as heterogeneidades das concentrações de COT em relação a profundidade, como é apresentada na Figura 6.12. A Tabela 6.5 apresenta dados estatísticos de média, 1º, 2º e 3º quartil dos valores de S2 para facilitar as interpretações.

Analisando-se os dados estatísticos da Tabela 6.3, os poços 3CX25BA, 3CX26BA e 3CX09BA apresentam valores significativos de COT em torno e acima de 1%, o que possibilita classificar, de maneira geral, a região analisada como um potencial razoável a bom, em relação ao conteúdo de matéria

orgânica. Já os poços 4CX13BA, 3CX12BA e 3CX34BA apresentam concentrações relevantes entre 0,5 e 1% e de maneira geral podem ser classificados como razoáveis.



**Figura 6.12** - Gráficos COT (%) por profundidade (m) da zona de interesse dos poços estudados.

**Tabela 6.5** - Dados estatísticos de S2 (mgHC/g rocha) obtidos a partir de IHgás (+mgHC/g).

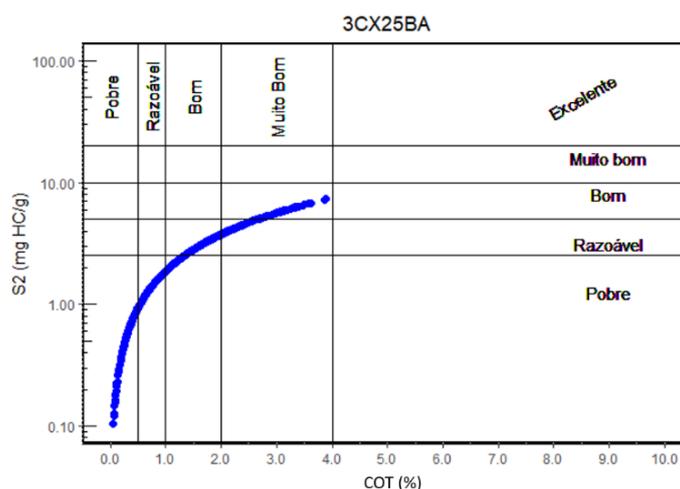
Poços	3CX25BA	4CX13BA	3CX12BA	3CX26BA	3CX34BA	3CX09BA
Média	1,954	0,684	0,113	0,911	0,793	1,113
Mínimo	0,026	0,001	0,003	0,001	0,004	0,001
1° Quartil	1,142	0,324	0,081	0,418	0,355	0,648
2° Quartil	1,951	0,57	0,106	0,823	0,634	1,007
3° Quartil	2,676	0,959	0,136	1,257	1,01	1,429
Máximo	5,198	2,508	0,379	9,634	4,349	4,654

Todavia, em relação ao S2 (Figura 6.11 e Tabela 6.5), os poços apresentam uma quantidade bem representativa de valores abaixo de 2,5 mgHC/g, com média geral igual a 0,928 mgHC/g, e são classificados com um potencial pobre para a geração de hidrocarbonetos.

Por outro lado, a Figura 6.12 evidencia algumas regiões bem delimitadas que apresentam valores COT acima de 2%, o que representa uma classificação de potencial muito bom, em relação à riqueza orgânica, e em relação a S2 um potencial razoável (Figura 6.11). Essa característica é melhor observada no poço 3CX25BA, em que cerca de 25% dos dados compreendem essa classificação (3º quartil igual a 2,676 e valor máximo igual a 5,198 mgHC/g) (Tabelas 6.3 e 6.5) e estão localizados entre 2050 e 2100 m), o que pode ser uma evidência de geração de gás nesse poço.

Tal característica também é observada em 3CX09BA entre aproximadamente 2940 e 3400 m e em 3CX26BA entre aproximadamente 2170 e 2400 metros (Figura 6.12). Assim como pontualmente em 4CX13BA e 3CX34BA. Apesar disso, esses valores são pouco representativos em relação à amostra abordada (Tabelas 6.3 e 6.5).

O poço 3CX25BA foi o único poço com IHóleo compatível com o querogênio do tipo II/III, que tem tendência a gerar óleo e gás. Portanto, foi utilizado o valor de IHóleo para se obter os valores de S2 para esse querogênio (Equação (1.6)) e produzido o diagrama representado na Figura 6.13 e a Tabela 6.6 com as distribuições estatísticas desse índice.



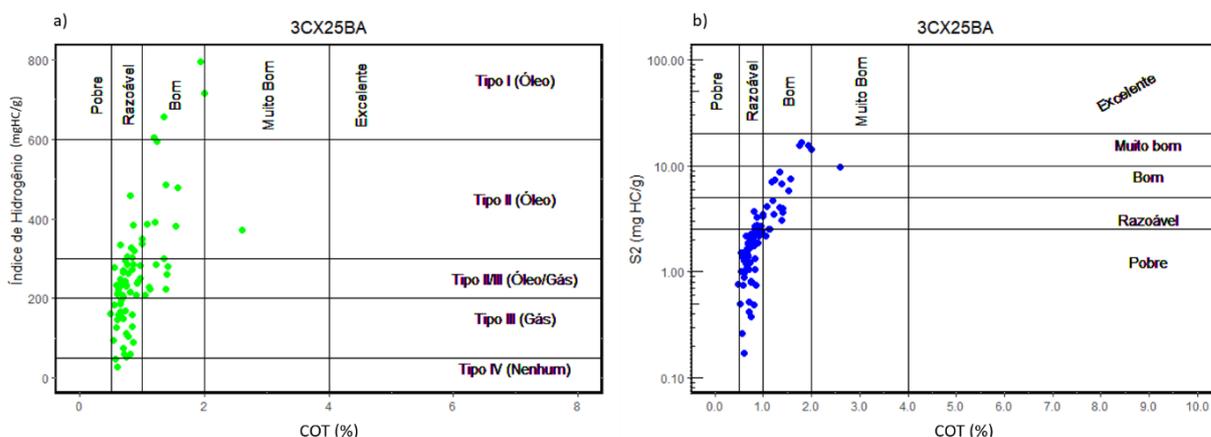
**Figura 6.13** - Diagrama S2 (mgHC/g) versus COT (%) e classificação da rocha geradora para o poço 3CX25BA.

**Tabela 6.6** - Dados estatísticos de S2 (mgHC/g rocha) obtidos a partir de IHóleo (mgHC/g) do poço 3CX25BA.

Poços	3CX25BA
Média	2,748
Mínimo	0,036
1º Quartil	1,606
2º Quartil	2,743
3º Quartil	3,762
Máximo	7,310

Percebe-se que, em relação a S2, a maior parte dos dados estão em uma classificação moderada (2,5 a 5 mgHC/g) e uma classificação boa em relação ao COT. Também há alguns dados que são plotados no campo de S2 Bom e COT muito bom, apesar de ser estatisticamente pouco representativo. Esses dados dão indícios de que o querogênio do tipo III pode gerar hidrocarbonetos nesse poço, com a região de maior concentração entre 2050 e 2100 m.

O poço 3CX25BA foi o único em que se encontrou dados geoquímicos disponibilizados na zona estudada suficientes para se fazer as análises referentes às relações COT versus IH e COT versus S2, apresentados nos diagramas da Figura 6.14. As distribuições estatísticas de média, 1°, 2° e 3° quartil e os valores de mínimo e máximo desses índices são apresentados na Tabela 6.7 e representados no diagrama *boxplot* da Figura 6.15.



**Figura 6.14** - Dados de geoquímica do poço 3CX25BA. a) Diagrama %COT versus IH. b) %COT versus S2.

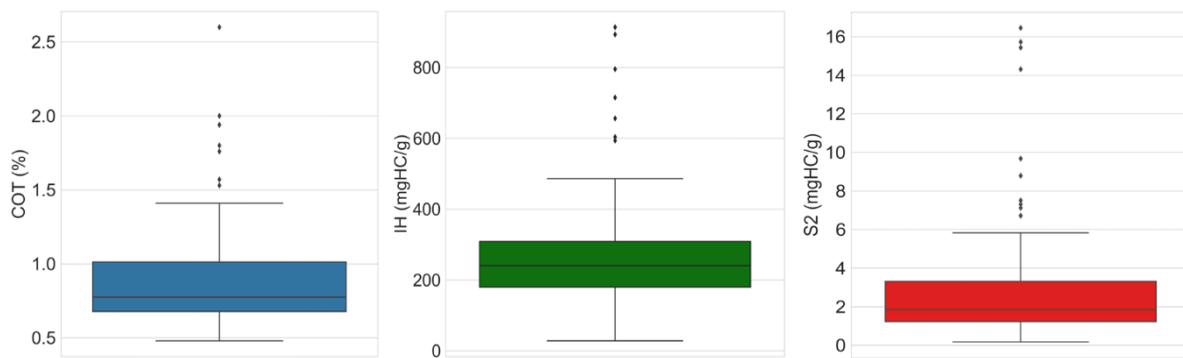
**Tabela 6.7** - Valores estatísticos de média, 1°, 2° e 3° quartil e de mínimo e máximo dos dados geoquímicos de COT, IH e S2 do poço 3CX25BA.

3CX25BA	COT (%)	IH (mgHC/g)	S2 (mgHC/g)
Média	0,917	275,724	2,992
Mínimo	0,48	28,333	0,17
1° Quartil	0,678	179,851	1,223
2° Quartil	0,775	240,451	1,845
3° Quartil	1,013	308,885	3,315
Máximo	2,6	913,889	16,45

De acordo com a Figura 6.13, a rocha geradora pode ser classificada como razoável em relação ao conteúdo de COT. Analisando-se a Tabela 6.5, nota-se que o valor de média e de 2° quartil de IH estão entre 100 e 200 mgHC/g de rocha, isso permite classificar o principal querogênio como do tipo II/III, que tem tendência de gerar óleo e gás. Secundariamente, analisando-se da Figura 6.14 a, percebe-se também uma quantidade significativa de pontos plotados no querogênio do tipo III (geração de gás).

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo. Também são observados alguns pontos plotados no querogênio do tipo I e II (geração de óleo), com COT entre 1 e 2%.

Em relação a S2, percebe-se que o 2º quartil apresenta o valor 1,845 mgHC/g, 3º quartil igual a 3,315 mgHC/g e média de 2,99 mgHC/g, o que torna possível considerar um potencial de geração de hidrocarbonetos que varia de pobre a bom para a região analisada (Tabela 6.7 e Figura 6.15). Vale destacar que a região de maior potencial coincide com os maiores valores de COT e são evidências de geração de óleo e gás na região analisada (Figura 6.14).



**Figura 6.15** - Diagrama *boxplot* dos dados geoquímicos de COT, IH e S2 do poço 3CX25BA.

## CAPÍTULO 6

### DICUSSÕES

---

Analisando-se os perfis verticais de COT obtidos pela técnica de Passey nos poços do tipo A e comparando-os com os respectivos valores provenientes de análises geoquímicas, percebe-se que a técnica apresentou representações muito boas, em relação às distribuições de COT, nas regiões analisadas. Outro ponto importante é que os valores obtidos de LOM são muito similares (em torno de 10). Tais constatações permitem uma maior segurança na inferência do valor de LOM e na aplicação da técnica nos poços do tipo B.

De acordo com os resultados apresentados, a média geral dos dados de COT é igual a 0,906% que é similar ao valor de 1% apresentando por Prates & Fernandes (2015) e Costa (2017) como o valor médio de COT para a Formação Candeias na Bacia do Recôncavo. Esse valor representa um potencial de rocha geradora moderado, de acordo com Peters & Cassa (1994). Essa é uma classificação que representa bem os poços estudados, uma vez que a maioria deles apresenta valores médios em torno ou abaixo de 1% de COT. A exceção é o poço 3CX25BA, que apresenta uma boa concentração média.

A Figura 6.9 ilustra o comportamento geral do COT na porção central e norte do campo Cexis. Os poços 3CX34BA, 4CX13BA e 3CX12BA estão alinhados na direção NNE-SSW e possuem menores concentrações relativas desse índice. Eles estão dispostos entre os poços de maiores concentrações a ENE (3CX25BA e 3CX09BA) e WSW (3CX26BA). Essa configuração pode representar a ocorrência de fenômenos geológicos que controlam a disposição do COT no campo.

A Figura 2.11 é um mapa com a localização dos campos de exploração e das principais estruturas geológicas da Bacia do Recôncavo. O campo Cexis é seccionado por uma falha normal de direção NE-SW, nas proximidades da região de alinhamento dos poços 3CX34BA, 4CX13BA e 3CX12BA, descrito anteriormente. As falhas podem representar condutos de migração de fluidos, deslocando-os para regiões adjacentes com condições geológicas adequadas configurando-se as trapas (Rostirolla 1997). Tal migração pode estar ocorrendo no campo Cexis, como é defendido por Silva (2006). Esse fenômeno pode ter relação com as menores concentrações de COT, na zona de ocorrência da falha, e maiores valores nas regiões adjacentes.

A partir dos valores de IH calculados, foi definido como principal tipo de querogênio do campo o tipo III (Figura 6.10), que tende a formar gás. Essa informação vai ao encontro dos dados disponibilizados por ANP (2016), sintetizados no Quadro 2.2 e na Figura 2.10, que evidencia que o gás é o fluido principal do campo Cexis desde o início da década de 90.

A partir dos dados de IHgás, calculou-se os dados de S2 (Figura 6.11) e foi obtido um potencial pobre para a geração de hidrocarbonetos nos poços. De acordo com Peters & Cassa (1994), tais dados

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo. de S2, juntamente com os valores de COT representativamente em torno e inferiores a 1%, permitem inferir que, de maneira geral, há um baixo potencial de geração de hidrocarbonetos e, conseqüentemente, um baixo potencial para a ocorrência de depósitos não convencionais, tanto de óleo quanto de gás, nos folhelhos das zonas estudadas. Apesar disso, há alguns intervalos com potencial razoável em 3CX09BA e 3CX26BA e pontualmente em 4CX13BA e 3CX34BA. Esse intervalo é mais significativo no poço 3CX25BA, em que cerca de 25% dos dados compreendem essa classificação, estando concentrados entre as profundidades 2050 e 2100 m.

Vale destacar que essas interpretações foram baseadas em dados obtidos indiretamente a partir de relações matemáticas idealizadas para dados obtidos diretamente, como é o caso dos índices IH e S2. Com o objetivo de se fazer uma comparação com os dados provenientes de análises diretas, foi aplicada a mesma metodologia de classificação utilizada anteriormente nos dados de geoquímica do poço 3CX25BA.

De acordo com a Figura 6.13, o principal querogênio da rocha geradora é o II/III, e tem o tipo III como secundário. Em ambos foi obtida uma classificação razoável de rocha geradora, tanto em relação a COT, quanto S2. Além disso, também há ocorrência de querogênio do tipo I, II e II/III associados às concentrações de COT entre 1 e 2%. Analisando-se a figura 6.12 percebe-se que esses valores estão entre 2050 e 2100 metros e são regiões que, de acordo com o índice S2, apresentam razoável a bom potencial de ocorrência de hidrocarbonetos. Tais dados são evidências de que pode haver geração de óleo e gás nesse intervalo. Esses dados são corroborados aos de perfilagem observados para o poço, em que foi interpretada a ocorrência de níveis nos folhelhos atuando como reservatórios de hidrocarbonetos.

Nascimento (2016) estudou alguns poços presentes nesse trabalho analisando-se dados de geoquímica, dentre eles COT, IH e S2, são os poços: 3CX25BA, 4CX13BA, 3CX12BA, 3CX26BA. De acordo com a autora, os poços 4CX13BA, 3CX12BA e 3CX26BA tem baixo potencial para a geração de hidrocarbonetos devido aos baixos valores de COT e de pirólise, no qual se inclui o índice S2, o que corrobora com os resultados obtidos pelos métodos indiretos utilizados nesse trabalho.

Nos poços estudados, o querogênio do tipo III é corroborado por Nascimento (2016) em 3CX12BA e 3CX26BA. Entretanto, de acordo com o autor, o poço 4CX13BA apresenta valores superiores a 200 mgHC/g de IH no intervalo que compreende o abordado nesse trabalho e, conseqüentemente, apresenta uma classificação de querogênio diversa da aqui apresentada nessa porção. Também é encontrado uma divergência parcial no poço 3CX25BA, pois o autor, assim como os dados de geoquímica aqui apresentados na Figura 6.13, identificam os tipos de querogênio I e II, além dos tipos III e II/III encontrados nas análises indiretas (Figura 6.10).

Entretanto, para fins desse trabalho essa divergência é menos impactante, uma vez que o querogênio do tipo II/III também produz óleo. Além disso, de acordo com a os dados geoquímicos analisados na Figura 6.13, ele é classificado como principal querogênio do poço na região estudada.

Analisando-se as Equações (1.3) e (1.4) de LeCompte (2012), os dados de IH são dependentes de LOM. Como esse índice foi inferido para os poços, o valor de LOM pode não representar a maturidade real das rochas da Formação Candeias no poço 4CX13BA, gerando influência nos seus respectivos valores de IH e conseqüentemente nos de S2 (Equação (1.5) e Equação (1.6)). Portanto, evidencia-se a importância de uma correta estimativa dos valores de LOM para os poços. Apesar desse fato, a classificação final quanto ao potencial da rocha geradora desse poço não ocasionou diversidades com o que é apresentado na literatura (Nascimento 2016).

Os demais poços tiveram resultados satisfatórios, o que corrobora com um uso de LOM adequado para os mesmos, e, conseqüentemente, valores de COT próximos ao da realidade nos poços do tipo B. Além disso, ainda que o LOM não seja o valor real, ele pode ser usado adequadamente para aplicação da técnica de Passey para o cálculo de COT e avaliação do seu padrão vertical no poço (Passey *et al.* 1990).

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo.

## CAPÍTULO 7

### CONCLUSÕES

---

As zonas de interesse definidas localizam-se a partir da profundidade de 2000 m, apresentam dimensões variáveis e normalmente se encontram nas porções finais dos poços. A exceção é o 3CX25BA em que a região foi definida em uma porção relativamente mais central do poço.

A técnica de Passey demonstrou resultados satisfatórios para as propostas desse trabalho, com boas correlações de COT nos poços estudados. Os mapas de distribuição desse índice no campo apresentaram uma configuração em que as menores concentrações estão presentes em uma faixa central de direção NE-SW, entre zonas de maiores concentrações. Tal característica pode ter relação com uma falha geológica, o que pode ser uma evidência de uma estrutura atuando como um conduto de migração de fluido e que tenha importância no controle de COT da área.

Em geral, a área estudada demonstrou um baixo potencial para ocorrência de hidrocarbonetos nas zonas estudadas e possui baixa probabilidade de ocorrência de depósitos não convencionais do tipo *shale oil* ou *shale gas* na maior parte dos poços. A exceção é o poço 3CX25BA que apresenta evidência de geração de óleo e gás no intervalo compreendido entre 2050 e 2100 metros.

Os resultados obtidos e as discussões realizadas demonstraram que, de maneira geral, os métodos indiretos utilizados nesse trabalho podem ser aplicados para calcular o COT de rochas geradoras e classificar o potencial de geração de hidrocarbonetos das mesmas, pois os resultados encontraram similares aos obtidos por métodos diretos disponíveis na literatura, como os apresentados por Nascimento (2016). Entretanto, é de grande importância uma correta estimativa dos valores de LOM, e para tanto, pode ser realizado uma comparação entre o valor estimado e o valor proveniente de análises geoquímica nos poços que contém essa informação.

Dentre as vantagens das técnicas utilizadas há: a rápida execução, a disponibilidade de dados e o uso de softwares e linguagens de programação (Python e R) livres. Além disso a técnica pode ser aplicada em trabalhos de mesma natureza em maiores escalas, desde que haja disponibilidade de dados de poços. Portanto configurando-se assim, uma metodologia relevante para o estudo preliminar do potencial de hidrocarbonetos em rochas geradoras. Vale destacar que a técnica não substitui os estudos por métodos diretos, sendo esses imprescindíveis para uma real constatação dos resultados obtidos, sobretudo nas áreas de maiores potenciais.

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

- Alexander, T., Baihly, J., Boyer, C., Clark, B., Waters, G.; Jochen, V., Calvez, J. L., Lewis, R., Miller, C. K., Thaeler, J. e Toelle, B. E. 2011. Shale gas revolution. *Oil field review*, 23:40-55.
- ANP – Agência Nacional de Petróleo. 2016. Plano de Desenvolvimento Aprovado. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/images/planos\\_desenvolvimento/Cexis.pdf](http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Cexis.pdf). Acessado em 25 jul 2021.
- Arai, M., Hashimoto, A. T., Uesugui, N. 1989. Significado cronoestratigráfico da associação microflorística do Cretáceo Inferior do Brasil. *Boletim de Geociências da Petrobras*. 3:87- 103.
- Bastos, I. P. Bacia do Recôncavo, Sumário Geológico e Setores em Oferta. 2017. Disponível em: [http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round14/Mapas/sumarios/Sumario\\_Geologico\\_R14\\_Reconcavo.pdf](http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round14/Mapas/sumarios/Sumario_Geologico_R14_Reconcavo.pdf). Acessado em 25 jul 2021.
- Becegato V. A. & Ferreira F. J. F. 2005. Gamaespectrometria, resistividade elétrica e susceptibilidade magnética de solos agrícolas no noroeste do estado do Paraná. *Revista Brasileira de Geofísica*, 23(4): 371-405.
- Bosence, D. W. J. 1998. Stratigraphic and sedimentological models of rift basins. In: Purser, B. H & Bosence, D. W. J. (eds). *Sedimentation and tectonics of rift basins: Red Sea – Gulf of Aden*. London, Chapman & Hall, p. 9-25.
- Camões, A. M. 1988. Modelo tectono-sedimentar do Campo de Cexis, Bacia do Recôncavo. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 2(41): 267-275.
- Caixeta, J. M., Bueno, G. V., Magnavita, L. P., Feijó, F. J. 1994. Bacias do Recôncavo, Tucano e Jatobá. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 8:163-172.
- Chagas, E. S., Russo S. L., Simon V. H. 2010. Geração de perfil sônico sintético em poços de petróleo através dos modelos de regressão não lineares usando a profundidade como variável regressora. *Scientia Plena*, 12(6): 01-21.
- Costa, A. C. S., Torino, C. A. & Rak, J. G.d 1999. Capacidade de troca catiônica dos colóides orgânicos e inorgânicos de latossolos do Estado do Paraná. *Acta Scientiarum*, 21(3): 491-496.
- Costa, C. de O. 2017. *Estimativa do teor de carbono orgânico total das rochas geradoras de petróleo em poços da Bacia do Recôncavo por meio de perfilagem geofísica*. Monografia de conclusão de curso em geologia. Universidade Federal da Bahia, Salvador, 52p.
- Destro, N., Szatmari, P., Alkmim, F. F., Magnavita, L. P. 2003. Release faults, associated structures, and their control on petroleum trends in the Recôncavo rift, northeast Brazil. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin (AAPG)*, 87:1123-1144.
- Ellis, D. V. & Singer J. M. 2008. *Well Logging for Earth Scientists*. Springer, The Netherlands, 2 ed., 692 p.
- Espitalie, J., Laporte, J. L., Madec, M. F., Marquis, P., LePlat, J. Paulet and Boutefeu, A. 1977, Methode rapide de caracterisation des roches meres de leur potentiel petrolier et de leur degre d'evolution. *Revue l'Institute Francais du Pétrole*, 32: 23–42.
- Fertl, W. H. & Chilingar, G. V. 1988. Total Organic Carbon Content Determined From Well Logs. *SPE Formation Evaluation*, 3(02): 407–419.
- Figueiredo, A. M. F., Braga, J. A. E., Zabalaga, H. M. C., Oliveira, J. J., Aguiar, G. A., Silva, O. B., Mato, L. F., Danie, L. M. F. Magnavita, L. P., Bruhn, C. H. L. 1994. Recôncavo Basin: A prolific intracontinental rift basin. In: Landon, S. M. (ed.). *Interior rift basins*. Tulsa, UK, AAPG Memoir 59, p 157-203.
- Freitas, U. O. 2014. *Estratigrafia de seqüências em bacias rifte: Utilização de atributos sísmicos em suporte à análise sismoestratigráfica na bacia do recôncavo*. Monografia de conclusão de curso em geologia. Universidade Federal da Bahia, Salvador, 55p.
- Garry, P., Petters, D. A., Achaegakwo, C. 2016. Source – Rock potencial of the lower cretaceous sediments in SD – 1X well, offshore Tano Basin, South Western Ghana. *Petroleum and Coal*, 1-15.
- Hall, C., Tharakan, P., Hallock, J., Cleveland, C., Jefferson, M. 2003. Hydrocarbons and the evolution of the human culture. *Nature*, 426:318-322.
- Kuchle, J. & Scherer, C. M. S. 2010. Sismoestratigrafia de bacias rifte: técnicas, métodos e sua aplicação na Bacia do Recôncavo. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 18(2):179-206.

- Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilação geofísica, Bacia do Recôncavo.
- Landim, P. M. B. Introdução aos métodos de estimação espacial para confecção de mapas. 2000. Disponível em: <http://www.rc.unesp.br/igce/aplicada/textodi.html>. Acessado em 12 fev 2022.
- LeCompte, B. 2012. Method of predicting source rock thermal maturity from log responses. *United States Patent Application Publication*, 0095687: 1-7.
- Magnavita, L. P. 1992. *Geometry and Kinematics of the Recôncavo-Tucano-Jatobá rift, NE Brazil*. PhD Thesis, Universidade de Oxford, Oxford, 493p.
- Magnavita, L. P., Davison, I., Kuszniir, N. J. 1994. Rifting, erosion, and uplift history of the Recôncavo-Tucano-Jatobá rift, Northeast, Brazil. *Tectonics*, 13:367-388.
- Magnavita, L. P., Silva, R. R. D. A., Sanches, C.P. 2005. Guia de campo da Bacia da Recôncavo, NE do Brasil. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 13:301-334.
- Magoon L. B. & Dow W. G. 1994. The Petroleum System. In: Magoon L. B. & Dow W. G. (eds). *The petroleum System-from source to trap*. Dallas, EUA, AAPG Memoir 60, p 33-24.
- Milani, E. J., Brandão, J. A. S. L., Zalán, P. V., Gamboa, L. A. P. 2000. Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. *Brazilian Journal of Geophysics*. 18:351-396.
- Milani, E. K & Davison, I. 1988. Basement control and transfer tectonics in the Reconcavo-Tucano-Jatobá Rift, NE Brasil. *Tectonophysics*, 154:41-70.
- Milhomem, P. S. Maman, E. J.; Oliveira, F. M. Sardenberg, M., Carvalho, Lima, W. S. 2003. Bacias Sedimentares Brasileiras - Bacia do Recôncavo. Disponível em: <https://phoenix.org.br/w/produto/informativo-phoenix/>. Acessado em 25 jul 2021.
- Nascimento, C. A. 2016. *Identificação e avaliação de reservatórios do tipo shale oil/gás no Campo de Cexis, na Bacia do Recôncavo, através de interpretações sísmicas, geoquímica e perfis de poços*. MS Dissertation, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 176p.
- Neto, J. V., Santos, C. B., Torres, E. M., Estrela, C. 2017. Boxplot: Um recurso gráfico para a análise e interpretações de dados quantitativos. *Revista Odontológica Brasileira Central*, 26:1-6.
- Passey, Q., Creaney, S., Kulla, J., Moretti, F., Stroud, J. 1990. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. *AAPG Bulletin*, 74:1777-1794.
- Peters, K. E. 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 70: 318-329.
- Peters, K. E., Cassa, M. R. 1994. Applied source rock geochemistry. In: Magoon L. B. & Dow W. G. (eds). *The petroleum System-from source to trap*. Dallas, EUA, AAPG Memoir 60, p 93-120.
- Prates, I., Fernandez, R. Bacia do Recôncavo, Sumário Geológico e Setores em Oferta. 2015. Disponível em: [http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round\\_13/areas\\_oferecidas\\_r13/Sumarios\\_Geologicos/Sumario\\_Geologico\\_Bacia\\_Reconcavo\\_R13.pdf](http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round_13/areas_oferecidas_r13/Sumarios_Geologicos/Sumario_Geologico_Bacia_Reconcavo_R13.pdf). Acessado em 25 jul 2021.
- Reis, E. A., Reis, I. A. Análise descritiva de dados. 2002. Disponível em: <http://www.est.ufmg.br/portal/arquivos/rts/rte0202.pdf>. Acessado em 12 fev 2022.
- Ribeiro, J. J. K., Dornelas V. F., Silva C. A. M. 2013. Delimitação das fácies-reservatórios utilizando curvas de perfilação geofísica de poços no Campo de Namorado na Bacia de Campos-RJ. In: VII Simpósio Brasileiro de Geofísica. Ouro Preto, p. 01-04.
- Rider, M. 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs*. Rider-French Consultind Ltd, 2 ed., 290 p.
- Rocha, L. A. S. & Azevedo, C. T. 2009. *Projeto de Poços de Petróleo: Geopressões e assentamentos de colunas de revestimento*. Rio de Janeiro, Interciência, 696 p.
- Rostirolla, S, P. Alguns aspectos da avaliação de favorabilidade em geologia exploratória. 1997. *Revista Brasileira de Geociências*, 27:327-338.
- Rouse, W.A. & Houseknecht, D.W. 2016. *Modified method for estimating petroleum source-rock potential using wireline logs, with application to the Kingak Shale, Alaska North Slope*. U.S. Geological Survey Scientific Investigations Report, 40 p.
- Selley, R. C. 1998. *Elements of Petroleum Geology*. San Diego, Academic Press, 2 ed., 470 p.

- Silva, O. B., Caixeta, J. M., S., M. P. e Kosin, M. D. 2007. Bacia do Recôncavo. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 15(2):423-431.
- Silva, T. C. S. 2006. D. *Modelagem de geração e migração do petróleo na Bacia do Recôncavo, BA*. MS Dissertation, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 144p.
- Sutton, T., Dassau, O., Sutton, M. Uma breve introdução ao SIG. 2009. Disponível em: [https://docs.qgis.org/2.8/pt\\_BR/docs/gentle\\_gis\\_introduction/index.html](https://docs.qgis.org/2.8/pt_BR/docs/gentle_gis_introduction/index.html). Acessado em 12 fev 2022.
- Teixeira Netto, A. S., Oliveira, J. J. de. 1985. O preenchimento do "rift-valley" na Bacia do Recôncavo. *Revista Brasileira de Geologia*, 15(2): 97-102.
- Troccoli, E. B & Holz M. 2014. Sismoestratigrafia em Bacias Rifte. Aplicação na Região Nordeste da Bacia do Recôncavo. In: *VI Simpósio Brasileiro de Geofísica*. Porto Alegre, p. 01-06.
- Viana, C. F., Gama Júnior, E. G., Simões, I. A., Moura, J. A., Fonseca, J. R., Alves, R. J. 1971. Revisão estratigráfica da Bacia Recôncavo/Tucano. *Boletim Técnico da Petrobras*, 14:157-192.
- Wyllie, M. R. J., Gregory, A. R., Gardner, L. W. 1956. Elastic Wave Velocities in Heterogeneous and Porous Media. *Geophysics*, 21: 41-70.

SISBIN - SISTEMA DE BIBLIOTECAS E INFORMAÇÃO

S677e Sobral, Hektor Siqueira.  
Estimativa do Carbono Orgânico Total (COT) utilizando dados de  
perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo, Bahia. [manuscrito] / Hektor  
Siqueira Sobral. - 2022.  
57 f.: il.: color., gráf., tab..

Orientador: Prof. Dr. Joney Justo.  
Coorientadora: Profa. Dra. Mary Lúcia da Silva Nogueira.  
Monografia (Bacharelado). Universidade Federal de Ouro Preto.  
Escola de Minas. Graduação em Engenharia Geológica .

1. Geofísica. 2. Perfilagem geofísica de poço. 3. Água - Qualidade -  
Medição. I. Justo, Joney. II. Nogueira, Mary Lúcia da Silva. III. Universidade  
Federal de Ouro Preto. IV. Título.

CDU 550.832

Bibliotecário(a) Responsável: Sione Galvão Rodrigues - CRB6 / 2526



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO**  
**ESCOLA DE MINAS**  
**DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA**



**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

**ESTIMATIVA DO CARBONO ORGÂNICO TOTAL (COT) UTILIZANDO  
DADOS DE PERFILAGEM GEOFÍSICA, BACIA DO RECÔNCAVO,  
BAHIA.**

**Hektor Siqueira Sobral**

**MONOGRAFIA nº 423**

Ouro Preto, Fevereiro de 2022



**ESTIMATIVA DO CARBONO ORGÂNICO TOTAL (COT)  
UTILIZANDO DADOS DE PERFILAGEM GEOFÍSICA,  
BACIA DO RECÔNCAVO, BAHIA.**

---





## **FUNDAÇÃO UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO**

### **Reitora**

Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Cláudia Aparecida Marlière de Lima

### **Vice-Reitor**

Prof. Dr. Hermínio Arias Nalini Júnior

### **Pró-Reitora de Graduação**

Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Tânia Rossi Garbin

### **ESCOLA DE MINAS**

#### *Diretor*

Prof. Dr. José Alberto Neves

#### *Vice-Diretor*

Prof. Dr. Cláudio Eduardo Lana

### **DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA**

#### *Chefe*

Prof. MSc. Edison Tazava



# **MONOGRAFIA**

**Nº 423**

## **ESTIMATIVA DO CARBONO ORGÂNICO TOTAL (COT) UTILIZANDO DADOS DE PERFILAGEM GEOFÍSICA, BACIA DO RECÔNCAVO, BAHIA.**

**Hektor Siqueira Sobral**

*Orientador*

Prof. Dr. Joney Justo da Silva

*Co-Orientadora*

Prof. Dr.<sup>a</sup> Mary Lucia da Silva Nogueira

Monografia do Trabalho de Conclusão de curso apresentado ao Departamento de Geologia da Escola de Minas da Universidade Federal de Ouro Preto como requisito parcial para avaliação da disciplina Trabalho de Conclusão de Curso – TCC 402, ano 2021/1.

**OURO PRETO**

**2022**

---

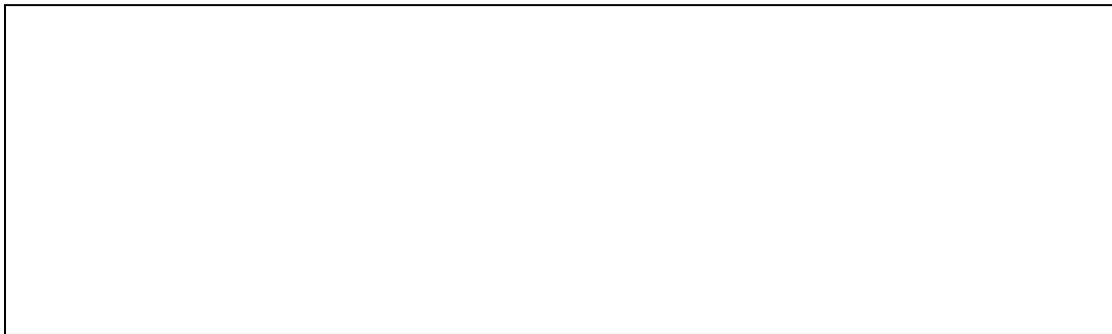
Universidade Federal de Ouro Preto – <http://www.ufop.br>  
Escola de Minas - <http://www.em.ufop.br>  
Departamento de Geologia - <http://www.degeo.ufop.br/>  
Campus Morro do Cruzeiro s/n - Bauxita  
35.400-000 Ouro Preto, Minas Gerais  
Tel. (31) 3559-1600, Fax: (31) 3559-1606

Direitos de tradução e reprodução reservados.

Nenhuma parte desta publicação poderá ser gravada, armazenada em sistemas eletrônicos, fotocopiada ou reproduzida por meios mecânicos ou eletrônicos ou utilizada sem a observância das normas de direito autoral.

Revisão geral: Hektor Siqueira Sobral

Catálogo elaborado pela Biblioteca Prof.  
Sistema de Bibliotecas e Informação - SISBIN - Universidade Federal de Ouro Preto



<http://www.sisbin.ufop.br>

# Ficha de Aprovação

---

## TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

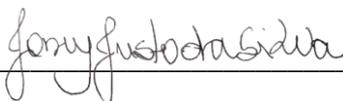
### TÍTULO: ESTIMATIVA DO CARBONO ORGÂNICO TOTAL (COT) UTILIZANDO DADOS DE PERFILAGEM GEOFÍSICA, BACIA DO RECÔNCAVO, BAHIA

**AUTOR:** Hektor Siqueira Sobral

**ORIENTADOR:** Joney Justo da Silva

**Aprovado em:** 04 de março de 2022

#### BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Joney Justo da Silva  \_\_\_\_\_ DEGEO/UFOP

Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Maria Silvia Carvalho Barbosa.  \_\_\_\_\_ DEGEO/UFOP

Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Suze Nei Pereira Guimarães.  \_\_\_\_\_ ON/MCTIC

Ouro Preto, 04/03/2022



## Agradecimentos

---

Agradeço primeiramente a Deus por seu amor e infinita bondade. A toda a minha família, principalmente Regina, Marcílio, Antônio, Otto, Miguel e Lis pelo amor de todas as horas e pela compreensão nos momentos de ausência. Em especial a minha mãe pelo seu amor e dedicação, é aquela que faz tudo ser possível. A Jéssica, pelo amor e incentivo nos momentos de fraqueza, pelos puxões de orelha nos momentos de vacilação e por ter carinhosamente revisado este trabalho. Vocês são o meu tesouro.

Aos amigos da República Oxigênios pelos anos de caminhada e aprendizado, em especial aos meus queridos irmãos Replay e Lacraia.

A todos os amigos que Ouro Preto me presenteou, em especial a turma 16.2, aos amigos: Bruninha, Lucas Medeiros, Nathan, Wilker, Mari, Pedro, Marcelo, Zé Flávio e Wflander. Aos integrantes do PET geologia e SEG e todos aqueles com quem tive o prazer de conviver. Foi uma grande oportunidade aprender com cada um de vocês.

Agradeço grandemente aos professores pelo aprendizado, principalmente o Leonardo Tavares e o Bakana por me iniciarem na ciência.

Agradeço em especial, ao professor Joney pela orientação, disponibilidade, amizade, incentivo e por ter me cedido a oportunidade de trabalhar em um assunto até então desconhecido por mim. Foi uma experiência edificante.



# SUMÁRIO

---

<b>AGRADECIMENTOS</b> .....	<b>ix</b>
<b>SUMÁRIO</b> .....	<b>xi</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	<b>xiii</b>
<b>ÍNDICE DE QUADROS</b> .....	<b>xvii</b>
<b>ÍNDICE DE TABELAS</b> .....	<b>xix</b>
<b>RESUMO</b> .....	<b>xxi</b>
<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1 APRESENTAÇÃO .....	1
1.2 LOCALIZAÇÃO.....	1
1.3 OBJETIVOS.....	2
1.4 JUSTIFICATIVA .....	3
1.5 MATERIAIS E MÉTODOS .....	3
1.5.1 Revisão bibliográfica .....	3
1.5.2 Levantamento de banco de dados .....	3
1.5.3 Técnica de Passey .....	4
1.5.4 Filtragem dos dados .....	6
1.5.5 Correlação geofísica-geológica.....	6
1.5.6 Apresentação e análise dos dados de COT .....	6
1.5.7 Diagramas de classificação .....	7
<b>2 BACIA DO RECÔNCAVO</b> .....	<b>9</b>
2.1 CONTEXTO GEOTECTÔNICO.....	9
2.2 ARCABOUÇO ESTRUTURAL.....	9
2.3 EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA .....	11
2.3.1 Supersequência Paleozoica .....	12
2.3.2 Supersequência Mesozoica .....	12
2.4 SISTEMA PETROLÍFERO .....	15
2.5 CAMPO DE PRODUÇÃO CEXIS .....	17
<b>3 POTENCIAL DE UMA ROCHA GERADORA</b> .....	<b>21</b>
<b>4 PERFILAGEM GEOFÍSICA</b> .....	<b>23</b>
4.1 Perfil Gamma Ray .....	23

4.2 Perfil Sônico.....	25
4.3 Resistividade Profunda .....	26
<b>5 APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS DADOS .....</b>	<b>29</b>
5.1 DIAGRAMA BOXPLOT .....	29
5.2 INTERPOLAÇÃO ESPACIAL.....	30
<b>6 RESULTADOS.....</b>	<b>33</b>
6.1 APLICAÇÃO DA TÉCNICA DE PASSEY .....	33
6.1.1 3-CX-25-BA .....	33
6.1.2 4-CX-13-BA .....	34
6.1.3 3-CX-12-BA .....	35
6.1.4 3-CX-26-BA .....	36
6.1.5 3-CX-34-BA .....	38
6.1.6 3-CX-09-BA .....	38
6.2 DESCRIÇÃO ESTATÍSTICA E ESPACIAL .....	41
6.3 DIAGRAMAS DE CLASSIFICAÇÃO.....	43
<b>7 DICUSSÕES.....</b>	<b>49</b>
<b>8 CONCLUSÕES.....</b>	<b>53</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>55</b>

## INDÍCE DE FIGURAS

---

<b>Figura 1.1</b> - Localização da área de estudo com ênfase ao campo de produção Cexis e aos poços utilizados.....	2
<b>Figura 1.2</b> - Perfil DT e de ILD sobrepostos, ilustrando a linha de base e a separação $\Delta\log R$ no intervalo rico em matéria orgânica..	5
<b>Figura 1.3</b> – Fluxograma das principais etapas da metodologia adotada no presente trabalho.	7
<b>Figura 2.1</b> – Localização da Bacia do Recôncavo no contexto do sistema <i>rifte</i> Recôncavo-Tucano-Jatobá.....	9
<b>Figura 2.2</b> – Bacia do Recôncavo, seus limites, estruturas e principais campos de produção. ....	10
<b>Figura 2.3</b> – Seção esquemática da Bacia estudada e feição em meio gráben. ....	10
<b>Figura 2.4</b> – Carta estratigráfica da Bacia do Recôncavo integrada ao arcabouço de sistemas tectônicos. ....	11
<b>Figura 2.5</b> – Paleogeografia durante a deposição da Formação Maracangalha. ....	13
<b>Figura 2.6</b> – Paleogeografia durante a deposição da Formação Taquipe. ....	14
<b>Figura 2.7</b> – Trapas estruturais da Bacia do Recôncavo. ....	17
<b>Figura 3.1</b> - Diagrama COT versus S <sub>2</sub> . É representada a riqueza orgânica e o potencial de geração de hidrocarbonetos. ....	21
<b>Figura 3.2</b> - Diagrama relacionando IH e COT. Ele indica o potencial da rocha geradora em relação ao conteúdo de COT e o tipo de querogênio.....	22
<b>Figura 4.1</b> – Ilustração de uma perfilagem geofísica e seus elementos constituintes: Sonda, cabo de aço, guincho e laboratório móvel. ....	23
<b>Figura 4.2</b> – Perfis Gamma Ray e Spectral Gamma Ray e suas repostas típicas para algumas litologias tradicionais em bacias sedimentares. ....	24
<b>Figura 4.3</b> - Respostas típicas de um perfil sônico, ilustrando suas variações de acordo com as características geológicas, tais como a porosidade e o tipo litológico. ....	26

<b>Figura 4.4</b> - Faixa de medidas de resistividade ( $\Omega.m$ ) da água doce, água salgada e óleo - fluidos mais comuns presentes nas rochas.....	27
<b>Figura 4.5</b> - Respostas típicas em um perfil de resistividade e suas variações de acordo com as características da rocha, tais como o tipo litológico e o fluido presente.....	27
<b>Figura 5.1</b> – <i>Boxplot</i> e seus elementos principais.....	29
<b>Figura 6.1</b> - Dados de perfilagem geofísica (GR, ILD e DT), VCL e de COT do poço 3-CX-25-BA.....	34
<b>Figura 6.2</b> - Dados de perfilagem geofísica (GR, ILD e DT), VCL e de COT do poço 4-CX-13-BA.....	35
<b>Figura 6.3</b> - Dados de perfilagem geofísica (GR, ILD e DT), VCL e de COT do poço 3-CX-12-BA.....	36
<b>Figura 6.4</b> - Dados de perfilagem geofísica (GR, ILD e DT), VCL e de COT do poço 3-CX-26-BA.....	37
<b>Figura 6.5</b> - Dados de perfilagem geofísica (GR, ILD e DT), VCL e de COT do poço 3-CX-34-BA.....	38
<b>Figura 6.6</b> - Dados de perfilagem geofísica (Gamma ray, ILD e DT), VCL e de COT do poço 3-CX-09-BA.....	39
<b>Figura 6.7</b> – Perfis de GR e de COT calculado dos poços estudados com associação entre as zonas de interesse de aplicação da técnica de Passey.....	40
<b>Figura 6.8</b> – Gráfico <i>Boxplot</i> dos dados de COT calculados pela técnica de Passey. São apresentados os valores de 1º, 2º e 3º quartis, mínimos e máximos e <i>outliers</i> .....	41
<b>Figura 6.9</b> - Mapa de interpolação espacial de distribuição de COT. Foram utilizados como parâmetros os valores de média, 1º, 2º e 3º quartil.....	42
<b>Figura 6.10</b> - Diagramas IH óleo e gás (mgHC/g) versus COT (%) médio dos poços estudados.....	43
<b>Figura 6.11</b> - Diagrama S2 (mgHC/g) versus COT (%) e classificação da rocha geradora para os poços estudados.....	44

<b>Figura 6.12</b> - Gráficos COT (%) por profundidade (m) da zona de interesse dos poços estudados. ....	45
<b>Figura 6.13</b> - Diagrama S2 (mgHC/g) versus COT (%) e classificação da rocha geradora para o poço 3CX25BA. ....	46
<b>Figura 6.14</b> - Dados de geoquímica do poço 3CX25BA. a) Diagrama %COT versus IH. b) %COT versus S2. ....	47
<b>Figura 6.15</b> - Diagrama <i>boxplot</i> dos dados geoquímicos de COT, IH e S2 do poço 3CX25BA. ....	48



## INDÍCE DE QUADROS

---

<b>Quadro 1.1</b> – Poços utilizados no estudo .....	4
<b>Quadro 2.1</b> – Unidades estratigráficas, ambientes deposicionais e suas respectivas classificações nas etapas do sistema rifte desenvolvido na Bacia do Recôncavo. ....	15
<b>Quadro 2.2</b> - Dados disponibilizados pela ANP do campo de produção Cexis – Bacia do Recôncavo, Bahia. ....	18



## INDÍCE DE TABELAS

---

<b>Tabela 6.1</b> - Dados relativos à linha de base definida para os poços do tipo A. ....	37
<b>Tabela 6.2</b> - Dados relativos à linha de base definida para os poços do tipo B.....	39
<b>Tabela 6.3</b> – Média, mínimo, 1º, 2º e 3º quartil e valor de máximo de COT (%) para os poços na zona estudada.....	41
<b>Tabela 6.4</b> - IH óleo e gás (mgHC/g) obtidos por meio da Equação (1.4) e COT (%) médio dos poços na zona estudada.....	43
<b>Tabela 6.5</b> - Dados estatísticos de S2 (mgHC/g rocha) obtidos a partir de IHgás (+mgHC/g). .....	45
<b>Tabela 6.6</b> - Dados estatísticos de S2 (mgHC/g rocha) obtidos a partir de IHóleo (mgHC/g) do poço 3CX25BA. ....	46
<b>Tabela 6.7</b> - Valores estatísticos de média, 1º, 2º e 3º quartil e de mínimo e máximo dos dados geoquímicos de COT, IH e S2 do poço 3CX25BA.....	47



## Resumo

---

O índice Carbono Orgânico Total (COT) representa a concentração de carbono em uma rocha e é um dos mais importantes parâmetros utilizados para se estimar o potencial de uma rocha geradora. Normalmente ele é obtido por meio de análises geoquímicas em profundidades discretas dos poços, entretanto, a técnica de Passey (ou  $\Delta\log R$ ) permite estimá-lo indiretamente a partir de dados de perfilagem de poços. Tal técnica foi aplicada utilizando-se dados de domínio público de poços situados na porção central e norte do Campo Cexis, Bacia do Recôncavo, Bahia, Brasil. Para a aplicação do método, inferiu-se valores do índice *Level of Organic Metamorphism* (LOM), que representa a maturidade da rocha. Ele é utilizado para o cálculo de COT e foram obtidas curvas representativas dos valores de COT geoquimicamente conhecidos em intervalos relativamente ricos da Formação Candeias, rocha geradora da bacia. Em seguida, foi determinado um valor de LOM representativo da área estudada e aplicada a técnica em poços sem dados de geoquímica. O valor médio de COT obtido foi igual a 0,906% e indica uma moderada concentração de carbono orgânico total. Utilizou-se o método de interpolação *Inverse Distance Weighted* (IDW) para a confecção de mapas que representam a distribuição geral desse índice na área de estudo. Foi identificada uma faixa de direção NNE-SSW de menores concentrações de COT, entre zonas adjacentes de maiores concentrações. Para se obter mais informações a respeito do potencial das rochas geradoras, foram estimados indiretamente os valores de Índice de Hidrogênio (IH) e o índice que indica o potencial gerador da rocha (S2). O conjunto de dados evidenciaram que a área estudada, em geral, apresenta baixo potencial para a geração de hidrocarbonetos e uma baixa probabilidade de ocorrência de depósitos não convencionais nos intervalos dos folhelhos estudados. Entretanto, o poço 3CX-25-BA configura-se uma exceção e apresenta dados relevantes que indicam um potencial de geração de óleo e gás entre, aproximadamente, 2050 e 2100 metros de profundidade. Embora o estudo por meio de dados diretos seja imprescindível para avaliações dessa natureza, os métodos utilizados configuraram uma relevante ferramenta para a caracterização preliminar do potencial de geração de hidrocarbonetos em rochas geradoras, devido, principalmente, à utilização de dados de domínio público, aplicação relativamente fácil e rápida, e pelo uso de ferramentas de uso livre como softwares e linguagens de programação como Python e R.



## Abstract

---

The Total Organic Carbon (TOC) index represents the carbon concentration in a rock and is one of the most important parameters used to estimate the potential of a source rock. It is usually obtained through geochemical analysis at discrete depths of the wells, however, the Passey technique (or  $\Delta\log R$ ) allows estimating it indirectly from well logging data. This technique was applied using public domain data from wells located in the central and northern portion of Campo Cexis, Recôncavo Basin, Bahia, Brazil. For the application of the method, values of the Level of Organic Metamorphism (LOM) index were inferred, which represents the maturity of the rock. It is used to calculate TOC and representative curves of geochemically known TOC values were obtained in relatively rich intervals of the Candeias Formation, source rock of the basin. Then, a representative LOM value of the studied area was determined and the technique was applied in wells without geochemical data. The average TOC value obtained was equal to 0.906% and indicates a moderate concentration of total organic carbon. The Inverse Distance Weighted (IDW) interpolation method was used to make maps that represent the general distribution of this index in the study area. A range of direction NNE-SSW with lower concentrations of TOC was identified, between adjacent zones of higher concentrations. In order to obtain more information about the potential of the source rocks, the values of Hydrogen Index (HI) and the index that indicates the generating potential (S<sub>2</sub>) were indirectly estimated. The data set showed that the studied area, in general, has a low potential for the generation of hydrocarbons and a low probability of occurrence of unconventional deposits in the intervals of the studied shales. However, well 3CX-25-BA is an exception and presents relevant data that indicate a potential for oil and gas generation between approximately 2050 and 2100 meters deep. Although the study using direct data is essential for assessments of this nature, the methods used constitute a relevant tool for the preliminary characterization of the potential for generating hydrocarbons in source rocks, mainly due to the use of data in the public domain, application relatively easy and fast, and by the use of free tools such as software and programming languages like Python and R.



# CAPITULO 1

## INTRODUÇÃO

---

### 1.1 APRESENTAÇÃO

Acumulações ou reservatórios de óleo e gás são originados a partir de sedimentos ricos em matéria orgânica que passaram por processos físicos, químicos e biológicos adequados durante o seu processo de soterramento (Magoon & Dow 1994). Eles são constituídos por hidrocarbonetos, que são as principais fontes de energia do mundo e, além disso, possuem subprodutos com diversas aplicações para a sociedade (Selley 1998). Essas propriedades possuem um grande interesse econômico e científico e proporcionam uma busca pelo desenvolvimento de uma melhor compreensão dos seus mecanismos geológicos e da avaliação do potencial desses reservatórios (Hall *et al.* 2003).

Um parâmetro importante para medir o potencial de hidrocarbonetos em uma rocha é o índice de Carbono Orgânico Total (COT). Ele apresenta grande importância na indústria de óleo e gás por sua relevância na avaliação da qualidade de uma rocha geradora e por ser um dos critérios usados para estimar o potencial de uma jazida petrolífera (Alexander *et al.* 2011). As rochas geradoras possuem teor de COT superior a 1%, comumente entre 2 e 8%, mas os valores podem chegar até em 24% em casos excepcionais (Milani *et al.* 2000).

Geralmente, esse estudo é realizado em laboratório por análises geoquímicas de amostras de rocha e/ou sedimentos de amostras de calhas das profundidades alvo (Rouse & Houseknecht 2016). Porém, atualmente pode-se substituir essa avaliação tradicional pela utilização de dados de perfilagem de poços, um método indireto e mais econômico também capaz de determinar a concentração de carbono orgânico nas rochas geradoras (Passey *et al.* 1990).

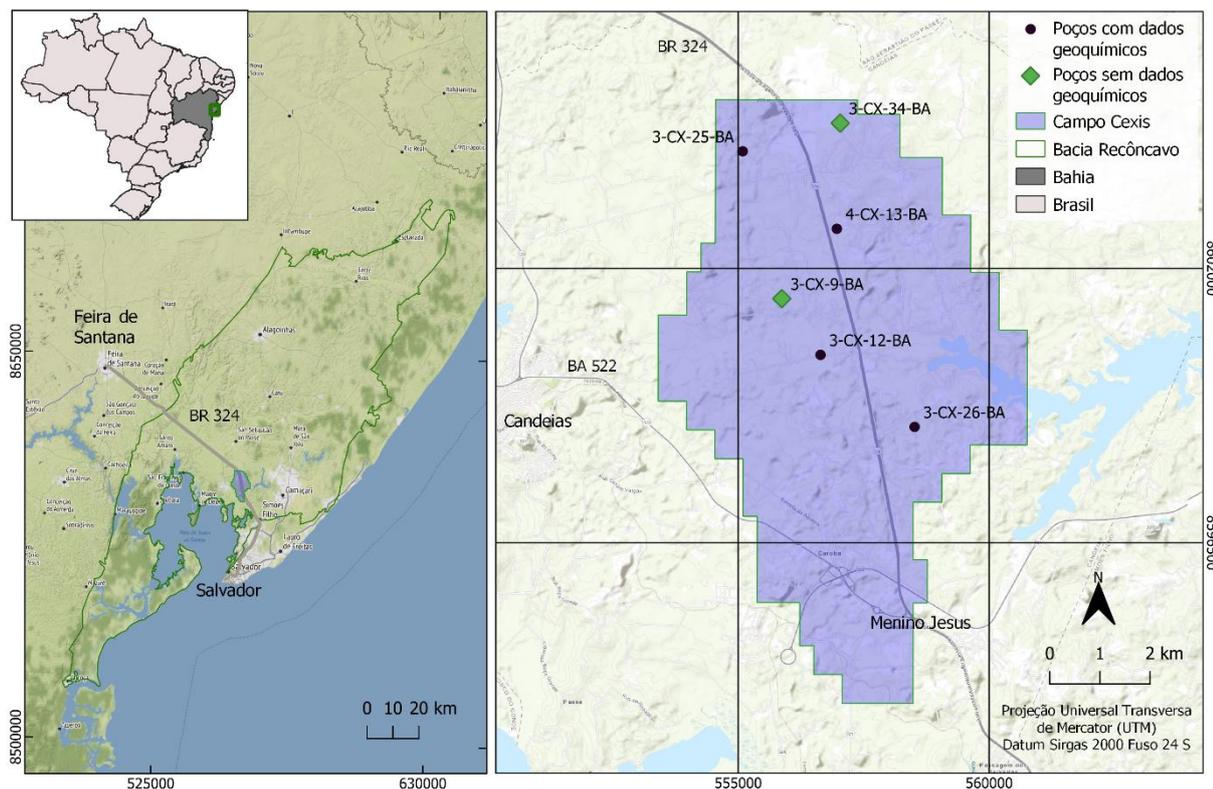
Esse estudo visa calcular a concentração de COT de rochas geradoras da Formação Candeias, na Bacia do Recôncavo, no campo de produção Cexis. Isso é realizado a partir da técnica  $\Delta\log R$ , ou método de Passey (Passey *et al.* 1990), na qual se utiliza de dados de perfilagem de poços. Esse trabalho também tem como finalidade avaliar a aplicação da técnica e a qualidade da rocha geradora, assim como estimar o potencial petrolífero da área estudada para depósitos do não convencional. O processamento dos dados será realizado a partir das linguagens de programação Python e R, que são OpenSource, evidenciando que trabalhos dessa natureza podem ser realizados com um baixo custo e através de programas de uso livre.

### 1.2 LOCALIZAÇÃO

Os poços utilizados nesse trabalho localizam-se na região do nordeste brasileiro, na porção sudeste do estado da Bahia e estão posicionados em uma área que dista cerca de 46 km a norte da capital

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo. Salvador. A área de estudo compreende geologicamente a Bacia do Recôncavo, mais especificamente no campo de produção petrolífero Cexis, que possui uma área de cerca de 55,44 km<sup>2</sup>.

O acesso à região, a partir de Salvador, pode ser realizado por meio da BR-324 em sentido nordeste e posteriormente noroeste. A Figura 1.1 apresenta a localização da área com destaque ao campo de produção estudado e aos poços petrolíferos utilizados nesse trabalho.



**Figura 1.1** - Localização da área de estudo com destaque ao campo de produção Cexis e aos poços utilizados.

### 1.3 OBJETIVOS

O principal objetivo desse trabalho é avaliar o potencial da rocha geradora de poços da Bacia do Recôncavo de maneira indireta, utilizando-se dados de perfilagem geofísica. Para tanto, são tidos como objetivos específicos:

- aplicação da técnica de Passey para cálculo de COT;
- correlação entre as zonas de interesse dos poços estudados;
- produzir mapas bidimensionais de distribuição de COT na área estudada;
- avaliar o potencial da rocha geradora estudada;
- avaliar o potencial não convencional da área de estudo.

## **1.4 JUSTIFICATIVA**

De acordo com Milani *et al.* (2000), a Bacia do Recôncavo foi a primeira a produzir hidrocarbonetos comercialmente no Brasil e teve esse processo iniciado na passagem da década de 30 para a de 40. Segundo o autor, ela é considerada uma bacia madura e, naturalmente, possui um grande conjunto de informações levantadas, como os estudos geofísicos e geológicos realizados nessa região ao longo dos anos.

Esses conteúdos podem ser utilizados para o desenvolvimento e aprimoramento de técnicas que visem o desenvolvimento técnico-científico e econômico da geologia do petróleo e da caracterização da área de estudo. Tal fato ganha ainda mais relevância diante dessa bacia, uma vez que a mesma vem apresentando um nível de produção decrescente ao longo dos últimos anos (ANP 2016).

Desse modo, o presente trabalho se propõe a estimar o índice COT, visando avaliar o potencial da rocha geradora da Bacia e o potencial de exploração não convencional no campo de produção Cexis. Para isso será utilizado o método de Passey, uma técnica relativamente rápida e de baixo custo, com dados gratuitamente disponíveis e tratados por meio de ferramentas de uso livre.

Esse estudo poderá demonstrar a viabilidade de se produzir mapas de concentrações de COT e estudos dessa natureza em trabalhos de maior escala, com o uso dessas mesmas técnicas.

## **1.5 MATERIAIS E MÉTODOS**

Na elaboração deste trabalho, foram utilizados os materiais e métodos descritos nos tópicos a seguir;

### **1.5.1 Revisão bibliográfica**

Essa etapa foi realizada com base em uma série de publicações, visando o entendimento da evolução geológica e do sistema petrolífero da Bacia do Recôncavo, assim como dos dados de perfilagem utilizados e da técnica de Passey.

### **1.5.2 Levantamento de banco de dados**

Os dados de geofísica, geoquímica e de geologia (perfil composto) dos poços utilizados são provenientes do acervo de dados públicos terrestres disponibilizados na página virtual Projeto Reate da CPRM (Serviço Geológico do Brasil) em parceria com a ANP (Agência Nacional de Petróleo). A partir de procedimentos de controle de qualidade, verificando-se a quantidade e a qualidade dos dados, foi então escolhido o campo de produção Cexis para ser estudado, com os poços utilizados apresentados na Figura 1.1.

Os poços foram escolhidos com base na disponibilidade de conteúdos de perfis geofísicos imprescindíveis para a realização do trabalho, são eles: Gamma Ray (GR), Resistividade Profunda (ILD) e Sônico (DT). Foram encontrados apenas 6 poços com as informações necessárias, 4 com dados geoquímicos, como de COT, e 2 sem esses dados (Quadro 1.1).

**Quadro 1.1** – Poços utilizados no estudo

Com dados geoquímicos	Sem dados geoquímicos
3-CX-12-BA	3-CX-09-BA
3-CX-25-BA	3-CX-34-BA
3-CX-26-BA	
4-CX-13-BA	

### 1.5.3 Técnica de Passey

Os perfis geofísicos e os de valores de COT foram processados e representados no trabalho utilizando-se linguagem de programação *python*, através do *software* livre Jupyter. Os dados disponibilizados pelo site Projeto Reate estão em formato LIS ou DLIS, entretanto, para entrada no Jupyter, é necessário o formato LAS. Portanto, foram necessárias conversões e, para isso, utilizou-se o *software* livre Schulumberger Toolbox 2.2.

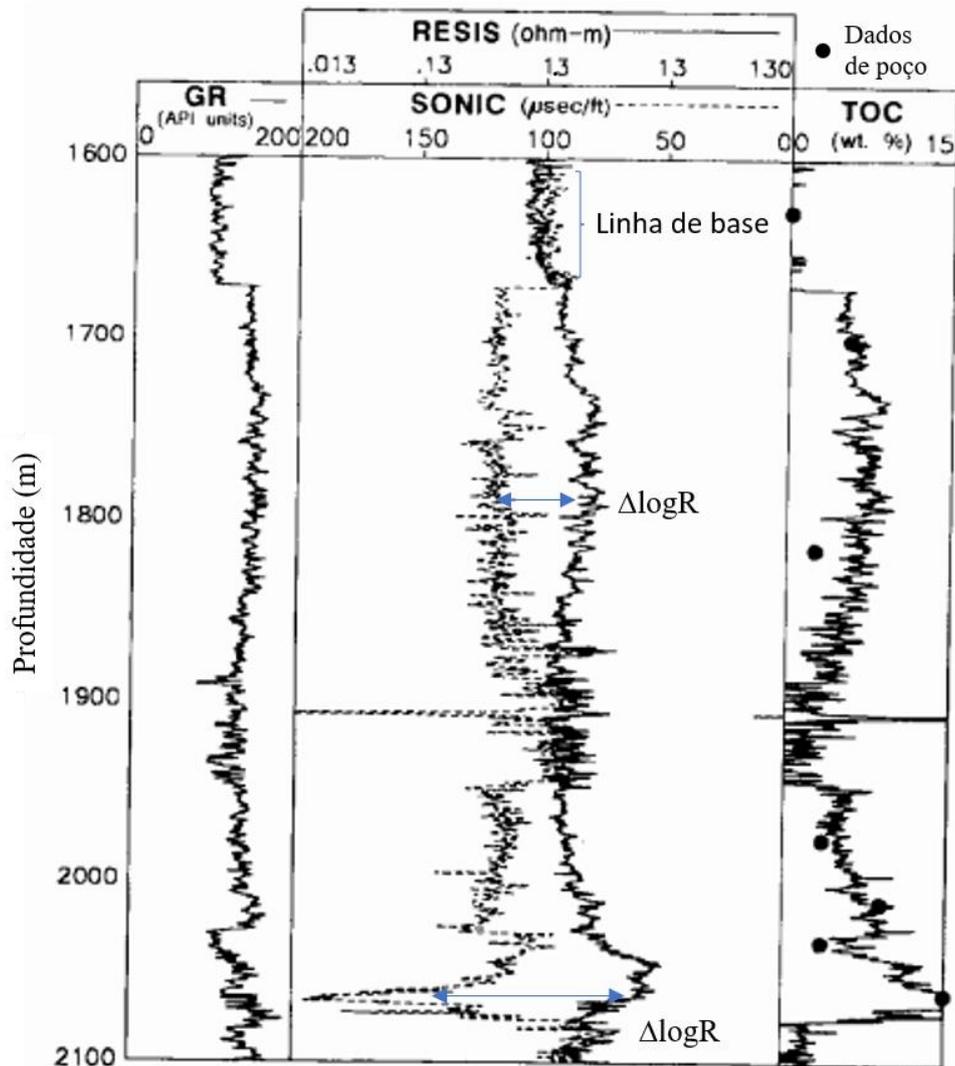
A técnica utilizada nesse trabalho foi desenvolvida e testada em 1979 pela multinacional petrolífera Exxon, atualmente denominada como ExxonMobile, sendo publicada por Passey *et al.* (1990). Segundo os autores, ela vem sendo aplicada com sucesso em diversos poços ao redor do mundo. Um dos principais fundamentos da técnica é o parâmetro  $\Delta \log R$ , representado na Equação (1.1). Ele é medido em ciclos logaritmos de resistividade e é calculado por meio da separação das curvas de DT e ILD em um mesmo intervalo de linha de base de uma rocha.

$$\Delta \log R = \log_{10} (R/R_{\text{linhabase}}) + 0,02(\Delta t - \Delta t_{\text{linhabase}}) \quad (1.1)$$

Nesta equação, R representa a resistividade em ohm.m e  $\Delta t$  é o tempo de trânsito medido em  $\mu\text{s}/\text{ft}$ .  $R_{\text{linhabase}}$  é a resistividade correspondente ao valor de  $\Delta t_{\text{linhabase}}$ , em que tais curvas são linhas de base em rochas ricas em argilas e que não são geradoras. O parâmetro 0,02 é baseado na escala que relaciona 50  $\mu\text{s}/\text{ft}$  de DT, corresponde a um ciclo logarítmico de resistividade.

De acordo com Passey *et al.* (1990), a técnica se baseia no comportamento das curvas dos perfis DT e ILD, pois estes apresentam padrão proporcional ao conteúdo de matéria orgânica e a maturidade da rocha. Ela foi desenvolvida para se estimar o COT de rochas ricas em matéria orgânica, como rochas geradoras em sistemas petrolíferos, litologia de interesse desse estudo. Portanto, foram definidos como zonas de estudo os intervalos ricos em matéria orgânica da Formação Candeias, rocha geradora da Bacia.

Para a realização da análise, inicialmente deve-se definir uma linha de base a qual as curvas sejam sobrepostas (Figura 1.2). Elas tendem a se sobrepor em rochas não geradoras (sem conteúdo considerável de matéria orgânica) e de granulação fina, podendo ser distinguíveis das geradoras em perfilagem geofísica pelos relativos baixos valores de GR.



**Figura 1.2** - Perfil DT e de ILD sobrepostos, ilustrando a linha de base e a separação  $\Delta\log R$  no intervalo rico em matéria orgânica. Também é ilustrado a comparação de COT obtido a partir de dados diretos e o calculado pela técnica de Passey (Modificado de Passey *et al.* 1990).

Quando a matéria orgânica está presente, a sua baixa densidade proporciona um maior tempo de trânsito de onda, ou seja, há maiores valores de DT. A presença de hidrocarbonetos provoca maiores valores de resistividade devido à dificuldade de passagem de corrente elétrica. As curvas dos dois perfis geofísicos tendem então a se separar, o que resulta no parâmetro  $\Delta\log R$  e que pode indicar a presença de uma rocha geradora (Figura 1.2).

Em seguida, é estimado o Nível de Maturidade ou *Level of Organic Metamorphism* (LOM). Foram utilizados valores inferidos e discretos, obtendo-se assim valores de COT teóricos por meio da

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo.

aplicação da Equação (1.2), que também tem como parâmetro o  $\Delta\log R$ . De acordo com Passey *et al.* (1990), ainda que o LOM estimado não represente a maturidade real da rocha, a variação vertical de COT ainda pode ser corretamente estimada.

É feita, então, uma comparação entre o perfil vertical calculado de COT e os valores provenientes de dados geoquímicos. É escolhido o valor de LOM que produz a curva que melhor representa os valores de COT do poço estudado. A Figura 1.2 ilustra a comparação entre os dados de concentração de carbono orgânico total obtidos por técnicas diretas, como análises geoquímicas em amostras de calha, e os calculados a partir do método de Passey.

Uma vez obtido os índices LOM e calculado o COT nos poços com dados geoquímicos, é iniciada uma segunda etapa, cuja finalidade é estimar o valor de COT dos demais poços. Para tanto, será escolhido um valor de LOM representativo da área estudada e aplicada a Equação (1.2). O valor de LOM utilizado será uma média aritmética dos obtidos na etapa dos poços com geoquímica.

$$\text{COT} = (\Delta\log R) \times 10^{(2,297 - (0,1688 \times \text{LOM}))} \quad (1.2)$$

#### 1.5.4 Filtragem dos dados

Os teores de COT obtidos passaram por uma filtragem e são selecionados para análise aqueles que representam rochas com volume de argilominerais (Vcl) superiores a 70%.

#### 1.5.5 Correlação geofísica-geológica

Após a filtragem dos dados é realizada a correlação entre os poços estudados, com o objetivo de se associar espacialmente as zonas de maior interesse presentes na Formação Candeias, principal rocha geradora da bacia. Essa atividade será executada a partir da interpretação dos dados de cota e de geologia presentes nos perfis compostos e pelos perfis de GR.

#### 1.5.6 Apresentação e análise dos dados de COT

Os dados de cada poço foram plotados em diagramas *boxplots*, de maneira a simplificar a visualização dos resultados, bem como obter as distribuições do 1º, 2º e 3º quartil dos valores de COT calculados, assim como os valores de mínimo, máximo e os *outliers*.

A etapa seguinte foi a construção de mapas bidimensionais de distribuição de COT. Eles foram elaborados por intermédio do software livre de geoprocessamento QGIS, utilizando-se a ferramenta de análise espacial e interpolação do tipo *Inverse Distance Weighted* (IDW). Os parâmetros utilizados foram os valores de 1º, 2º e 3º quartil e média dos dados de COT calculados para cada poço.

### 1.5.7 Diagramas de classificação

A partir dos valores de LOM, foram obtidos indiretamente valores de Índice de Hidrogênio (IH) de óleo e gás, por meio da Equação (1.3) e Equação (1.4), apresentada por LeCompte (2012). Também foram obtidos valores do índice de Potencial Gerador (S2) a partir de uma manipulação da Equação (1.5), apresentada por Espitalié *et al.* (1977), obtendo-se a Equação (1.6) que relaciona COT, IH e S2. Esses valores foram utilizados para classificar o potencial da rocha geradora em relação ao conteúdo de COT, a geração de hidrocarbonetos e o tipo de querogênio a partir das classificações propostas por Peters & Cassa (1994) e sintetizados nos diagramas apresentados em Garry *et al.* (2016). Eles foram construídos nesse trabalho por meio da linguagem de programação R no *software* livre RStudio.

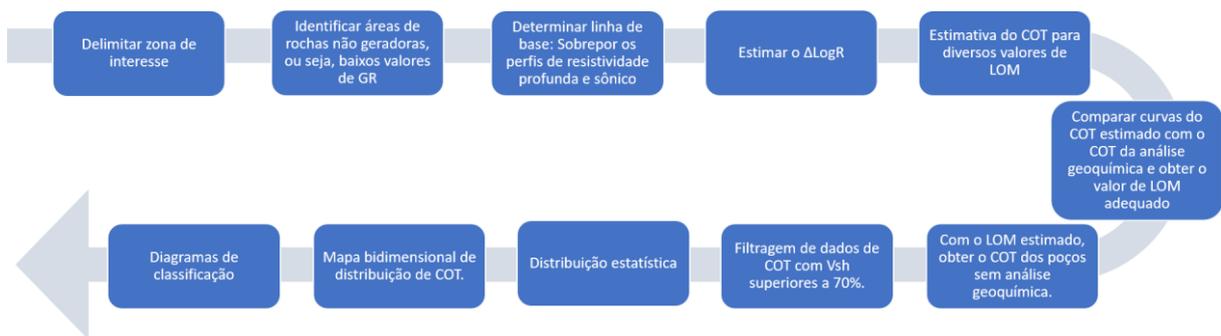
$$IH_{gás} = 0,2914 * LOM^4 - 11,64 * LOM^3 + 169,57 * LOM^2 - 1099 * LOM + 2863,2 \quad (1.3)$$

$$IH_{óleo} = 0,1028 * LOM^4 - 3,94 * LOM^3 + 50,4 * LOM^2 - 290 * LOM + 960 \quad (1.4)$$

$$IH = \frac{100 * S2}{COT} \quad (1.5)$$

$$S2 = \frac{IH * COT}{100} \quad (1.6)$$

Os valores de S2 também passaram por uma análise estatística para auxiliar na fundamentação e interpretação dos dados. A Figura 1.3 exhibe sinteticamente as etapas adotadas na metodologia aplicada nos poços para o cálculo de COT e avaliação do potencial das rochas geradoras.



**Figura 1.3** – Fluxograma das principais etapas da metodologia adotada no presente trabalho.

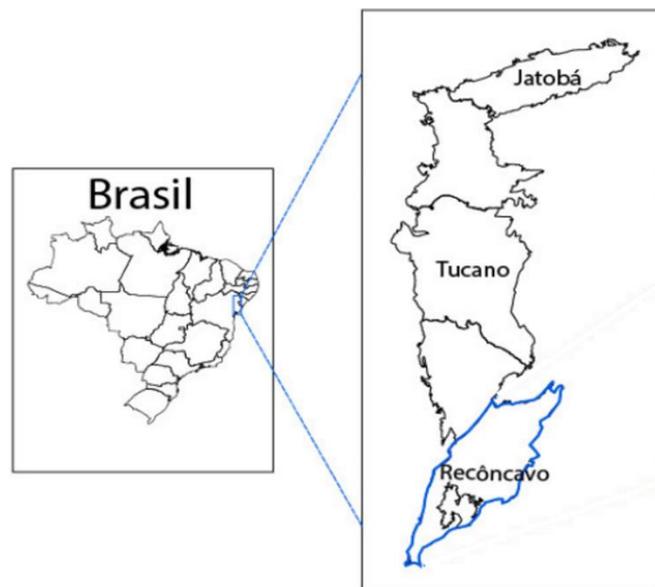
Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo.

## CAPÍTULO 2

### BACIA DO RECÔNCAVO

#### 2.1 CONTEXTO GEOTECTÔNICO

A Bacia do Recôncavo faz parte da porção sul do sistema de rifte intracontinental Recôncavo-Tucano-Jatobá (Figura 2.1) que possui cerca de 400 km de comprimento e 100 km de largura, consistindo em uma série de grabens assimétricos (Magnavita 1992). Seu desenvolvimento ocorreu durante as fases iniciais da quebra do supercontinente Gondwana e abertura do oceano Atlântico Sul na margem leste brasileira, entre o Jurássico superior e o Cretáceo inferior (Milani & Davison 1988).



**Figura 2.1** – Localização da Bacia do Recôncavo no contexto do sistema *rifte* Recôncavo-Tucano-Jatobá (Modificado de Freitas 2014).

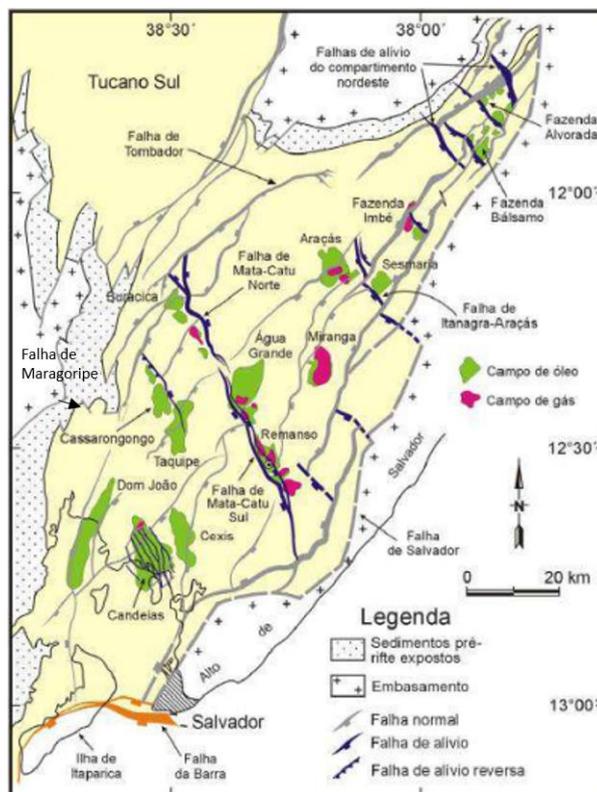
A Bacia do Recôncavo é uma bacia sedimentar continental cretácea situada no nordeste brasileiro, no estado da Bahia (Figura 2.1), e ocupa uma área de cerca de 11500 km<sup>2</sup>. Ela é constituída como um aulacógeno, em forma de meio gráben, de orientação NE-SW, com falha de borda a leste (Magnavita *et al.* 2005). A bacia possui um importante registro sedimentar não marinho, sendo constituído principalmente por folhelhos e arenitos.

#### 2.2 ARCABOUÇO ESTRUTURAL

São considerados como limites da Bacia do Recôncavo (Figura 2.2) o Alto do Aporá, a norte, sendo este o limite com a Bacia do Tucano, e a sul a falha da Barra (Milhomem *et al.* 2003). A leste há a falha de base da bacia, a qual possui rejeito superior a 6000 metros, denominada como sistema de falhas Salvador (Destro *et al.* 2003). A margem flexural está localizada a oeste e a falha Maragoripe

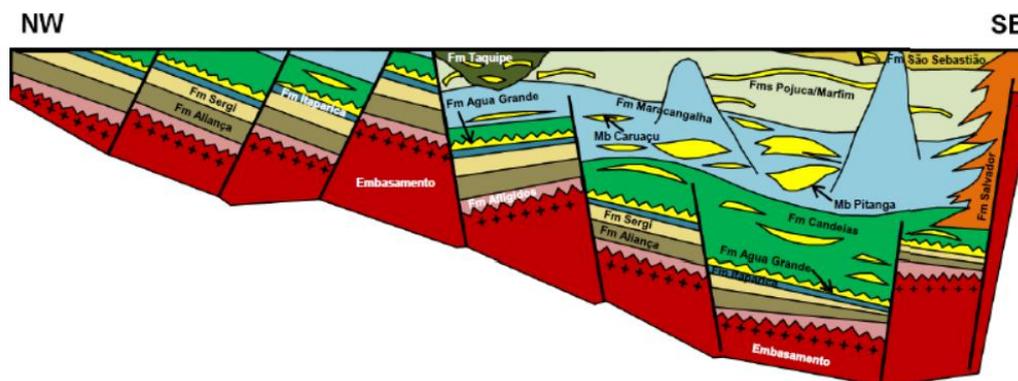
Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo.

marca o limite da bacia nessa porção, contando ainda com estruturas importantes, como as falhas Paranaguá e Tombador (Milhomem *et al.* 2003, Destro *et al.* 2003).



**Figura 2.2** – Bacia do Recôncavo, seus limites, estruturas e principais campos de produção (Modificado de Nascimento 2016).

Estruturalmente, a bacia é caracterizada por falhamentos normais sintéticos e antitéticos, de direção N30E, correlacionados a estruturas do embasamento, o que é evidenciado pelo paralelismo com a foliação deste (Figueiredo *et al.* 1994). O sistema de falhas separa blocos rochosos e condiciona o mergulho preferencial das camadas para SE (Figura 2.3) (Troccoli & Holz 2014).



**Figura 2.3** – Seção esquemática da Bacia estudada e feição em meio gráben (Extraído de Milhomem *et al.* 2003).

Esses blocos são seccionados por zonas de falhas transversais de orientação N40°W, que dividem a bacia em três blocos: sul, central e norte (Figura 2.1). Os principais exemplos dessas estruturas

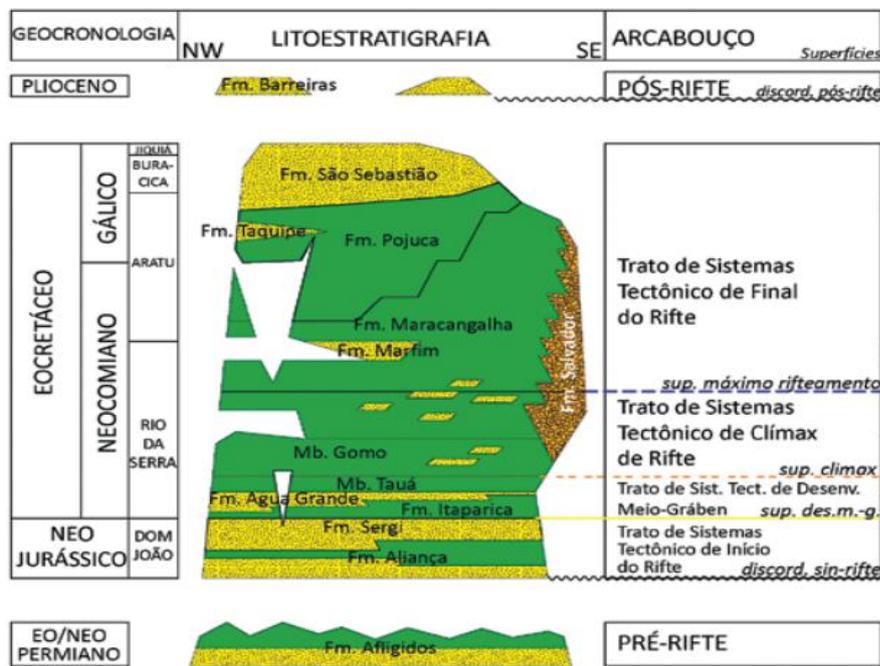
são as falhas Mata-Catu a Itanagra, que foram interpretadas por Milani & Davison (1988) como zonas de transferência. Entretanto, Destro *et al.* (2003) interpretam essas estruturas como zonas de acomodação, sendo constituídas por falhas de alívio que surgiram para acomodar variações laterais na subsidência vertical da bacia, controladas pelas movimentações na falha Salvador a leste e nas falhas Tombador e Paranaguá a oeste.

De acordo com os mesmos autores, tais estruturas de acomodação controlam a distribuição de hidrocarbonetos na bacia, como é demonstrado pela localização dos campos de produção, na Figura 2.2.

### 2.3 EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA

O embasamento cristalino da Bacia do Recôncavo é construído por gnaisses arqueanos do Bloco Serrinha, pelos cinturões orogênicos proterozoicos Itabuna-Salvador-Curaçá e Salvador-Esplanada-Boquim, e por metassedimentos neoproterozoicos do Grupo Estância (Silva *et al.* 2007).

A sequência sedimentar da bacia foi estudada e compilada por diversos autores, vale destacar os trabalhos: Silva *et al.* (2007) e Kuchle & Scherer (2010) que propuseram modelos deposicionais e cartas estratigráficas para a bacia do recôncavo, sendo o último, o modelo proposto mais recente (Figura 2.4).



**Figura 2.4** – Carta estratigráfica da Bacia do Recôncavo integrada ao arcabouço de sistemas tectônicos (Kuchle & Scherer 2010).

Silva *et al.* (2007) classificam os registros sedimentares da Bacia do Recôncavo como divididos em Supersequência Paleozoica e Supersequência Mesozoica descritos a seguir.

### 2.3.1 Supersequência Paleozoica

Os sedimentos dessa sequência são do contexto de sinéclise intracratônica (Caixeta *et al.* 1994) e se correlacionam com rochas da Bacia do Parnaíba, tendo ambas as Bacias provavelmente sido constituídas uma única na Era Paleozoica (Magnavita *et al.* 2005). De acordo com Silva *et al.* (2007), são representados pela Formação Afligidos, que apresenta sedimentos típicos de ambiente marinho raso e é constituída por arenitos e evaporitos do Membro Pedrão, depositados em mar restrito a marginal. Em seguida, há pelitos e folhelhos lacustres do Membro Cazumba definindo uma tendência regressiva.

Trabalhos mais recentes interpretam a fase de sinéclise como já representantes da fase pré-rifte da Bacia, a exemplo do estudo sismoestratigráfico realizado por Kuchle & Scherer (2010).

### 2.3.2 Supersequência Mesozoica

As rochas dessa supersequência contam a própria história evolutiva do processo de rifteamento da bacia. A fase pré-rifte representa o estiramento inicial da crosta (Kuchle & Scherer 2010) e, na Bacia do Recôncavo, esta ocorreu durante o Neojurássico ao Eocretáceo (Arai *et al.* 1989).

De acordo com Magnavita *et al.* (2005) e Silva *et al.* (2007), são representantes dessa fase sedimentos continentais, como arenitos de ambiente flúvio-eólico e folhelhos lacustres da Formação Aliança, seguidos por arenitos flúvio-eólicos da Formação Sergi, ambas formações pertencentes ao Grupo Brotas (Figura 2.4). Essas rochas são sotopostas por sedimentos fluviais e lacustres da Formação Itaparica e arenitos flúvio-eólicos da Formação Água Grande.

Como já descrito anteriormente, Kuchle & Scherer (2010) interpretam a fase pré-rifte como sendo constituída pelos depósitos da Formação Afligidos, e classifica todos os depósitos vinculados ao tectonismo ativo como sin-rifte. De acordo os mesmos autores, a fase sin-rifte de uma bacia representa o estágio de abertura da crosta, nessa etapa as principais feições estruturais são instaladas por um tectonismo progressivo.

A partir dos critérios de mapeamento sismoestratigráficos apresentados por Bosence (1998), o início do estágio rifte é marcado por uma discordância, e seus primeiros depósitos ocorrem na forma de uma bacia continental rasa representada por lagos que são progressivamente recobertos por sedimentos fluviais e eólicos. Para Kuchle & Scherer (2010), a discordância Sin-Rifte é marcada por um hiato de 100 Ma que separa a Formação Afligidos das rochas deltaicas continentais do Grupo Brotas, representantes da fase inicial sin-rifte.

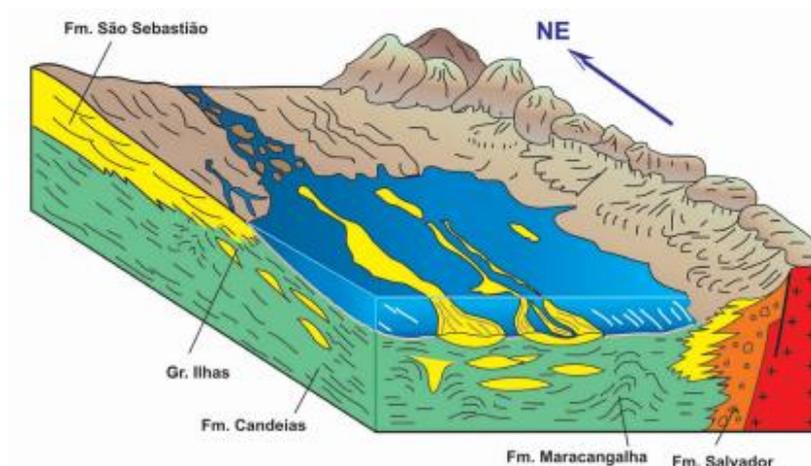
Ainda de acordo com Kuchle & Scherer (2010), nos momentos de desenvolvimento da geometria de meio *graben* da bacia, foram depositados os sedimentos da Formação Itaparica, seguidos

da Formação Água Grande, o que representaria um sistema lacustre sobreposto por sistemas deltaicos e continentais, evidenciando-se um padrão progradante.

De acordo com Silva *et al.* (2007), uma provável umidificação climática associada com a constante criação de espaço de acomodação, devido a subsidência, desenvolveu condições para a instalação de um sistema transgressivo. Isso é marcado pela deposição de folhelhos (Membro Tauá) que por vezes apresentam contribuições de correntes de turbidez (Membro Gomo) da Formação Candeias e folhelhos basais da Formação Maracangalha, ambos sobre os sedimentos arenosos da Formação Água Grande.

Para Kuchle & Scherer (2010), esses sistemas lacustrinos profundos seguidos de sedimentos cascalhosos e arenosos da Formação Salvador se desenvolveram na fase clímax do rifteamento. Os sedimentos da Formação Salvador foram originados das atividades da falha de borda da bacia, configurando um sistema de leques deltaicos que avança e recua sobre os sistemas lacustres. Isso ocorre dinamicamente de acordo com os períodos de atividade e inatividade da falha de borda que, de maneira geral, tende a progradar devido à atividade tectônica crescente.

Segundo Magnavita *et al.* (2005) e Silva *et al.* 2007, uma diminuição da atividade tectônica, associada a um progressivo assoreamento da bacia, proporcionou deposições de fluxos gravitacionais provenientes de sedimentos retrabalhados de deltas marginais, representados pelos membros Caruaçu e Pitanga da Formação Maracangalha. O sobrepeso desses sedimentos, juntamente com a atividades tectônicas, dão origem a diápiros, argilosineses e falhas lítricas ou de crescimento sindeposicionais a essa formação. A Figura 2.5 ilustra a paleogeografia da deposição dos sedimentos da Formação Maracangalha.



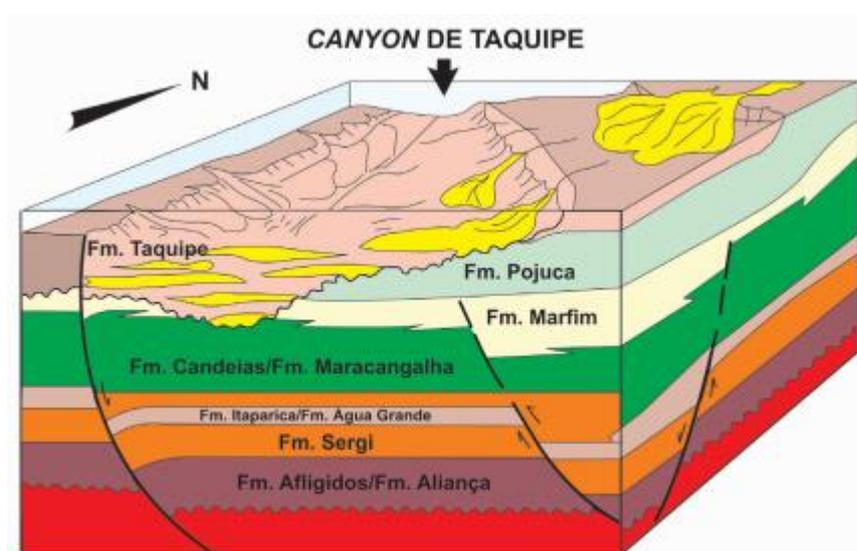
**Figura 2.5** – Paleogeografia durante a deposição da Formação Maracangalha (Magnavita *et al.* 2005).

A progressiva diminuição das taxas de subsidência, acompanhada de uma diminuição da batimetria, possibilita uma espessa sedimentação deltaica representada pelos arenitos da Formação

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo.

Marfim e folhelhos da Formação Pojuca (Grupo Ilhas) (Magnavita *et al.* 2005; Silva *et al.* 2007). Kuchle & Scherer (2010) interpretam que a diminuição da atividade tectônica marca a fase fim de rifte, após o estágio clímax. Neste momento há o fim do máximo preenchimento da bacia e a partir de então há uma modificação do padrão retrogradacional de sedimentação para predominantemente progradacional.

Segundo Magnavita *et al.* (2005) e Silva *et al.* (2007), o preenchimento de cânions ou vales na porção oeste da bacia (Cânion de Taquipe), originados por reativações normais na falha Paranaguá, proporcionou a acumulação de arenitos provenientes de retrabalhamento de sedimentos deltaicos e folhelhos que constituem a Formação Taquipe, seguidos de depósitos fluviais da Formação São Sebastião. A Figura 2.6 ilustra a paleogeografia da deposição desses sedimentos.



**Figura 2.6** – Paleogeografia durante a deposição da Formação Taquipe (Magnavita *et al.* 2005).

Magnavita *et al.* (2005) e Silva *et al.* (2007) descrevem a sequência pós rifte como constituída pelos sedimentos eluvionais da Formação Marizal, depositada no Neoptiano. De acordo com Magnavita *et al.* (1994), ela foi depositada em uma sinéclise e possui uma discordância angular basal que estaria correlacionada a ruptura continental precedente da deriva dos continentes no desenvolvimento do Oceano Atlântico. Kuchle & Scherer (2010), consideram os sedimentos pleistocenicos fluviais da Formação como também pertencentes a fase pós-rifte.

O Quadro 2.1 resume as principais unidades litoestratigráficas e seus respectivos ambientes deposicionais, assim como suas correlações com as fases de desenvolvimento do rifte de acordo com os autores Silva *et al.* (2007) e Kuchle & Scherer (2010).

**Quadro 2.1** – Unidades estratigráficas, ambientes deposicionais e suas respectivas classificações nas etapas do sistema rifte desenvolvido na Bacia do Recôncavo de acordo com Silva *et al.* (2007) e Kuchle & Scherer (2010).

Formações Litoestratigráficas	Membro	Ambiente Depositional	Silva <i>et al.</i> (2007)	Kuchle & Scherer (2010)
Barreiras		Fluvial	-	Pós-Rifte
Marizal		Leques Aluviais	Pós-Rifte	
São Sebastião		Fluvial	Sin-Rifte	Sin-Rifte
Taquipe		Delta		
Pojuca		Delta		
Marfim		Delta		
Salvador		Leques aluviais		
Maracangalha		Pitanga		
	Caruaçu	Fluxo de detritos		
		Lacustre		
Candeias	Gomo	Correntes de turbidez		
	Tauá	Lacustre		
Água Grande		Flúvio-Eólico		
Itaparica		Lacustre		
Sergi		Flúvio-eólico		
Aliança	Capianga	Lacustre	Pré Rifte	Pré-Rifte
	Boipeba	Flúvio-eólico		
Afligidos	Cazumba	Lacustre	-	
	Pedrão	Mar restrito a marginal		

## 2.4 SISTEMA PETROLÍFERO

Milani *et al.* (2000), apresentam um trabalho de compilação a respeito da atividade petrolífera na margem continental brasileira, acompanhado de uma breve descrição a respeito da evolução geológica das bacias produtoras de óleo e gás e de conceitos fundamentais relacionados a essa temática, os quais serviram de base para as definições apresentadas nesse tópico.

O conceito de sistema petrolífero abarca um conjunto de requisitos geológicos necessários para a formação de uma jazida petrolífera em uma bacia sedimentar, são eles: rochas geradoras maduras, rochas reservatório, rochas selantes e trapas; e, ainda, os fenômenos dependentes do tempo: migração e sincronismo.

Segundo o mesmo autor, a rocha geradora é o principal elemento de um sistema petrolífero, pois é ela que possibilita a existência de hidrocarbonetos em uma bacia. Para existir uma jazida, é necessário que uma grande quantidade de matéria orgânica seja depositada juntamente com os demais sedimentos em ambientes anóxicos, para que ela seja preservada da decomposição. Esse material deve ser submetido a condições propícias de pressão e temperatura, quando do seu soterramento, para que a matéria orgânica seja convertida em hidrocarbonetos, tornando-se, assim, uma rocha geradora madura.

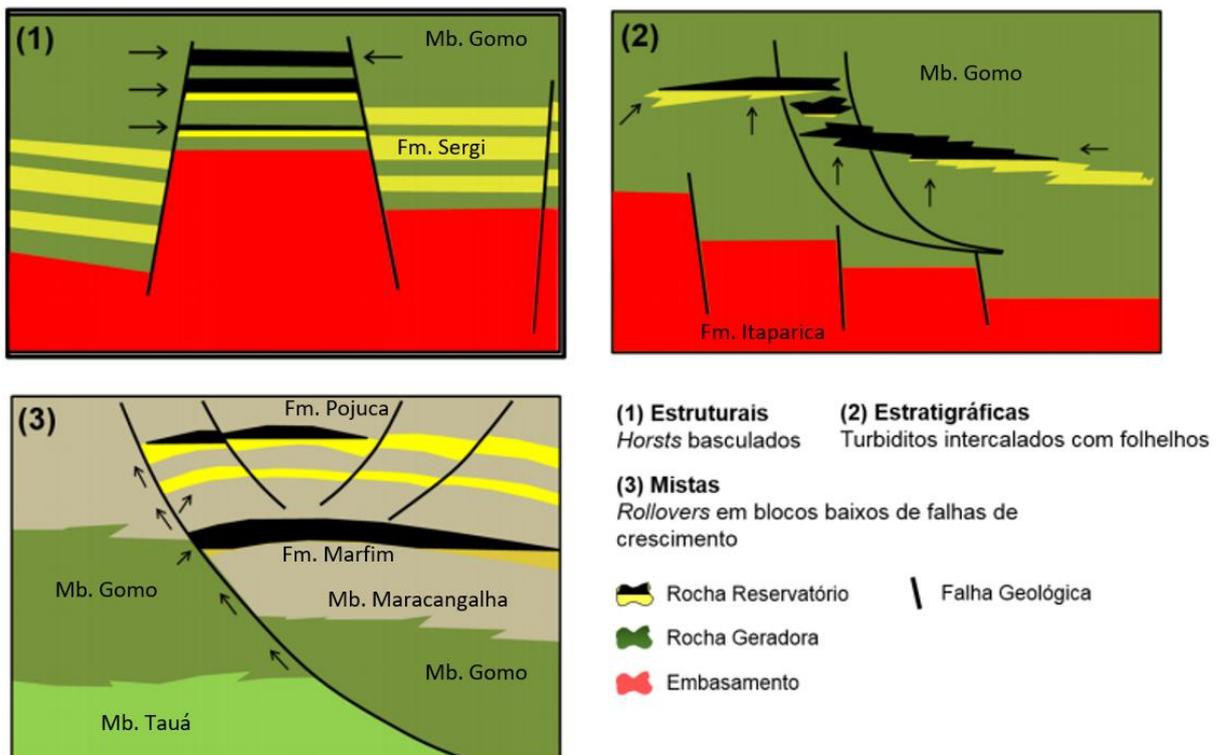
A quantidade de carbono em uma rocha é medida pelo índice COT (carbono orgânico total) e, de acordo com o autor, as rochas sedimentares comuns apresentam teores inferiores a 1%. Já as rochas geradoras apresentam teores acima desse limite, com valores normalmente entre 2 e 8%, mas podendo chegar a 14% e, em poucos casos, a 24% ou mais. No mesmo sentido, Peters & Cassa (1994) afirmam que uma rocha geradora deve ter no mínimo um teor em torno de 1% de COT. Na Bacia do Recôncavo, as rochas geradoras pertencem a Formação Candeias, sendo representadas pelos folhelhos dos membros Tauá e Gomo, apresentando um valor médio de COT de 1% (Prates & Fernandes 2015; Costa 2017).

Na rocha geradora, o óleo e gás formados possuem volume maior que a matéria orgânica inicial, o que aumenta a pressão interna da rocha. Esses fluidos tendem então a migrar para locais de menores pressões, por meio de condutos, e se armazenam em rochas com porosidade, permeabilidade e condições estruturais adequadas localizadas em porções relativamente mais próximas da superfície. Esse fenômeno é conhecido como migração, as rochas que armazenam os fluidos são os reservatórios e as configurações geométricas que permitem a sua concentração são denominadas de armadilhas ou trapas.

As rochas reservatórias da bacia estão presentes em todas as porções da estratigrafia e são principais as seguintes: arenitos flúvio-eólicos da Formação Sergi, Itaparica e Água grande, depósitos turbidíticos da Formação Candeias e Maracangalha e arenitos flúvio-deltáicos das formações Marfim e Pojuca (Prates & Fernandes 2015; Bastos 2017).

A migração da Bacia do Recôncavo é majoritariamente controlada por falhas (Destro *et al.* 2003), e são descritos três tipos de armadilhas responsáveis pela acumulação (Rostirolla 1997) (Figura 2.7): trapas estruturais pré-rifte, formados por horsts, basculados ou não, em que as rochas geradoras abaixo das falhas alimentam as reservatórias lateralmente. Trapas estratigráficas ou combinadas sin-rifte, constituídas principalmente por rochas das formações Candeias e Marfim de fácies turbidíticas, que funcionam como reservatórios conectados aos folhelhos geradores, por distâncias pequenas. O derradeiro tipo de trapa descrito é constituído por rollovers sin-rifte, formados em regiões baixas das

falhas de crescimento, no nível dos reservatórios das formações Pojuca e Marfim de fácies deltaicas, com migrações verticais através de falhas regionais.



**Figura 2.7** – Trapas estruturais da Bacia do Recôncavo. 1) trapas pré-rifte; 2) trapas estratigráficas e combinadas sin-rifte Candeias 3) trapas em rollover sin-rifte Marfim/Pojuca (Modificado de Rostirolla 1997 e de Bastos 2017)

Segundo Milani *et al.* (2000), quando os fluídos migram para a armadilha, devem encontrar condições que impeçam a sua percolação, e isso é proporcionado por uma camada litológica superior impermeabilizante. Essas são as rochas selantes, possuindo o papel de aprisionar os hidrocarbonetos e naturalmente devem conter baixa permeabilidade, a exemplo dos folhelhos, siltitos e calcilitos, ou outras rochas de transmissividade inferior ao reservatório em muitos níveis de grandeza (evaporitos, rochas ígneas e etc). Na área de estudo, esse papel é exercido por folhelhos dos membros Tauá e Gomo, das formações Maracangalha e Taquipe, e pelos folhelhos pro-deltaicos das formações Marfim e Pojuca (Prates & Fernandes 2015; Bastos 2017).

## 2.5 CAMPO DE PRODUÇÃO CEXIS

De acordo com ANP (2016), o campo terrestre Cexis (CX) foi descoberto em 1966 e está em produção desde o mesmo ano, além disso, tem como previsão de término de produção o ano de 2025. Atualmente tem como fluído principal o gás, embora também produza óleo. Algumas informações relevantes a respeito desse campo são apresentadas no Quadro 2.2.

**Quadro 2.2** - Dados disponibilizados pela ANP (2016) do campo de produção Cexis – Bacia do Recôncavo, Bahia.

Operador	Petróleo Brasileiro S.A.	
Fluído principal	Gás	
Área	54,44 km <sup>2</sup>	
Descoberta	mar/66	
Início de Produção	jun/66	
Situação	Em produção	
Previsão de término da produção	2025	
Produção Acumulada (31/12/2016)	Óleo 2,58 Mm <sup>3</sup>	Gás Associado 3.690,64 Mm <sup>3</sup>
Volume “in place” (31/12/2016)	Óleo 20,45 Mm <sup>3</sup>	Gás 7.755,60 Mm <sup>3</sup>
Poços (05/2016)	102 Perfurados	42 Produtores

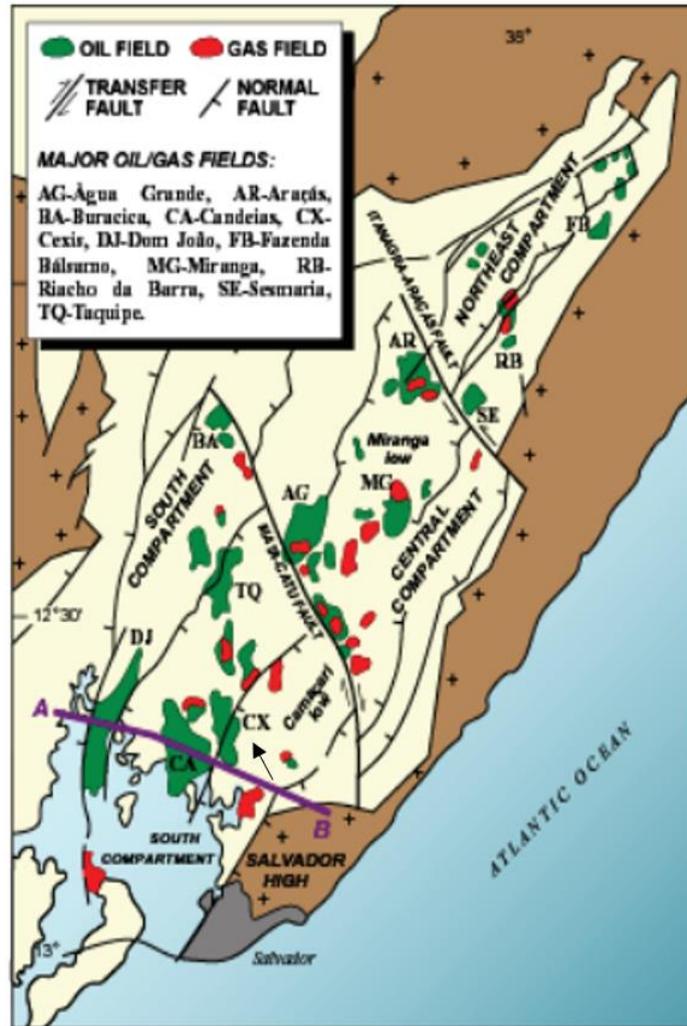
Seu histórico de produção até o período de julho de 2014 é exibido na Figura 2.8 (ANP 2016) e evidencia uma progressiva diminuição geral da produção a partir de meados da década de 90. O pico de produção de óleo nesse campo ocorreu entre os anos de 1990 e 1992, chegando a 3.858,89 bbl/dia, e o de gás no ano de 1994, com 642,26 Mm<sup>3</sup>/dia. Entretanto, no ano de 2014 apresentou uma produção relativamente baixa, com menos de 1500 bbl/dia de óleo e 100 Mm<sup>3</sup>/dia de gás.



**Figura 2.8** – Histórico de produção do campo Cexis entre 06/1966 a 07/2014 (Extraído de ANP 2016).

Segundo ANP (2016), os principais reservatórios de campo estão situados nos turbiditos de idade eocretácia do Membro Gomo, Formação Candeias, saturados em óleo leve de 41° API. Eles apresentam permeabilidade de cerca de 14,5 Md e em média 11% de porosidade. Também são reservatórios, porém secundários, os arenitos formados a partir de fluxos detríticos do Membro Caruaçu da Formação Maracangalha

Segundo Camões (1988), a estratigrafia do campo é composta por rochas da Formação Aliança e Sergi na base (neojurássico), seguidos pelas formações Itaparica, Candeias, Marfim, Pojuca e São Sebastião, nessa ordem (eocretácio). A principal feição estrutural do Campo Cexis é um sistema de falhas normais de direção NE-SW, de mergulho para SE, separando e basculando dois grandes blocos em direção ao depocentro da Bacia. A Figura 2.11 apresenta uma falha exemplar desse sistema que aflora na porção central do campo (Camões 1988; Nascimento 2016).



**Figura 2.9** – Campos de exploração e principais estruturas geológicas da Bacia do Recôncavo (Modificado de Silva 2006).

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo.

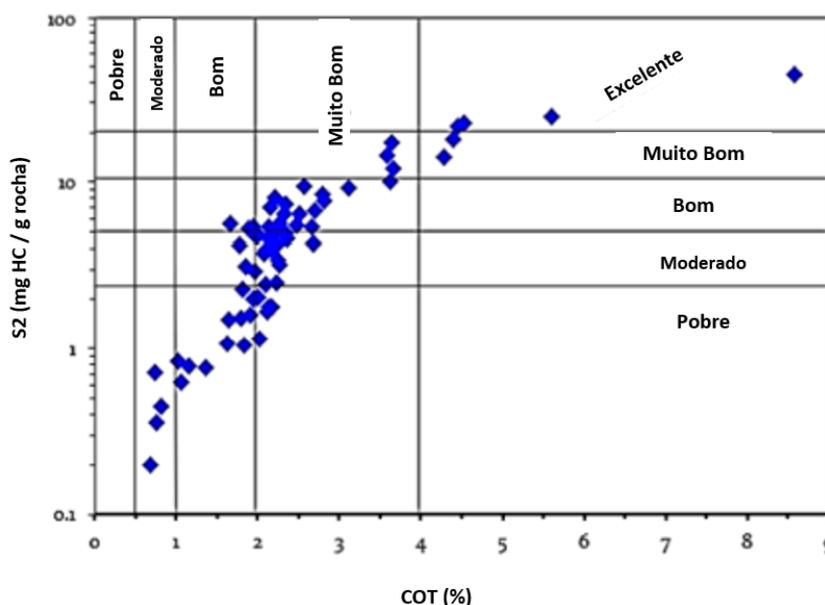
## CAPÍTULO 3

### POTENCIAL DE UMA ROCHA GERADORA

A avaliação do potencial das rochas geradoras é essencial para os processos de exploração de petróleo e pode ser feita a partir de análises e correlações de alguns parâmetros obtidos diretamente, como por análises geoquímicas, ou indiretamente, a partir de equações e métodos indiretos, por exemplo (Garry *et al.* 2016). Neste trabalho a avaliação se deu a partir da análise dos dados de COT (Carbono Orgânico Total), Índice de Hidrogênio (IH) e índice de Potencial Gerador (S2).

Como já descrito anteriormente, o COT representa a riqueza orgânica de uma rocha. De acordo com Peters (1986), o índice S2 representa a quantidade de miligramas de hidrocarbonetos gerados pela degradação pirolítica de querogênio por uma grama de rocha (mgHC/g rocha). Em outras palavras, ele representa o potencial existente de uma rocha em gerar petróleo se o soterramento e maturação forem concluídos.

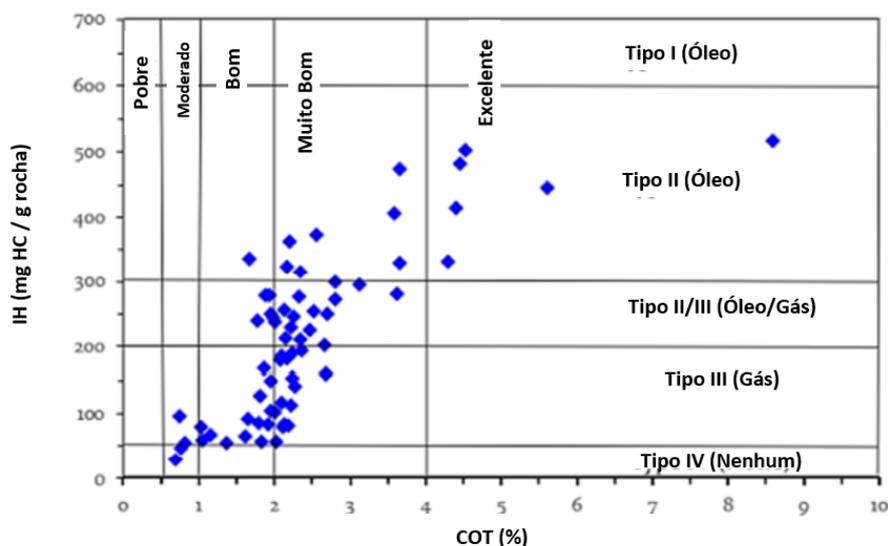
De acordo com Peters & Cassa (1994), a relação entre os valores de COT e S2 pode ser utilizada para avaliar a eficiência de uma rocha geradora e o potencial de geração de hidrocarbonetos. Essa relação é sintetizada no diagrama apresentado por Garry *et al.* (2016) (Figura 3.1). De acordo com os autores, os valores de COT apresentados na figura variam de 0,68 a 8,58%, com média de 2,4%, e apresenta uma classificação que varia entre razoável a excelente geradora. O potencial de gerar hidrocarbonetos é caracterizado por S2, cujos valores são de 0,2 a 44,4 mg/g (média de 6,26 mg/g), e neste exemplo a rocha assume classificações de potencial pobre a excelente.



**Figura 3.1** - Diagrama COT versus S2. É representada a riqueza orgânica e o potencial de geração de hidrocarbonetos (Extraído de Garry *et al.* 2016).

Já o Índice de Hidrogênio (IH) representa a quantidade de compostos orgânicos pirolizáveis ou hidrocarbonetos (HC) de S<sub>2</sub> em relação ao COT em uma amostra de rocha (mgHC/C rocha) (Peters 1986). O IH pode ser relacionado ao COT para estimar o tipo de querogênio e o potencial da rocha geradora, como demonstrado por Garry *et al.* (2016) na Figura 3.2.

De acordo com Selley (1998), o querogênio representa o tipo de matéria orgânica em uma rocha e tem influência na natureza dos hidrocarbonetos gerados. De acordo com o autor, há quatro tipos de querogênios para rochas sedimentares. O tipo I, originado geralmente a partir de ambientes anóxicos lacustres e marinhos, exibindo potencial para a geração de petróleo. O tipo II, também propenso a produção de petróleo, mas também gera gás, inclusive em maior proporção que o querogênio do tipo III e, diante disso, surge uma classificação intermediária entre esses dois tipos (Tipo II/III). Ele é formado a partir de sedimentos marinhos ricos em matéria orgânica, como materiais algálicos e derivados de fito e zooplânctons. O tipo III, é derivado de material vegetal lenhoso e tem propensão a produzir mais gás do que óleo. Tipo IV é proveniente de matéria orgânica muito alterada e com pouca capacidade de geração de hidrocarbonetos.



**Figura 3.2** - Diagrama relacionando IH e COT. Ele indica o potencial da rocha geradora em relação ao conteúdo de COT e o tipo de querogênio (Extraído de Garry *et al.* 2016).

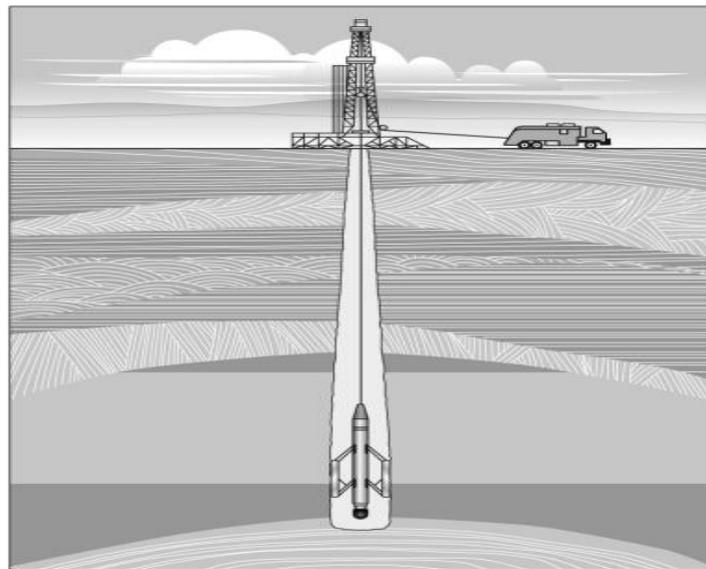
Esses parâmetros descritos são tradicionalmente obtidos por análises laboratoriais, mas algumas equações matemáticas foram desenvolvidas para estimá-los indiretamente. LeCompte (2012) apresenta as Equações 1.3 e 1.4, que possibilitam estimar valores de IH de gás e óleo a partir de valores de LOM. Espitalié *et al.* (1977) apresentam uma relação matemática linear entre IH, S<sub>2</sub> e COT (Equação (1.5)). A partir dela pode-se isolar o S<sub>2</sub> e obtê-lo indiretamente se houver dados de IH e COT (Equação (1.6)). Essas equações foram utilizadas nesse trabalho para estimar os valores de S<sub>2</sub> e IH indiretamente e relacioná-los com os valores de COT para avaliar o potencial das rochas geradoras da área estudada.

## CAPÍTULO 4

### PERFILAGEM GEOFÍSICA

A perfilagem geofísica teve suas atividades iniciais em 1927 por Conrad Schlumberger e Henri Doll, em um poço no campo petrolífero de Alsace, na França (Rider 2002). Desde então, essa ferramenta vem ganhando popularidade e atualmente é amplamente usada para caracterizar litologias em profundidade, sobretudo na indústria petrolífera, na qual tem grande importância por ser utilizada na caracterização geológica de reservatórios de óleo e gás (Ellis & Singer 2008).

De acordo com Ellis & Singer (2008), a perfilagem envolve uma série de elementos esquematicamente ilustrada na Figura 4.1. Ela é iniciada após a perfuração, quando é descida uma sonda capaz de medir certas propriedades físicas das rochas na parede do poço, a qual é sustentada por um cabo ligado a um guincho e conectado a um caminhão de instrumentação em superfície, conhecido como laboratório móvel. Este fornece energia para que a instrumentação funcione e é equipado com computadores para armazenar e processar os dados.



**Figura 4.1** – Ilustração de uma perfilagem geofísica e seus elementos constituintes: sonda, cabo de aço, guincho e laboratório móvel (Extraído de Ellis & Singer 2008).

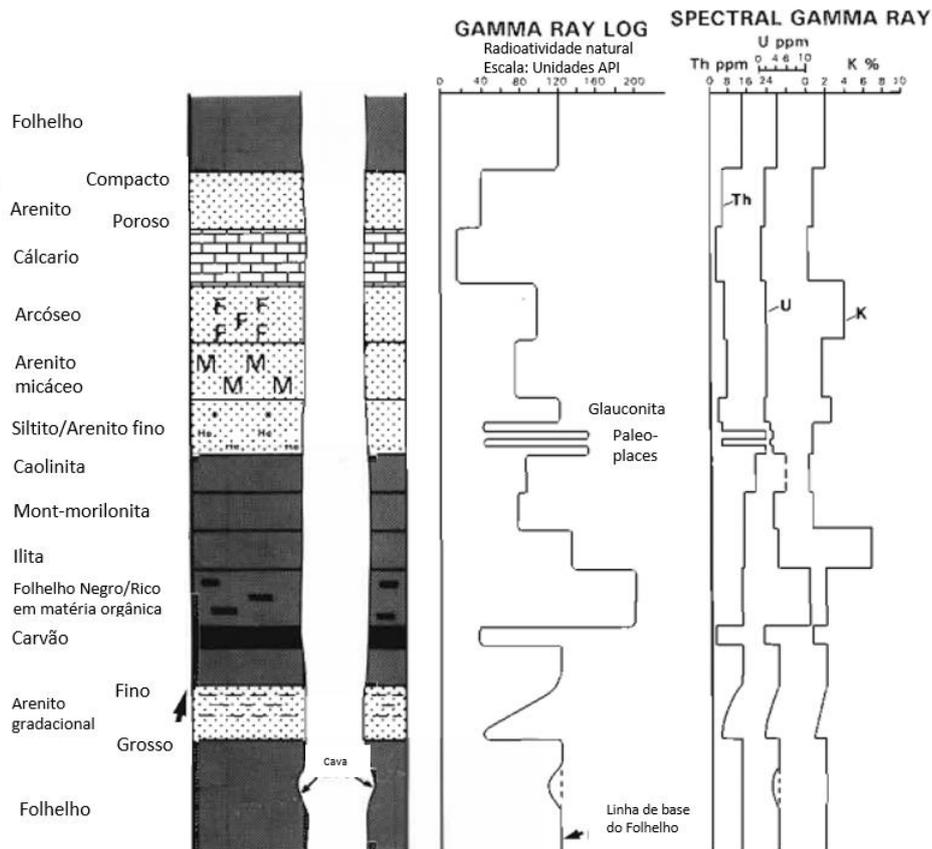
A perfilagem é um método preciso, entretanto, pode ser um método ambíguo e por isso é necessário a combinação de diferentes instrumentos para reduzir as inseguranças nas interpretações geológicas (Rider 2002). Para fins de realização deste trabalho, foram utilizadas três espécies de perfis geofísicos, quais sejam: gamma ray, sônico e resistividade.

#### 4.1 Perfil Gamma Ray

Os perfis gamma ray (GR) medem a radiação natural de potássio 40 e dos elementos radioativos originados da série do urânio 238 e do tório 232 na rocha (Rider 2002). É um método geofísico muito

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo. utilizado em perfilagem para correlacionar estratos, identificar litologias e estimar o volume de folhelhos em uma formação geológica (Ellis & Singer 2008).

Segundo Rider (2002), há duas maneiras de apresentar a radiação medida nas litologias. Um deles é o perfil gamma ray simples, o qual exibe os valores obtidos para os três elementos combinados e é medido em unidades API. Já o spectral gamma ray ilustra a contribuição radioativa de cada um desses elementos e, neste caso, o Th e o U são medidos em ppm e o K em porcentagem. A Figura 4.2 ilustra respostas típicas desses perfis em uma perfilagem de poço.



**Figura 4.2** – Perfis gamma ray e spectral gamma ray e suas repostas típicas para algumas litologias tradicionais em bacias sedimentares (Modificado de Rider 2002).

Sedimentos argilosos possuem uma grande concentração de elementos radioativos em relação aos demais, tal característica torna os folhelhos facilmente identificáveis em perfis GR, como observado na Figura 3.2. Isso acontece porque as argilas possuem capacidade de reter cátions radioativos, como o potássio e o tório, por adsorção, devido a sua capacidade de mudança catiônica (Costa *et al.* 1999).

De acordo com Becegado & Ferreira (2005), em folhelhos ricos em matéria orgânica há um incremento de radioatividade em decorrência de uma maior concentração de isótopos de urânio. Isso acontece devido à característica desse elemento em possuir alta solubilidade, o que permite que seja facilmente transportado das argilas e fixado na matéria orgânica. Esse aumento de radioatividade é

observado nos perfis GR (Figura 13) e facilita a distinção de folhelhos geradores de hidrocarbonetos dos demais.

Como dito anteriormente, os dados de GR podem ser utilizados para estimar o volume de folhelho em uma formação geológica. De acordo com Rider (2002) e Ellis & Singer (2008), essa técnica pode ser utilizada em decorrência da propriedade desse perfil de se manter constante em folhelhos puros. Para o cálculo são considerados os valores máximos ( $GR_{max}$ ) e mínimos ( $Gr_{min}$ ) de gamma ray no perfil. O máximo é considerado como folhelho puro, ou seja, 100% dessa litologia. Já o valor mínimo é tido como a não ocorrência dessa rocha, de outra maneira, 0% de folhelho. A partir disso, é realizada uma escala de 0 a 100% e qualquer leitura do perfil ( $GR_{valor}$ ) pode indicar a porcentagem do volume de folhelho ( $V_{sh}$ ) no local, por vezes também denominado como volume de argila ( $V_{cl}$ ), a partir da relação linear exemplificada na Equação (4.1).

$$Vcl \% = \frac{GR_{valor} - Gr_{min}}{GR_{max} - Gr_{min}} \quad \text{Equação (4.1)}$$

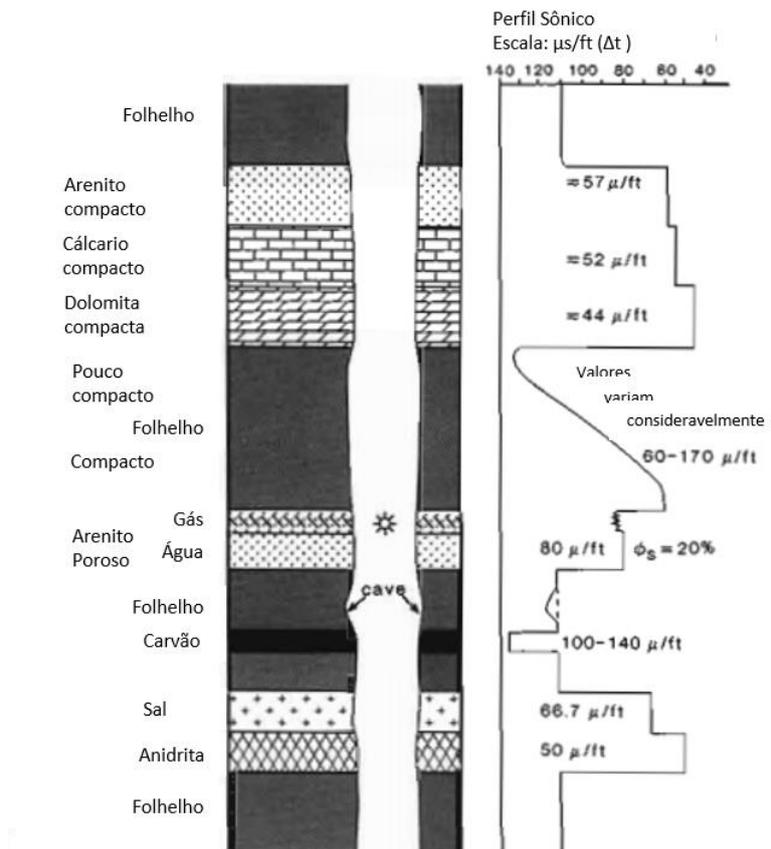
## 4.2 Perfil Sônico

O perfil sônico mede propriedades acústicas das rochas, ou seja, a capacidade de uma rocha transmitir ondas sonoras (Rider 2002). Mais precisamente, registra o tempo decorrido entre a emissão de um pulso compressional nas paredes do poço até sua chegada a dois receptores distintos, e a diferença entre o tempo de chegada em cada um deles é chamado de tempo de trânsito, ou delay time (DT), e é medido em  $\mu s/ft$  (Chagas *et al.* 2010).

Segundo Fertl & Chilingar (1988), a velocidade de propagação dessas ondas é função da litologia, da composição da matriz, do fluido do sistema (óleo, gás, água, etc), da porosidade e geometria dos poros, e da pressão a qual a rocha está submetida. Ainda segundo os autores, de maneira geral, a velocidade de propagação é maior em sólidos do que em fluidos e gases, logo, naqueles terá um menor tempo de trânsito ( $\Delta t$ ). Essa característica é observada na Figura 4.3, na qual apresenta um  $\Delta t$  menor para o arenito compacto, se comparado com o arenito com água preenchendo os poros, que por sua vez é menor que o mesmo preenchido por gás.

Essa ferramenta também guarda uma importante relação com a porosidade, pois quanto maior o volume de espaços vazios, mais lentamente as ondas se propagarão, apresentando nesse caso um maior tempo de trânsito (Wyllie *et al.* 1956). Na Figura 3.3 essa característica é observada no folhelho que apresenta variações em seus níveis de compactação, na qual o tempo de trânsito aumenta à medida que se aproxima da porção superior pouco compacta e conseqüentemente mais porosa.

Há também uma aplicação importante relacionada à identificação de rochas, a exemplo das ricas em matéria orgânica, potenciais geradoras de um sistema petrolífero. Isso ocorre, uma vez que essas rochas, tais como folhelhos com COT elevado, apresentam uma densidade menor do que as demais, o que resulta em maiores tempos de trânsito de onda (Fertl & Chilingar 1988). Essa propriedade é ilustrada na Figura 3.3, em que os folhelhos possuem um maior tempo de trânsito em relação a maioria das demais rochas.



**Figura 4.3** - Respostas típicas de um perfil sônico, ilustrando suas variações de acordo com as características geológicas, tais como a porosidade e o tipo litológico (Extraído de Rider 2002).

### 4.3 Resistividade Profunda

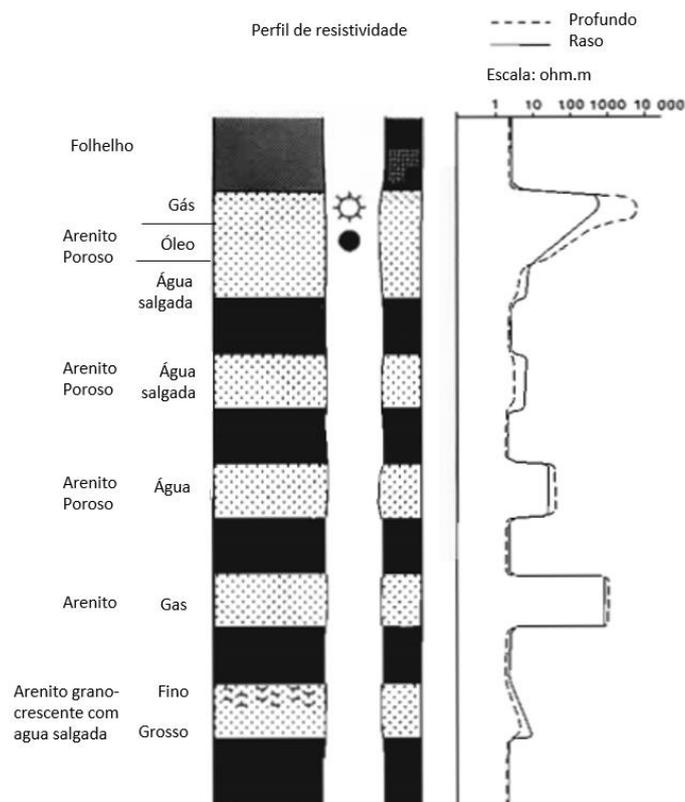
O perfil de resistividade profunda mede a capacidade das litologias de resistirem a uma corrente elétrica radial na região não perturbada pela perfuração, com unidade de medida em ohm.m (Ellis & Singer 2008). Segundo Rocha & Azevedo (2009), a resistividade é função da porosidade, do tipo de fluido e do conteúdo de sal nele dissolvido. Portanto, a partir dessa ferramenta é possível identificar o tipo de fluido, pois cada um possui seu padrão de resistividade próprio, como ilustrado na Figura 4.4.



**Figura 4.4** - Faixa de medidas de resistividade ( $\Omega.m$ ) da água doce, água salgada e óleo - fluidos mais comuns presentes nas rochas. (Extraído de Ribeiro *et al.* 2013).

Rochas com hidrocarbonetos, por exemplo, apresentam alta resistividade em relação às demais, e tal característica pode ser utilizada para identificar ocorrências de óleo e gás nos poros (Fertl & Chilingar 1988). A água, por sua vez, possui baixa resistividade relativa e pode ser ainda mais baixa com a presença de sal (Rider 2002). Outra característica relevante, é a de que rochas pouco porosas apresentam baixas resistividades relativas. Essas características podem ser observadas no perfil de resistividade apresentado na Figura 4.5.

Além disso, de acordo com Fertl & Chilingar (1988), essa ferramenta também auxilia a identificar a litologia em correlações estratigráficas, assim como a maturidade e o conteúdo de COT. Neste último caso, é necessária a utilização em conjunto com outros perfis geofísicos, como o sônico, por exemplo.



**Figura 4.5** - Respostas típicas em um perfil de resistividade e suas variações de acordo com as características da rocha, tais como o tipo litológico e o fluido presente (Extraído de Rider 2002).

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo.

# CAPÍTULO 5

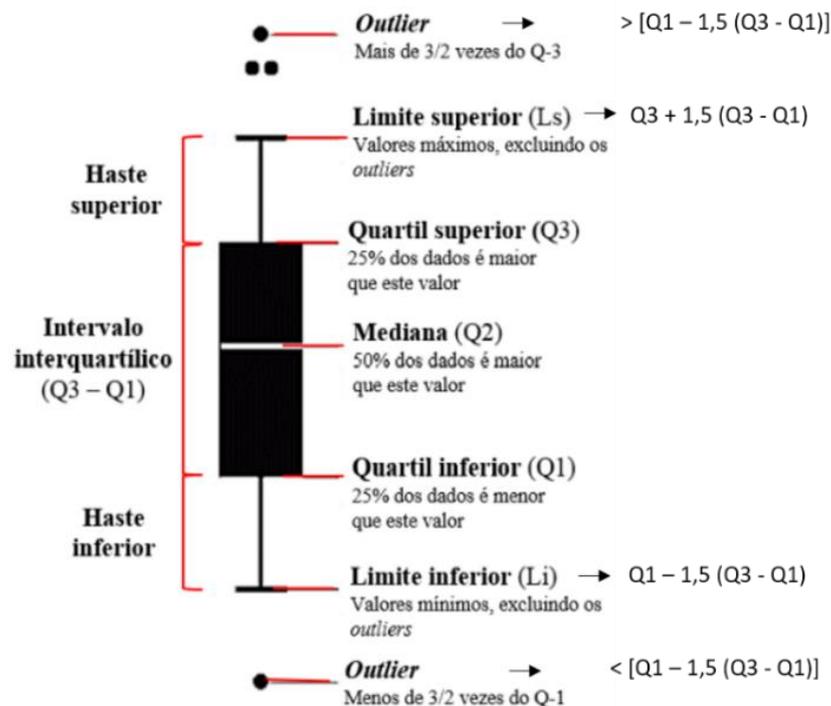
## APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS DADOS

Esse capítulo tem como objetivo descrever sucintamente acerca dos métodos utilizados na análise descritiva dos dados, tais como os métodos estatísticos aplicados e o método de interpolação utilizado para estimar a distribuição de COT na área de estudo.

### 5.1 DIAGRAMA BOXPLOT

As ferramentas estatísticas são importantíssimas para fundamentar os resultados de uma pesquisa científica e um de seus métodos são as análises descritivas. Elas são utilizadas para organizar os dados e auxiliar nas interpretações pois têm o objetivo de apontar o comportamento geral dos dados, assim como suas anomalias (Reis & Reis 2002).

De acordo com Neto *et al.* (2017), os dados descritivos podem ser sumarizados em tabelas e gráficos. Estes permitem a análise descritiva e a interpretação da tendência geral dos dados, enquanto aqueles estabelecem relações entre as múltiplas variáveis. Uma ferramenta muito utilizada na representação gráfica em trabalhos científicos é o *boxplot* (Figura 5.1).



**Figura 5.1** – *Boxplot* e seus elementos principais (Modificado de Neto *et al.* 2017).

Neto *et al.* 2017 realizaram uma revisão a respeito do *boxplot* e o definiram como um recurso visual sintético em formato de caixa e haste que exhibe os dados em mediana, quartis e valores pontuais

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo. de máximos e de mínimos, exibindo-se assim, os valores de tendência central, dispersão e simetria dos dados agrupados. O *boxplot* e seus principais elementos são apresentados na Figura 5.1.

Como é apresentado pelo autor, o diagrama pode ser apresentado na orientação horizontal ou vertical. Quando na posição vertical, o eixo vertical representa os valores numéricos e o eixo horizontal os fatores de interesse. O primeiro quartil (Q1) é representado pela linha inferior da caixa e marca o valor em que 25% dos dados da amostra são menores ou iguais a ele, é também conhecido como 25° percentil. A linha dentro da caixa representa o segundo quartil (Q2), ou 50° percentil, é a medida de tendência central dos dados e representa o valor da mediana, ele separa os dados em uma metade acima e outra abaixo desse valor. O terceiro quartil (Q3) ou 75° percentil é o valor em que 75% dos dados são menores ou iguais a ele e é representado pelo limite superior da caixa.

O intervalo interquartil é a diferença entre Q3 e Q1, representando o intervalo dos 50% dos dados que estão em torno da mediana, e no gráfico é representado pela dimensão da caixa. Além desses dados, o *boxplot* também exibe o limite inferior e o superior dos dados, representados pelas pontas das hastes inferior e superior, respectivamente. É dado pelo valor menor que Q1 ou maior que Q3 até 1,5 vezes o intervalo interquartil, com exceção dos *outliers*. Estes, por sua vez, são os valores que estão acima e abaixo de 1,5 vezes o intervalo interquartil e são classificados como valores atípicos do conjunto de dados.

## 5.2 INTERPOLAÇÃO ESPACIAL

De acordo com Sutton *et al.* (2009), a interpolação espacial é uma técnica utilizada para se estimar valores desconhecidos a partir de valores conhecidos de um determinado parâmetro distribuído espacialmente. Por exemplo, é possível elaborar um mapa de distribuição de temperatura em determinada região a partir de dados de algumas localidades, formando uma superfície interpolada, também conhecida como superfície estatística.

Segundo o autor, em ambiente SIG (Sistema de informações geográficas), a interpolação espacial normalmente é construída a partir de dados vetoriais, gerando como resultado superfícies *raster* com células calculadas a partir de programas de interpolação. Diante disso, existem uma série de métodos de interpolação espacial disponíveis e um dos mais utilizados é o IDW (*Inverse Distance Weighted*), método escolhido para a realização da interpolação espacial neste trabalho.

De acordo com Sutton *et al.* (2009), no método IDW, os dados desconhecidos são estimados a partir de um sistema de ponderação, no qual os valores mais próximos do ponto calculado têm maior peso que os valores mais distantes. A ponderação é realizada por meio de um coeficiente que controla o

peso relativo de cada ponto, fazendo com que a influência de um valor diminua à medida que é maior a sua distância em relação a um ponto desconhecido.

Esse método é classificado como do tipo global, com uma velocidade rápida de processamento, que não estima valores menores ou maiores que os quantitativos mínimos e máximos do conjunto populacional informado e tem resultados tidos como razoavelmente fiéis aos dados amostrados (Landim 2000). O método também possui algumas desvantagens, tais como a diminuição da qualidade de interpolação quando a distribuição dos pontos amostrais é muito irregular, além disso, o fato de não interpolar valores abaixo ou acima do conjunto amostral faz com que gere picos de valores em torno dos pontos amostrais (Sutton *et al.* 2009).

Este trabalho utilizou o método de interpolação IDW para se estimar a distribuição de COT no campo de produção Cexis. Uma das características desse método que favoreceu a sua utilização foi o seu sistema de ponderação durante o cálculo de interpolação. Outra característica importante é o fato de ser um método bem conhecido na comunidade científica, ter rápida velocidade de processamento e sua utilização ser possível através do software livre QGIS.

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo.

## CAPÍTULO 6

### RESULTADOS

---

#### 6.1 APLICAÇÃO DA TÉCNICA DE PASSEY

A seguir são descritos os resultados obtidos pela aplicação da técnica de Passey nas zonas de interesse. Essas são definidas como as regiões do poço que apresentam maiores concentrações de COT dentro dos limites de ocorrência da Formação Candeias, unidade geradora da Bacia do Recôncavo.

Primeiramente serão descritas informações gerais dos poços que possuem dados de COT provenientes de análises geoquímicas, aqui denominados como poços do tipo A e, em seguida, os demais, denominados como poços do tipo B.

##### 6.1.1 3-CX-25-BA

Inicialmente foi definida a região de interesse a partir da identificação das regiões em que ocorre exposição da Formação Candeias. No caso do poço 3-CX-25-BA, o membro Gomo, uma de suas unidades, aparece no perfil composto a partir da profundidade 1990 metros (m), e a zona de estudo foi definida entre 2000 e 2130 m. Em seguida, foi determinada a linha de base, porção em que os perfis de resistividade e sônico se sobrepõem e que serve de parâmetro para o cálculo de  $\Delta\log R$ .

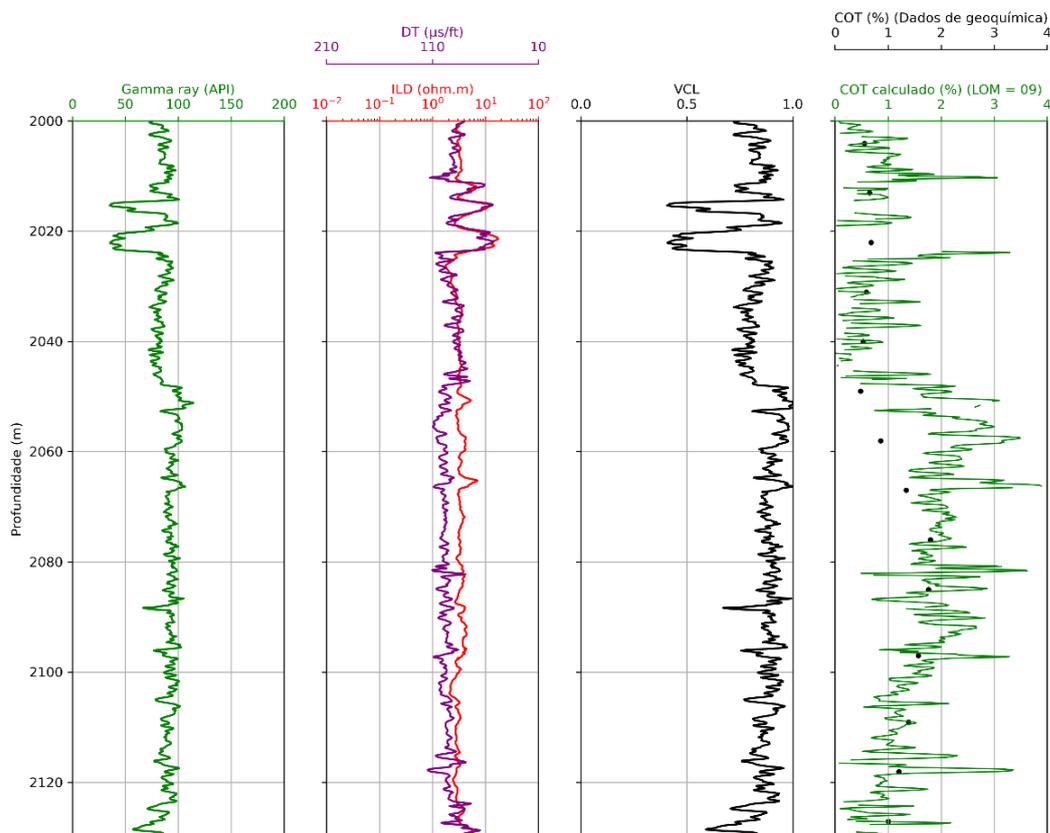
Nesse poço, ela foi definida entre as profundidades 2000 e 2050 m e é descrita como ocorrência de folhelho no perfil composto, o que é corroborado com o perfil VCL, o qual apresenta valores em torno de 80% nessa porção e sugere a ocorrência de uma rocha argilosa. Além disso, dentro desses limites ocorrem as menores concentrações de COT da Formação Candeias no poço e está adjacente à região de maiores concentrações, de acordo com os dados de geoquímica. A linha de base apresenta resistividade profunda (ILD) igual a 3 ohm.m e sônico (DT) igual a 85  $\mu\text{s}/\text{ft}$ .

A partir dessa profundidade é observado um afastamento entre as curvas, região em que foram calculados os valores de  $\Delta\log R$  pela Equação (1.1). Nela, também é observado um incremento nos valores de gamma ray (GR) e valores de VCL, indicando o aparecimento de uma rocha com um volume ainda maior em argilominerais.

A partir desses dados, foi calculado os valores de COT pela Equação (1.2), na qual se utilizou LOM igual a 9, valor que apresentou resultados de COT calculados com boas correspondências aos valores apresentados nos dados geoquímicos disponibilizados pela ANP. As maiores porcentagens obtidas estão em torno de 2% e 3%. Os dados aqui descritos estão apresentados na Figura 6.1.

É observado que há alguns picos pontuais nas curvas de COT que não correspondem ao comportamento geral dos dados de geoquímica. A maioria deles ocorre quando há um deslocamento de DT não correspondido por ILD. De acordo com Passey *et al.* (1990), essas situações são comuns em

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo. locais de ocorrência de rochas reservatório em folhelhos, essa rocha é aqui constatada pelos altos valores de GR. Portanto, esses dados estão relacionados a níveis de hidrocarbonetos no intervalo analisado.

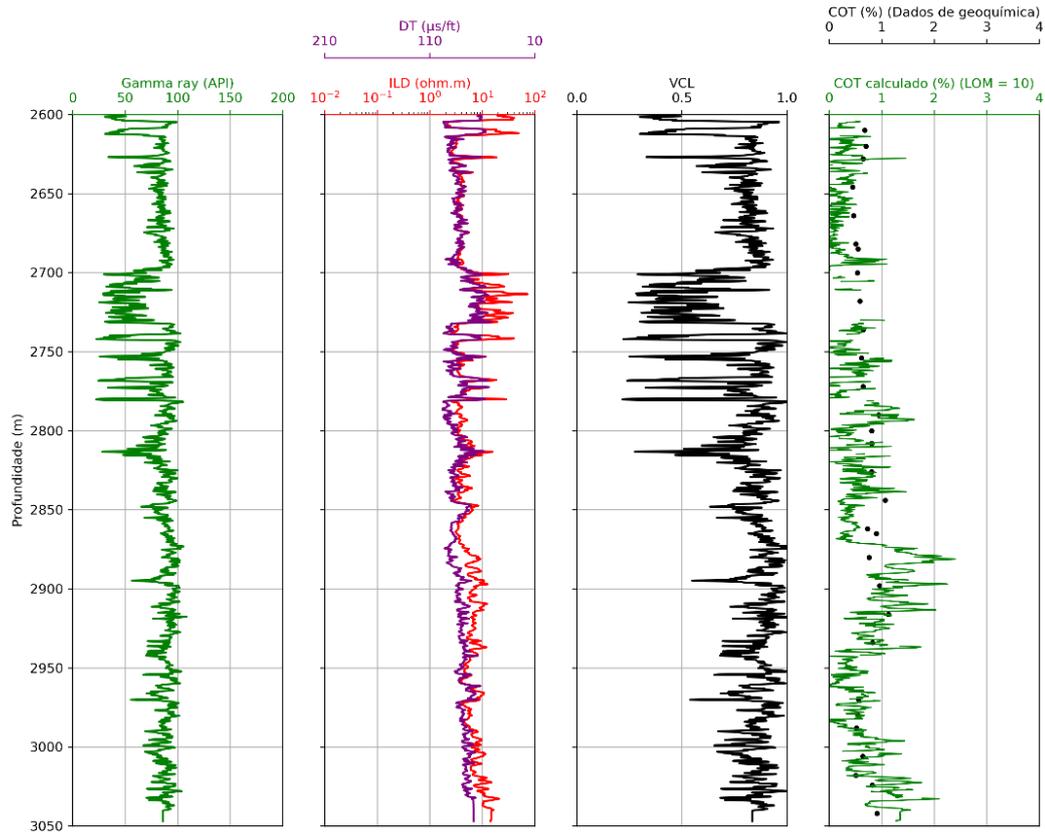


**Figura 6.1** - Dados de perfilagem geofísica (GR, ILD e DT), VCL e de COT do poço 3-CX-25-BA.

### 6.1.2 4-CX-13-BA

Analisando-se o perfil composto e os dados geoquímicos de COT, a zona de estudo foi determinada entre 2600 e 3050 m. A linha de base desse poço foi definida entre as profundidades 2630 e 2690 m e é descrita como folhelho. Essa informação é mais uma vez corroborada pelos altos valores de GR e dados de VCL acima de 90%, o que sugere uma rocha de composição argilosa. O valor de ILD obtido é igual a 4 ohm.m e DT igual a 65 µs/ft para a linha de base.

A partir e antes dessa zona há variações nos padrões dos perfis geofísicos com um ligeiro afastamento entre ILD e DT, proporcionando a formação de dados de  $\Delta \log R$ , o que indica a presença de matéria orgânica, porém em pouca quantidade em boa parte da região analisada. O LOM definido para o cálculo de COT foi igual a 10 e gerou uma curva com correspondências satisfatórias aos valores provenientes de dados geoquímicos em geral. A exceção está entre 2050 e 2070 m em que, apesar de corresponder ao comportamento geral de COT, os valores absolutos são superestimados. A Figura 6.2 apresenta as curvas relativas ao poço 4-CX-13-BA.

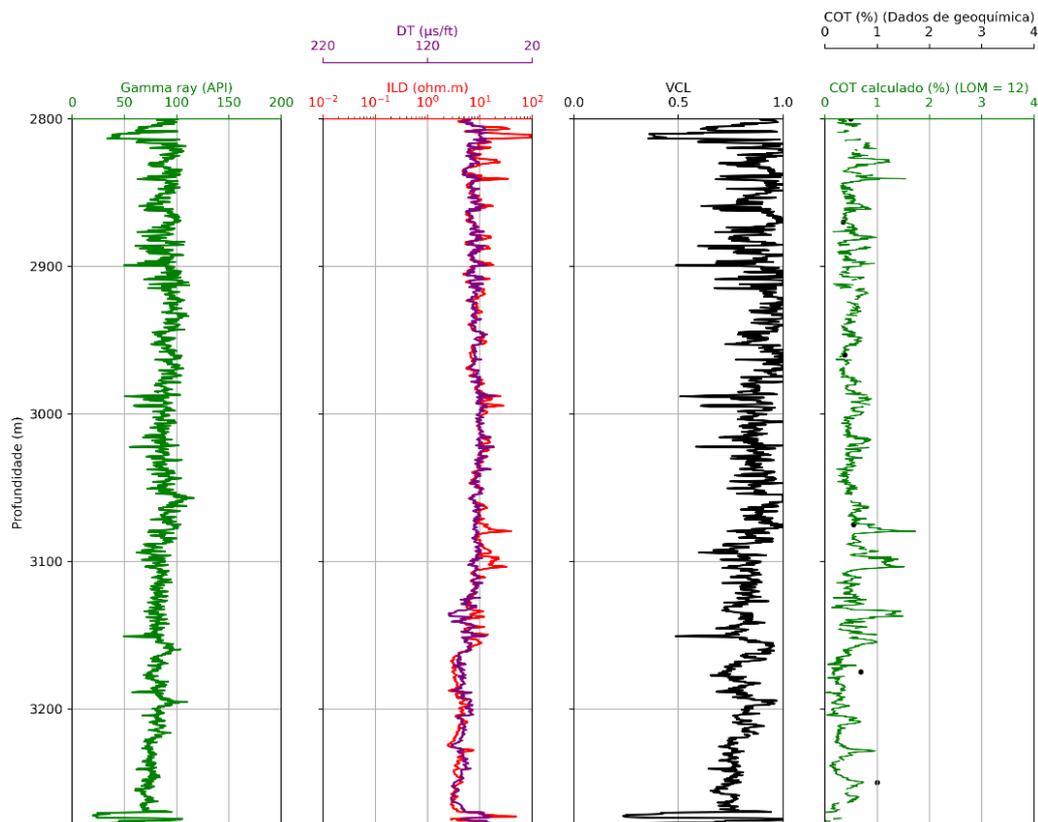


**Figura 6.2** - Dados de perfilagem geofísica (GR, ILD e DT), VCL e de COT do poço 4-CX-13-BA.

### 6.1.3 3-CX-12-BA

Para o poço 3-CX-12-BA, a zona de interesse foi escolhida entre 2800 e 3280 m. A linha de base foi definida entre as profundidades 2821 e 2841 m e é descrita como ocorrência de folhelho no perfil composto, o que é corroborado aos valores de VCL em torno de 70 e 100%. De acordo com os dados de geoquímica, essa região apresenta relativamente baixas concentrações de COT e é adjacente à de maiores concentrações para o poço. A linha de base definida apresenta valor de ILD igual a 7 ohm.m e DT igual a 65  $\mu\text{s}/\text{ft}$ .

Há uma sobreposição entre esses perfis em grande parte da porção analisada do poço, gerando baixos valores de  $\Delta\log R$ , o que indica pouco volume de rocha geradora. O valor de LOM determinado para o cálculo de COT foi igual a 12 e se obteve uma curva com relativamente poucas oscilações e boas correlações aos valores de geoquímica. Os valores estão em torno de 0,5% com algumas estimativas pontuais chegando a pouco mais que 1,5% entre as profundidades 3070 e 3170 m, por exemplo. A Figura 6.3 apresenta os dados obtidos para esse poço.



**Figura 6.3** - Dados de perfilagem geofísica (GR, ILD e DT), VCL e de COT do poço 3-CX-12-BA.

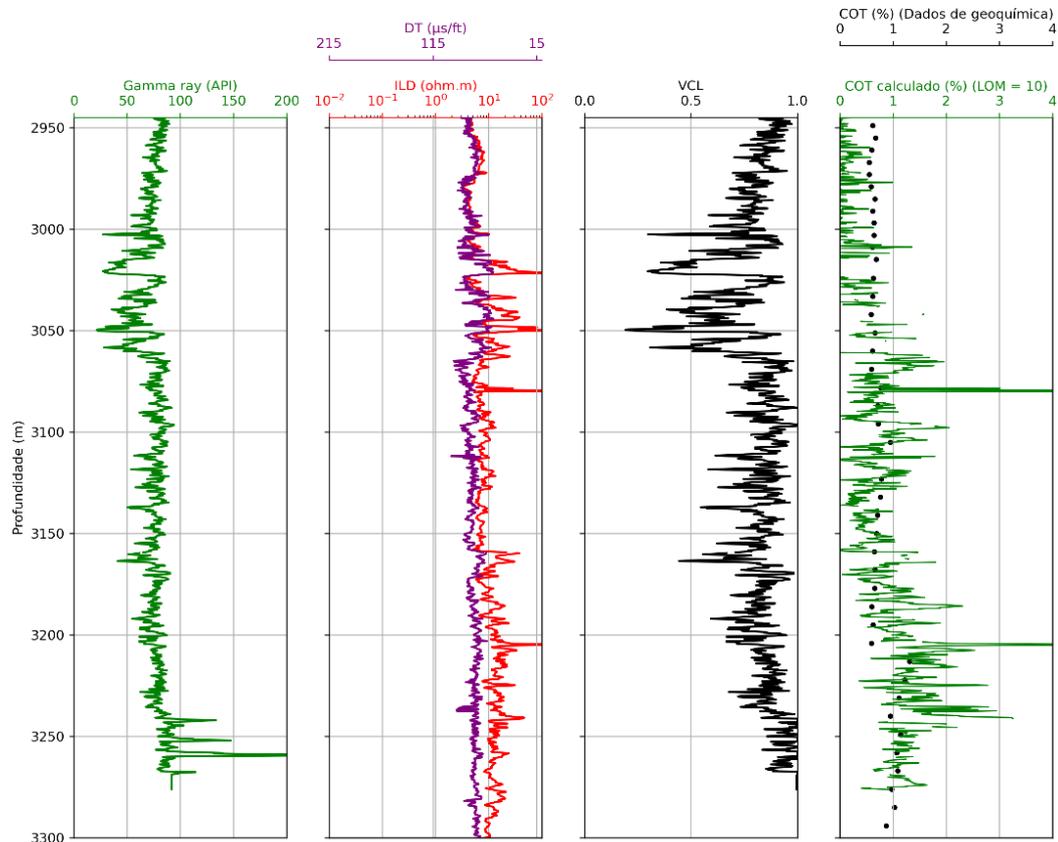
#### 6.1.4 3-CX-26-BA

De acordo com os dados geoquímicos de COT e do perfil composto, foi escolhida a zona de interesse entre 2945 e 3300 m para o poço 3-CX-26-BA. A linha de base foi definida entre as profundidades 2945 e 2975 e é descrita no perfil composto como constituída por ocorrência de folhelho. Essa informação é corroborada com um incremento nos valores de Gamma Ray e VCL para essa porção. O valor de ILD encontrado foi de 5 ohm.m e o de DT de 80 65  $\mu\text{s}/\text{ft}$ . Os perfis do poço são ilustrados na Figura 6.4.

A partir dessa região há uma progressiva separação entre as curvas de ILD e DT e consequente formação de dados de  $\Delta\log R$ . O LOM definido foi igual a 10 e apresentou curva de COT com correspondências satisfatórias aos dados provenientes de análises geoquímicas em boa parte da área estudada.

Entretanto, algumas estimações pontuais fugiram desse padrão, como observado nas profundidades 3075 e 3200 metros. Nessas localidades os valores calculados superam em muito o valor apresentado pelo método direto e estão relacionados a picos nos valores ILD que não apresentam correspondência aos valores de DT. Situações com tais características são atribuídas à intervalos curtos

de rocha com baixa porosidade, onde não há fluídos eletricamente condutivos e não estão relacionados ao conteúdo de COT, como é exposto por Passey *et al.* (1990).



**Figura 6.4** - Dados de perfilação geofísica (GR, ILD e DT), VCL e de COT do poço 3-CX-26-BA.

A Tabela 6.1 apresenta uma síntese dos dados definidos para linha de base dos poços do tipo A.

**Tabela 6.1** - Dados relativos à linha de base definida para os poços do tipo A.

Poço	ILD (ohm.m)	DT ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ )	Profundidade (m)	LOM
3-CX-25-BA	03	85	2000-2050	09
4-CX-13-BA	04	65	2630-2690	10
3-CX-12-BA	07	65	2821-2841	12
3-CX-26-BA	05	80	2945-2975	10

De acordo com os dados anteriormente apresentados, foram obtidos 2 valores de LOM igual a 10, um igual a 9 e outro igual a 12, e sugerem uma maturidade muito alta para os poços (Passey *et al.* 1990). A média desses valores é igual a 10,25, moda igual a 10 e mediana também igual a 10. O LOM deve ser representado por um número inteiro, portanto, foi escolhido o valor 10 para estimar a concentração de COT indiretamente a partir da aplicação da Equação (1.2) nos poços 3-CX-34-BA e 3-CX-09-BA.

### 6.1.5 3-CX-34-BA

O perfil composto desse poço não apresenta a nomenclatura das unidades referentes às litologias descritas. Para a definição da linha de base e zona de interesse, foi identificada uma área descrita como folhelho na qual os perfis ILD e DT se sobrepõem e que está adjacente a uma zona de formação de AlogR de mesma litologia. A descrição litológica é corroborada aos valores relativamente altos de GR e de VCL e a região foi determinada entre as profundidades 2370 e 3100 m. A Figura 6.5 ilustra os dados de perfilagem geofísica do poço.

A linha de base foi definida entre 2370 e 2420 metros. O valor de ILD obtido foi de 5 ohm.m e DT igual a 80  $\mu\text{s}/\text{ft}$ . Há alguns picos pontuais de valores de COT entre 2900 e 3050 m. Em geral, tais dados ocorrem devido a um aumento de resistividade não correspondido por um aumento de DT. Tal característica é atribuída a pequenas ocorrências de rochas de baixíssima porosidade (Passey *et al.* 1990).

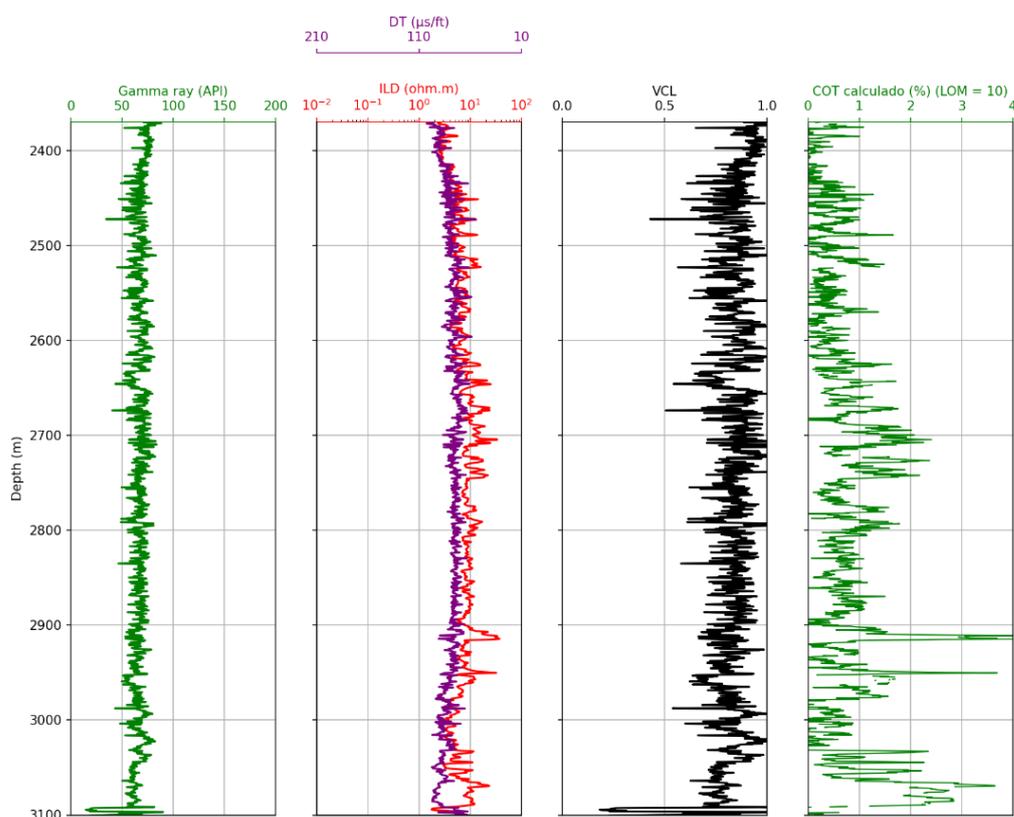
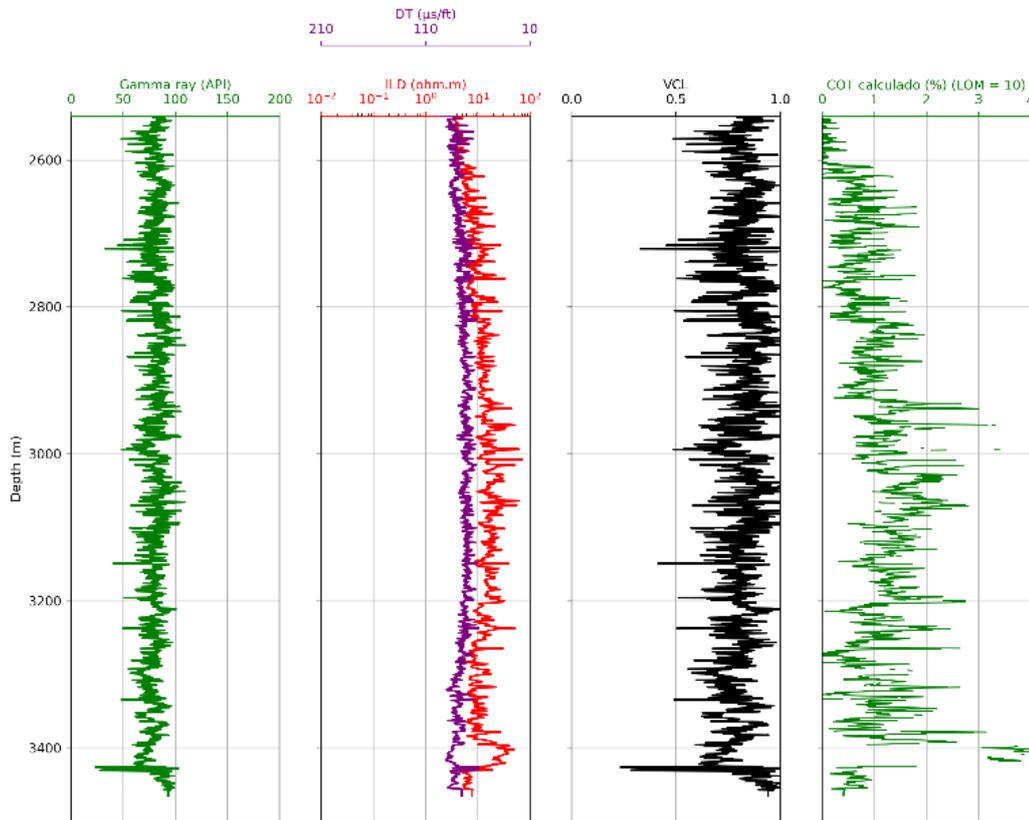


Figura 6.5 - Dados de perfilagem geofísica (GR, ILD e DT), VCL e de COT do poço 3-CX-34-BA.

### 6.1.6 3-CX-09-BA

A partir do perfil composto e de dados de COT geoquímicos, foi escolhida a zona de interesse entre 2540 e 3500 m para o poço 3-CX-09-BA. A linha de base foi definida entre as profundidades 2540 e 2600 m, zona descrita como folhelho, e apresenta valores de VCL em torno de 80%. Foi obtido valor de ILD igual a 3 ohm.m e DT igual a 90  $\mu\text{s}/\text{ft}$ . A Figura 6.6 ilustra os dados de perfilagem do poço.

A partir dessa zona há uma progressiva formação de dados de  $\Delta\log R$ , e os perfis geofísicos apresentam um comportamento típico de ocorrência de rocha geradora. Nesse poço também há a presença de alguns picos pontuais de COT também ocasionados por um aumento dos valores de ILD e não há alteração significativa de DT, o que pode representar a presença de níveis de rocha de baixíssima porosidade (Passey *et al.* 1990).



**Figura 6.6** - Dados de perfilagem geofísica (Gamma ray, ILD e DT), VCL e de COT do poço 3-CX-09-BA.

A Tabela 6.2 apresenta uma síntese dos dados referentes à linha de base dos poços do tipo B.

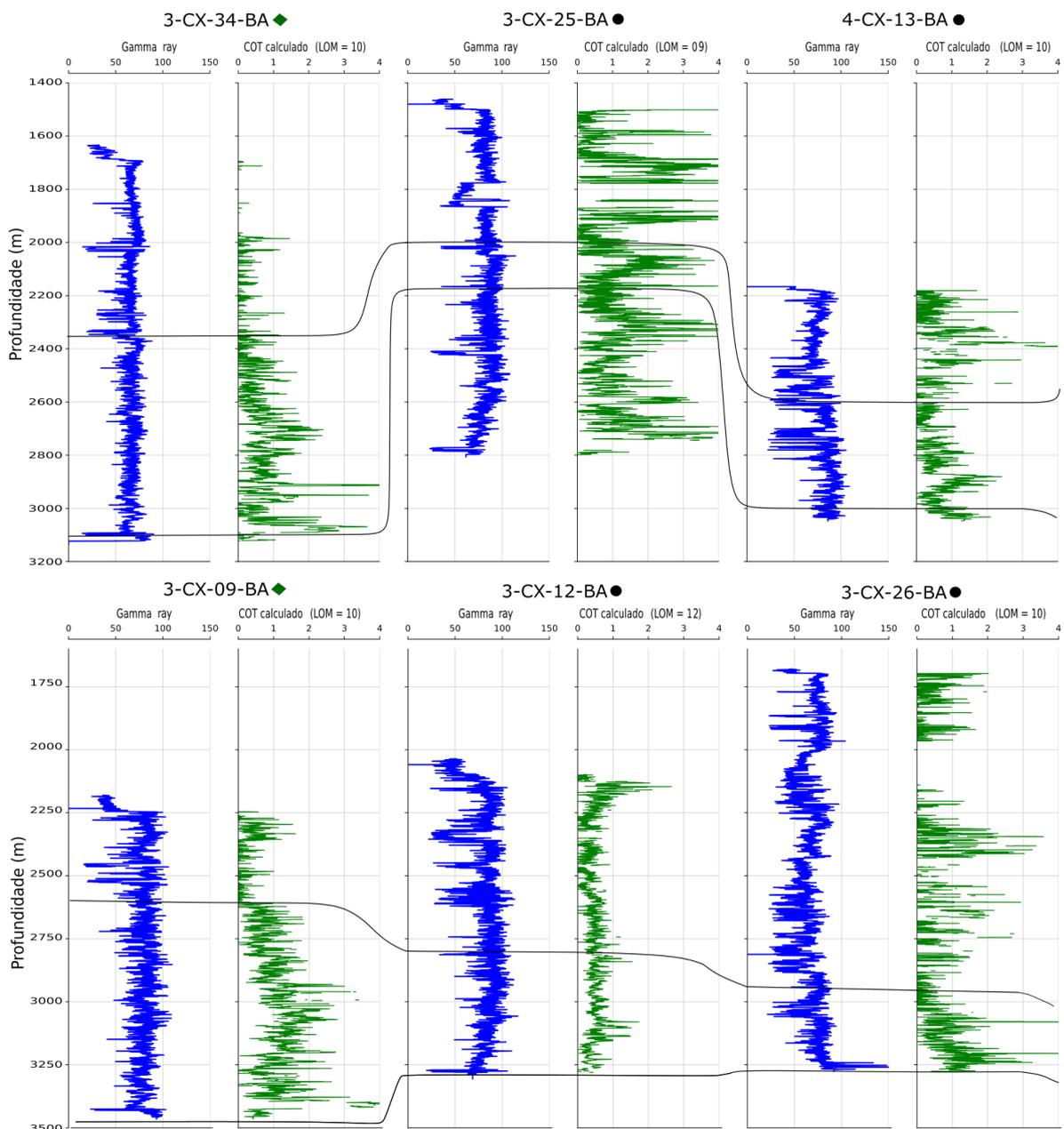
**Tabela 6.2** - Dados relativos à linha de base definida para os poços do tipo B.

Poço	ILD (ohm.m)	DT ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ )	Profundidade (m)	LOM
3-CX-34-BA	05	80	2370-2420	10
4-CX-09-BA	03	90	2540-2600	10

De maneira a realizar a associação espacial das regiões estudadas, realizou-se uma correlação entre as zonas de interesse de cada poço utilizando-se dos perfis de GR e COT calculado, como é apresentado na Figura 6.7. A ordem apresentada segue a disposição espacial N-S e reflete uma associação entre poços de menores distâncias. Nota-se que a ocorrência das zonas de interesse se dá com dimensões variáveis nas porções finais dos poços, a partir de 2000 metros, com uma maior coincidência

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo. entre 2600 e 3100 metros. A exceção é o 3CX25BA, que é abordado em uma zona relativamente pequena em uma porção relativamente mais central do poço entre 2000 e 2130 m.

A partir dessa figura se observa alguns valores de COT relativamente altos em regiões diversas das estudadas, entretanto elas não configuram zonas de interesse de estudo pois não estão presentes nos limites de ocorrência da rocha geradora e podem não configurar rochas ricas em matéria orgânica, o que foge do escopo de aplicação da técnica. De acordo com Passey *et al.* (1990) essas situações podem ocorrer em locais de más condições de poços, sedimentos não compactados, intervalos de baixa porosidade, ocorrências de rochas vulcânicas, evaporitos ou de rochas reservatório.



**Figura 6.7** – Perfis de GR e de COT calculado dos poços estudados com associação entre as zonas de interesse de aplicação da técnica de Passey.

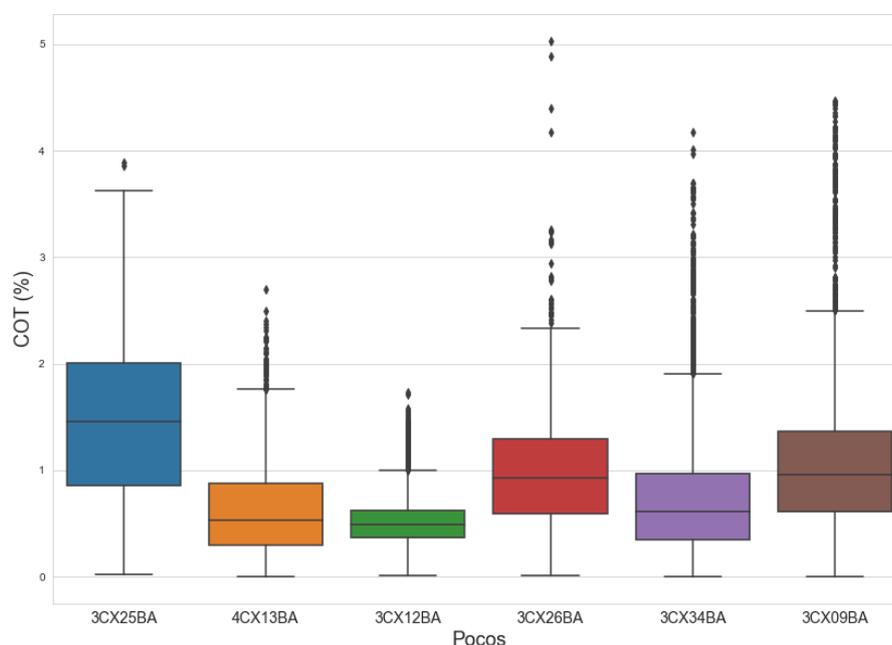
## 6.2 DESCRIÇÃO ESTATÍSTICA E ESPACIAL

Foi calculado para cada poço as distribuições estatísticas do 1º, 2º e 3º quartil, valores de mínimo, máximo e média para os dados de COT estimados. Uma síntese desses resultados é apresentada na Tabela 6.3. A Figura 6.8 apresenta um diagrama *boxplot* com as distribuições desses dados, assim como seus respectivos valores de *outliers*.

De acordo com os dados apresentados, é observado que os maiores valores de COT estão presentes no poço 3-CX-25-BA, seguido dos poços 3-CX-09-BA e 3-CX-26-BA. As menores concentrações de COT estão presentes no poço 3-CX-12-BA, resultados similares são observados nos poços 4-CX-13-BA e 3-CX-34-BA. A média geral para os poços é igual a 0,906% de COT.

**Tabela 6.3** – Média, mínimo, 1º, 2º e 3º quartil e valor de máximo de COT (%) para os poços na zona estudada.

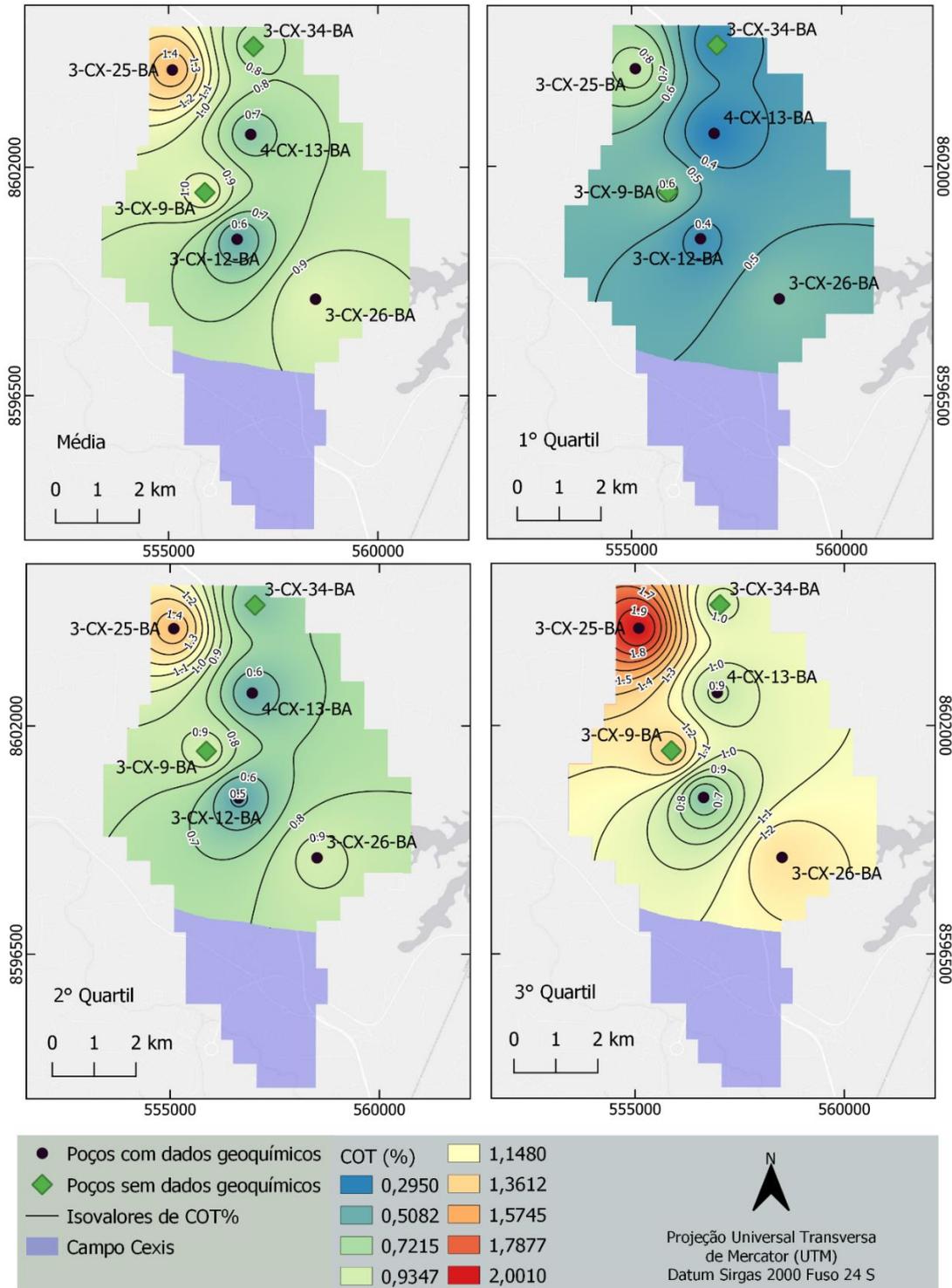
Poços	3CX25BA	4CX13BA	3CX12BA	3CX26BA	3CX34BA	3CX09BA
Média	1,462	0,635	0,517	1,001	0,764	1,057
Mínimo	0,019	0,001	0,014	0,009	0,003	0,001
1º Quartil	0,854	0,295	0,369	0,587	0,345	0,613
2º Quartil	1,460	0,527	0,485	0,93	0,609	0,956
3º Quartil	2,001	0,881	0,622	1,293	0,97	1,367
Máximo	3,889	2,696	2,636	5,029	4,174	4,467



**Figura 6.8** – Gráfico *Boxplot* dos dados de COT calculados pela técnica de Passey. São apresentados os valores de 1º, 2º e 3º quartis, mínimos e máximos e *outliers*.

De maneira a visualizar a disposição espacial de COT nas zonas estudadas da formação Candeias nos poços, foram elaborados mapas de interpolação (Figura 6.9) com os valores de média, 1º,

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo. 2° e 3° quartil apresentados na Tabela 6.3. Devido à falta de informações sobre a porção sul do campo, a interpolação se limitou a região central e norte. Os mapas foram produzidos pelo método de interpolação espacial IDW, com renderização do tipo banda simples-falsa-cor e isolinhas de espaçamento igual a 0,1% de COT.



**Figura 6.9** - Mapa de interpolação espacial de distribuição de COT. Foram utilizados como parâmetros os valores de média, 1°, 2° e 3° quartil.

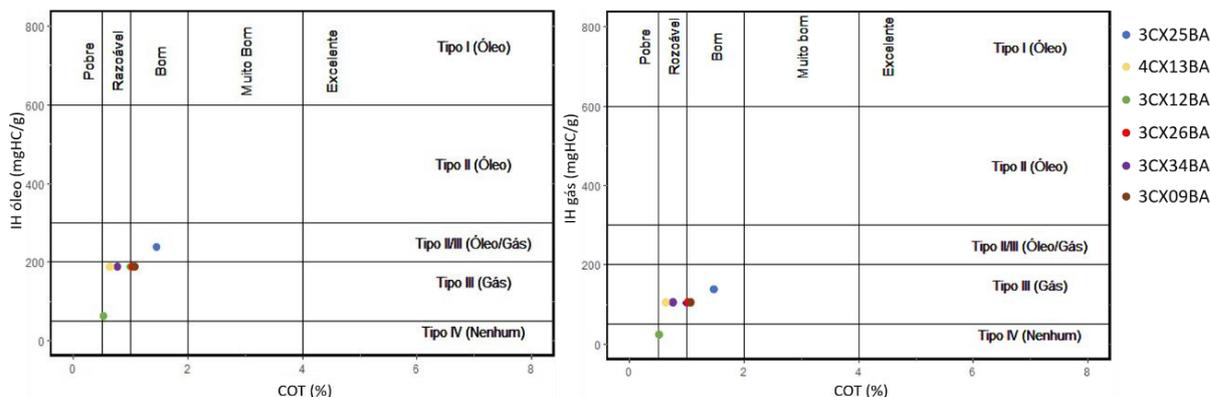
A Figura 6.9 ilustra um padrão significativo do elemento na área estudada. Os poços de menores concentrações de COT estão alinhados em uma faixa de direção NNE-SSW entre os poços de maiores concentrações, 3-CX-25-BA e 3-CX-09-BA a NW e 3-CX-26-BA a SE. A visualização dessa faixa é facilitada pelo comportamento das isolinhas nos mapas de média e de 2° e 3° quartil. No mapa de 1° quartil ela é menos aparente, mas pode ser identificada pela visualização da cor azul mais intensa representante dos menores valores.

### 6.3 DIAGRAMAS DE CLASSIFICAÇÃO

A partir da Equação (1.4), foram obtidos indiretamente os valores de IHóleo e IHgás para a zona de interesse dos poços. Esses valores, juntamente com os valores médios de COT (Tabela 6.4) foram relacionados no diagrama apresentado na Figura 6.10. Neles é possível determinar o tipo de querogênio e classificar o potencial da rocha geradora em relação ao conteúdo de COT.

**Tabela 6.4** - IH óleo e gás (mgHC/g) obtidos por meio da Equação (1.4) e COT (%) médio dos poços na zona estudada.

Poços	3CX25BA	4CX13BA	3CX12BA	3CX26BA	3CX34BA	3CX09BA
COT Médio	1,462	0,635	0,517	1,001	0,764	1,057
IHóleo	234,6109	188,0001	60,9409	188,0001	188,0001	188,0001
IHgás	133,6856	104,2002	21,8305	104,2002	104,2002	104,2002



**Figura 6.10** - Diagramas IH óleo e gás (mgHC/g) versus COT (%) médio dos poços estudados.

A maioria dos poços foram plotados no campo que representa um potencial de rocha geradora razoável e com um querogênio do tipo 3, que apresenta maior probabilidade de gerar gás. Diante dessa característica, torna-se mais relevante avaliar o S2 a partir dos valores de IHgás. Para tanto, foi aplicada a Equação (1.6) obtendo-se os dados de S2 para esse tipo de querogênio, o que representa o potencial de uma rocha gerar hidrocarbonetos em condições adequadas de soterramento e maturação. A Figura

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo.

6.11 representa os diagramas S2 versus COT que classifica a rocha geradora em relação a esses dois parâmetros.

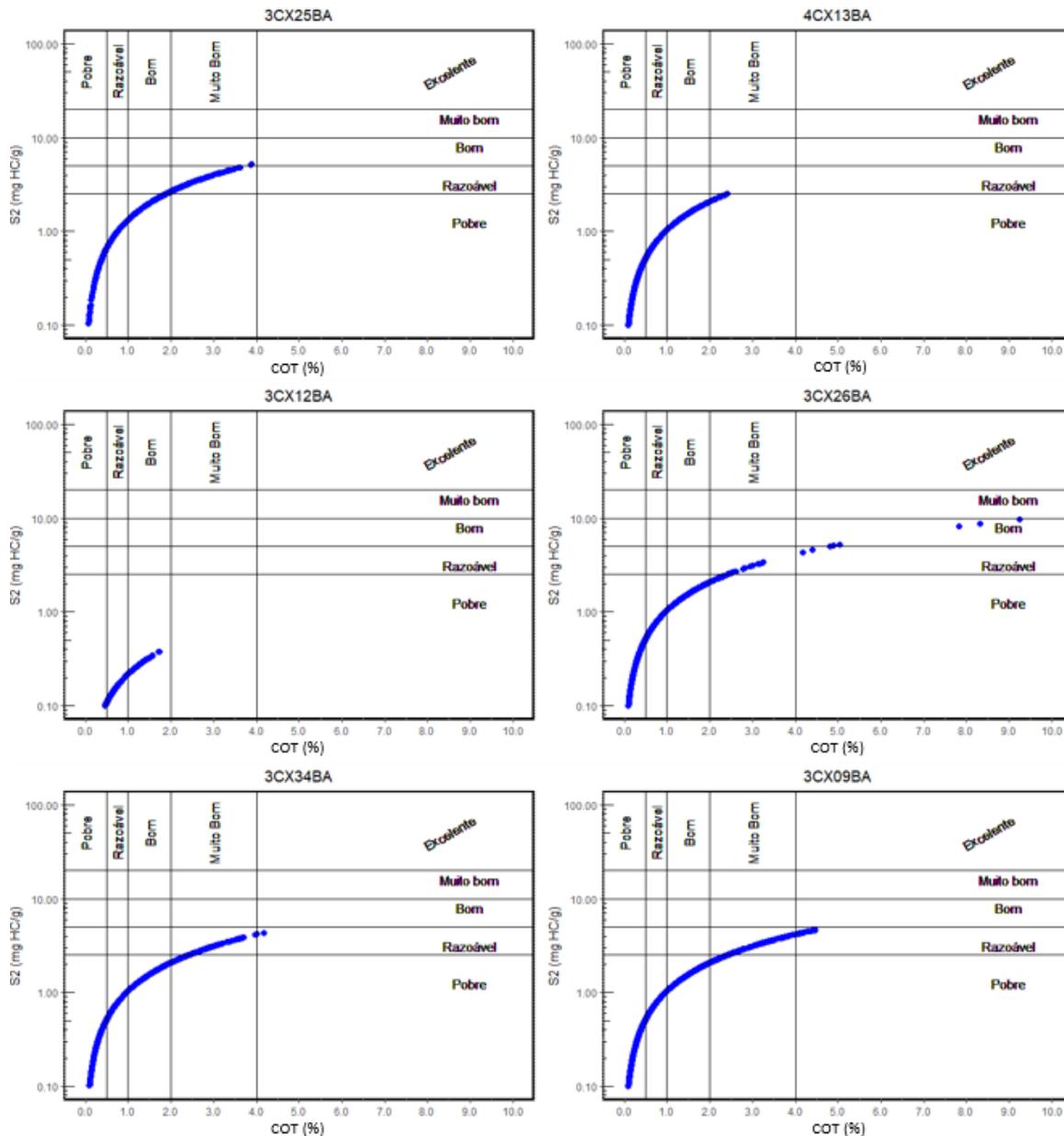
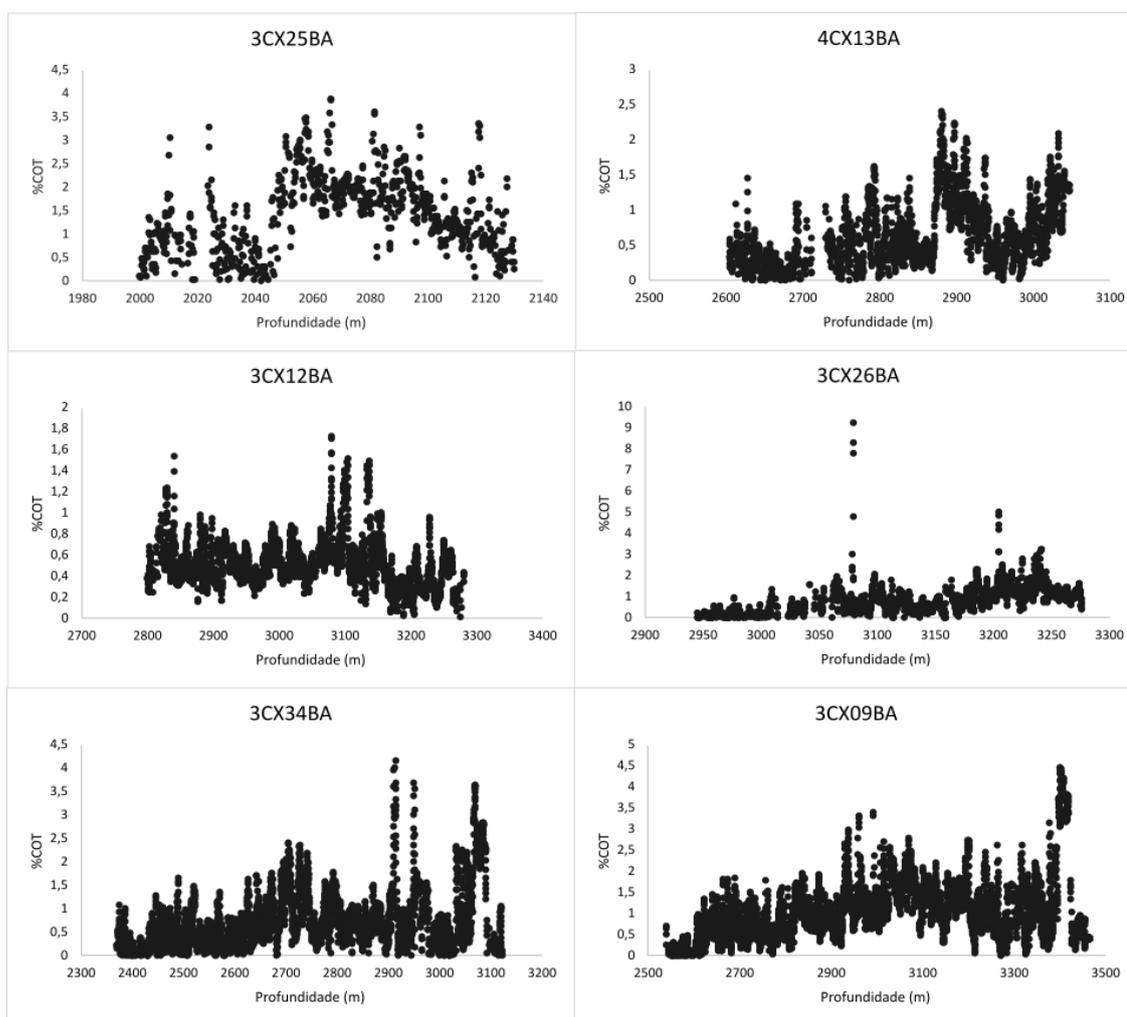


Figura 6.11 - Diagrama S2 (mgHC/g) versus COT (%) e classificação da rocha geradora para os poços estudados.

De acordo com os dados apresentados, as classificações são variáveis em um mesmo poço, isso ocorre devido as heterogeneidades das concentrações de COT em relação a profundidade, como é apresentada na Figura 6.12. A Tabela 6.5 apresenta dados estatísticos de média, 1º, 2º e 3º quartil dos valores de S2 para facilitar as interpretações.

Analisando-se os dados estatísticos da Tabela 6.3, os poços 3CX25BA, 3CX26BA e 3CX09BA apresentam valores significativos de COT em torno e acima de 1%, o que possibilita classificar, de maneira geral, a região analisada como um potencial razoável a bom, em relação ao conteúdo de matéria

orgânica. Já os poços 4CX13BA, 3CX12BA e 3CX34BA apresentam concentrações relevantes entre 0,5 e 1% e de maneira geral podem ser classificados como razoáveis.



**Figura 6.12** - Gráficos COT (%) por profundidade (m) da zona de interesse dos poços estudados.

**Tabela 6.5** - Dados estatísticos de S2 (mgHC/g rocha) obtidos a partir de IHgás (+mgHC/g).

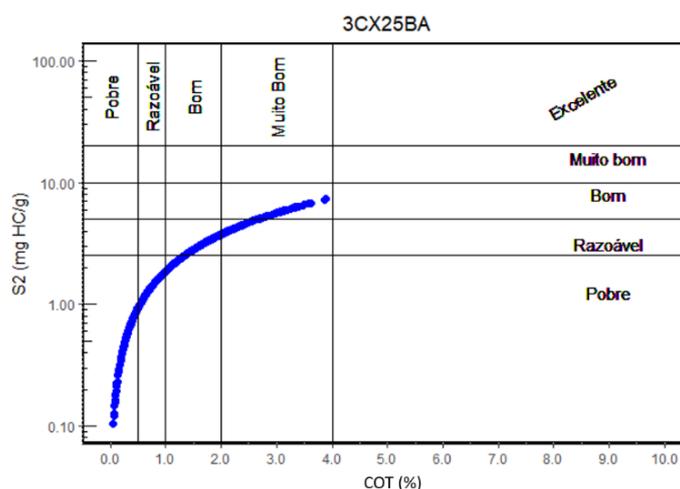
Poços	3CX25BA	4CX13BA	3CX12BA	3CX26BA	3CX34BA	3CX09BA
Média	1,954	0,684	0,113	0,911	0,793	1,113
Mínimo	0,026	0,001	0,003	0,001	0,004	0,001
1° Quartil	1,142	0,324	0,081	0,418	0,355	0,648
2° Quartil	1,951	0,57	0,106	0,823	0,634	1,007
3° Quartil	2,676	0,959	0,136	1,257	1,01	1,429
Máximo	5,198	2,508	0,379	9,634	4,349	4,654

Todavia, em relação ao S2 (Figura 6.11 e Tabela 6.5), os poços apresentam uma quantidade bem representativa de valores abaixo de 2,5 mgHC/g, com média geral igual a 0,928 mgHC/g, e são classificados com um potencial pobre para a geração de hidrocarbonetos.

Por outro lado, a Figura 6.12 evidencia algumas regiões bem delimitadas que apresentam valores COT acima de 2%, o que representa uma classificação de potencial muito bom, em relação à riqueza orgânica, e em relação a S2 um potencial razoável (Figura 6.11). Essa característica é melhor observada no poço 3CX25BA, em que cerca de 25% dos dados compreendem essa classificação (3º quartil igual a 2,676 e valor máximo igual a 5,198 mgHC/g) (Tabelas 6.3 e 6.5) e estão localizados entre 2050 e 2100 m), o que pode ser uma evidência de geração de gás nesse poço.

Tal característica também é observada em 3CX09BA entre aproximadamente 2940 e 3400 m e em 3CX26BA entre aproximadamente 2170 e 2400 metros (Figura 6.12). Assim como pontualmente em 4CX13BA e 3CX34BA. Apesar disso, esses valores são pouco representativos em relação à amostra abordada (Tabelas 6.3 e 6.5).

O poço 3CX25BA foi o único poço com IHóleo compatível com o querogênio do tipo II/III, que tem tendência a gerar óleo e gás. Portanto, foi utilizado o valor de IHóleo para se obter os valores de S2 para esse querogênio (Equação (1.6)) e produzido o diagrama representado na Figura 6.13 e a Tabela 6.6 com as distribuições estatísticas desse índice.



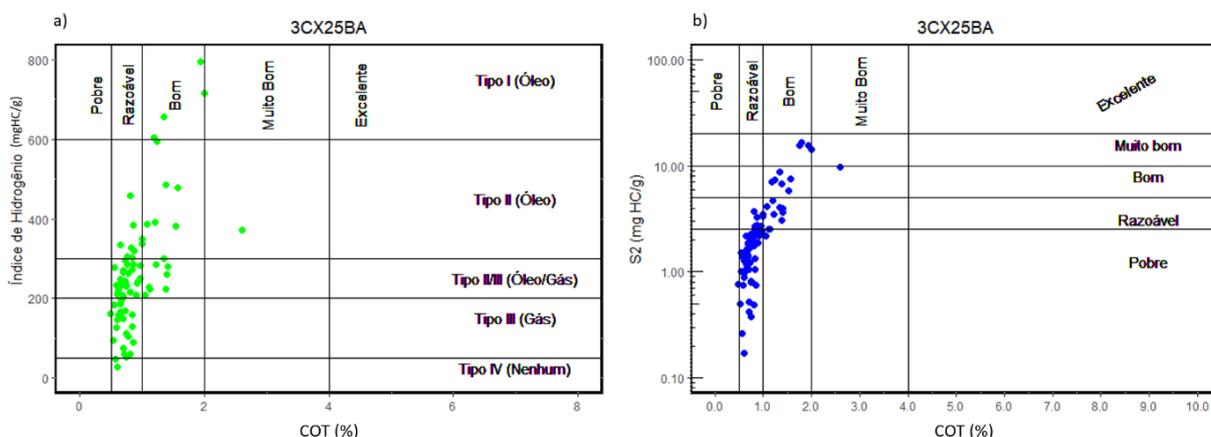
**Figura 6.13** - Diagrama S2 (mgHC/g) versus COT (%) e classificação da rocha geradora para o poço 3CX25BA.

**Tabela 6.6** - Dados estatísticos de S2 (mgHC/g rocha) obtidos a partir de IHóleo (mgHC/g) do poço 3CX25BA.

Poços	3CX25BA
Média	2,748
Mínimo	0,036
1º Quartil	1,606
2º Quartil	2,743
3º Quartil	3,762
Máximo	7,310

Percebe-se que, em relação a S2, a maior parte dos dados estão em uma classificação moderada (2,5 a 5 mgHC/g) e uma classificação boa em relação ao COT. Também há alguns dados que são plotados no campo de S2 Bom e COT muito bom, apesar de ser estatisticamente pouco representativo. Esses dados dão indícios de que o querogênio do tipo III pode gerar hidrocarbonetos nesse poço, com a região de maior concentração entre 2050 e 2100 m.

O poço 3CX25BA foi o único em que se encontrou dados geoquímicos disponibilizados na zona estudada suficientes para se fazer as análises referentes às relações COT versus IH e COT versus S2, apresentados nos diagramas da Figura 6.14. As distribuições estatísticas de média, 1°, 2° e 3° quartil e os valores de mínimo e máximo desses índices são apresentados na Tabela 6.7 e representados no diagrama *boxplot* da Figura 6.15.



**Figura 6.14** - Dados de geoquímica do poço 3CX25BA. a) Diagrama %COT versus IH. b) %COT versus S2.

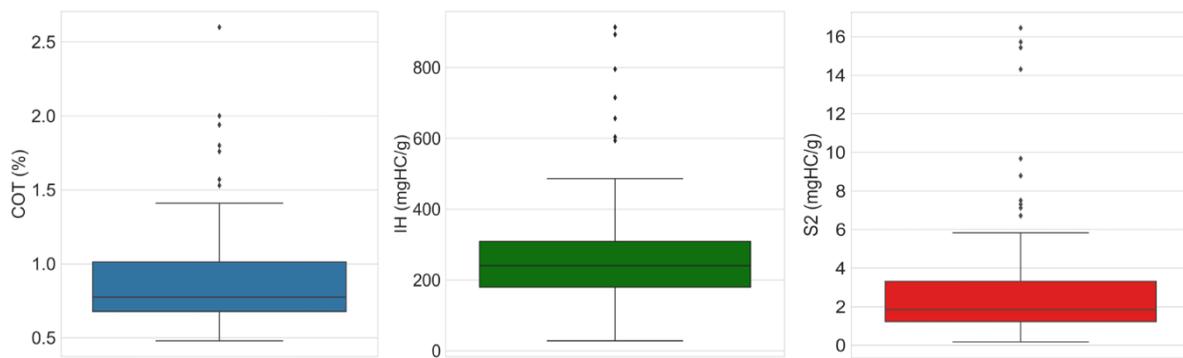
**Tabela 6.7** - Valores estatísticos de média, 1°, 2° e 3° quartil e de mínimo e máximo dos dados geoquímicos de COT, IH e S2 do poço 3CX25BA.

3CX25BA	COT (%)	IH (mgHC/g)	S2 (mgHC/g)
Média	0,917	275,724	2,992
Mínimo	0,48	28,333	0,17
1° Quartil	0,678	179,851	1,223
2° Quartil	0,775	240,451	1,845
3° Quartil	1,013	308,885	3,315
Máximo	2,6	913,889	16,45

De acordo com a Figura 6.13, a rocha geradora pode ser classificada como razoável em relação ao conteúdo de COT. Analisando-se a Tabela 6.5, nota-se que o valor de média e de 2° quartil de IH estão entre 100 e 200 mgHC/g de rocha, isso permite classificar o principal querogênio como do tipo II/III, que tem tendência de gerar óleo e gás. Secundariamente, analisando-se da Figura 6.14 a, percebe-se também uma quantidade significativa de pontos plotados no querogênio do tipo III (geração de gás).

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo. Também são observados alguns pontos plotados no querogênio do tipo I e II (geração de óleo), com COT entre 1 e 2%.

Em relação a S2, percebe-se que o 2º quartil apresenta o valor 1,845 mgHC/g, 3º quartil igual a 3,315 mgHC/g e média de 2,99 mgHC/g, o que torna possível considerar um potencial de geração de hidrocarbonetos que varia de pobre a bom para a região analisada (Tabela 6.7 e Figura 6.15). Vale destacar que a região de maior potencial coincide com os maiores valores de COT e são evidências de geração de óleo e gás na região analisada (Figura 6.14).



**Figura 6.15** - Diagrama *boxplot* dos dados geoquímicos de COT, IH e S2 do poço 3CX25BA.

## CAPÍTULO 6

### DICUSSÕES

---

Analisando-se os perfis verticais de COT obtidos pela técnica de Passey nos poços do tipo A e comparando-os com os respectivos valores provenientes de análises geoquímicas, percebe-se que a técnica apresentou representações muito boas, em relação às distribuições de COT, nas regiões analisadas. Outro ponto importante é que os valores obtidos de LOM são muito similares (em torno de 10). Tais constatações permitem uma maior segurança na inferência do valor de LOM e na aplicação da técnica nos poços do tipo B.

De acordo com os resultados apresentados, a média geral dos dados de COT é igual a 0,906% que é similar ao valor de 1% apresentando por Prates & Fernandes (2015) e Costa (2017) como o valor médio de COT para a Formação Candeias na Bacia do Recôncavo. Esse valor representa um potencial de rocha geradora moderado, de acordo com Peters & Cassa (1994). Essa é uma classificação que representa bem os poços estudados, uma vez que a maioria deles apresenta valores médios em torno ou abaixo de 1% de COT. A exceção é o poço 3CX25BA, que apresenta uma boa concentração média.

A Figura 6.9 ilustra o comportamento geral do COT na porção central e norte do campo Cexis. Os poços 3CX34BA, 4CX13BA e 3CX12BA estão alinhados na direção NNE-SSW e possuem menores concentrações relativas desse índice. Eles estão dispostos entre os poços de maiores concentrações a ENE (3CX25BA e 3CX09BA) e WSW (3CX26BA). Essa configuração pode representar a ocorrência de fenômenos geológicos que controlam a disposição do COT no campo.

A Figura 2.11 é um mapa com a localização dos campos de exploração e das principais estruturas geológicas da Bacia do Recôncavo. O campo Cexis é seccionado por uma falha normal de direção NE-SW, nas proximidades da região de alinhamento dos poços 3CX34BA, 4CX13BA e 3CX12BA, descrito anteriormente. As falhas podem representar condutos de migração de fluidos, deslocando-os para regiões adjacentes com condições geológicas adequadas configurando-se as trapas (Rostirolla 1997). Tal migração pode estar ocorrendo no campo Cexis, como é defendido por Silva (2006). Esse fenômeno pode ter relação com as menores concentrações de COT, na zona de ocorrência da falha, e maiores valores nas regiões adjacentes.

A partir dos valores de IH calculados, foi definido como principal tipo de querogênio do campo o tipo III (Figura 6.10), que tende a formar gás. Essa informação vai ao encontro dos dados disponibilizados por ANP (2016), sintetizados no Quadro 2.2 e na Figura 2.10, que evidencia que o gás é o fluido principal do campo Cexis desde o início da década de 90.

A partir dos dados de IH<sub>gás</sub>, calculou-se os dados de S<sub>2</sub> (Figura 6.11) e foi obtido um potencial pobre para a geração de hidrocarbonetos nos poços. De acordo com Peters & Cassa (1994), tais dados

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo. de S2, juntamente com os valores de COT representativamente em torno e inferiores a 1%, permitem inferir que, de maneira geral, há um baixo potencial de geração de hidrocarbonetos e, conseqüentemente, um baixo potencial para a ocorrência de depósitos não convencionais, tanto de óleo quanto de gás, nos folhelhos das zonas estudadas. Apesar disso, há alguns intervalos com potencial razoável em 3CX09BA e 3CX26BA e pontualmente em 4CX13BA e 3CX34BA. Esse intervalo é mais significativo no poço 3CX25BA, em que cerca de 25% dos dados compreendem essa classificação, estando concentrados entre as profundidades 2050 e 2100 m.

Vale destacar que essas interpretações foram baseadas em dados obtidos indiretamente a partir de relações matemáticas idealizadas para dados obtidos diretamente, como é o caso dos índices IH e S2. Com o objetivo de se fazer uma comparação com os dados provenientes de análises diretas, foi aplicada a mesma metodologia de classificação utilizada anteriormente nos dados de geoquímica do poço 3CX25BA.

De acordo com a Figura 6.13, o principal querogênio da rocha geradora é o II/III, e tem o tipo III como secundário. Em ambos foi obtida uma classificação razoável de rocha geradora, tanto em relação a COT, quanto S2. Além disso, também há ocorrência de querogênio do tipo I, II e II/III associados às concentrações de COT entre 1 e 2%. Analisando-se a figura 6.12 percebe-se que esses valores estão entre 2050 e 2100 metros e são regiões que, de acordo com o índice S2, apresentam razoável a bom potencial de ocorrência de hidrocarbonetos. Tais dados são evidências de que pode haver geração de óleo e gás nesse intervalo. Esses dados são corroborados aos de perfilagem observados para o poço, em que foi interpretada a ocorrência de níveis nos folhelhos atuando como reservatórios de hidrocarbonetos.

Nascimento (2016) estudou alguns poços presentes nesse trabalho analisando-se dados de geoquímica, dentre eles COT, IH e S2, são os poços: 3CX25BA, 4CX13BA, 3CX12BA, 3CX26BA. De acordo com a autora, os poços 4CX13BA, 3CX12BA e 3CX26BA tem baixo potencial para a geração de hidrocarbonetos devido aos baixos valores de COT e de pirólise, no qual se inclui o índice S2, o que corrobora com os resultados obtidos pelos métodos indiretos utilizados nesse trabalho.

Nos poços estudados, o querogênio do tipo III é corroborado por Nascimento (2016) em 3CX12BA e 3CX26BA. Entretanto, de acordo com o autor, o poço 4CX13BA apresenta valores superiores a 200 mgHC/g de IH no intervalo que compreende o abordado nesse trabalho e, conseqüentemente, apresenta uma classificação de querogênio diversa da aqui apresentada nessa porção. Também é encontrado uma divergência parcial no poço 3CX25BA, pois o autor, assim como os dados de geoquímica aqui apresentados na Figura 6.13, identificam os tipos de querogênio I e II, além dos tipos III e II/III encontrados nas análises indiretas (Figura 6.10).

Entretanto, para fins desse trabalho essa divergência é menos impactante, uma vez que o querogênio do tipo II/III também produz óleo. Além disso, de acordo com a os dados geoquímicos analisados na Figura 6.13, ele é classificado como principal querogênio do poço na região estudada.

Analisando-se as Equações (1.3) e (1.4) de LeCompte (2012), os dados de IH são dependentes de LOM. Como esse índice foi inferido para os poços, o valor de LOM pode não representar a maturidade real das rochas da Formação Candeias no poço 4CX13BA, gerando influência nos seus respectivos valores de IH e conseqüentemente nos de S2 (Equação (1.5) e Equação (1.6)). Portanto, evidencia-se a importância de uma correta estimativa dos valores de LOM para os poços. Apesar desse fato, a classificação final quanto ao potencial da rocha geradora desse poço não ocasionou diversidades com o que é apresentado na literatura (Nascimento 2016).

Os demais poços tiveram resultados satisfatórios, o que corrobora com um uso de LOM adequado para os mesmos, e, conseqüentemente, valores de COT próximos ao da realidade nos poços do tipo B. Além disso, ainda que o LOM não seja o valor real, ele pode ser usado adequadamente para aplicação da técnica de Passey para o cálculo de COT e avaliação do seu padrão vertical no poço (Passey *et al.* 1990).

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo.

## CAPÍTULO 7

### CONCLUSÕES

---

As zonas de interesse definidas localizam-se a partir da profundidade de 2000 m, apresentam dimensões variáveis e normalmente se encontram nas porções finais dos poços. A exceção é o 3CX25BA em que a região foi definida em uma porção relativamente mais central do poço.

A técnica de Passey demonstrou resultados satisfatórios para as propostas desse trabalho, com boas correlações de COT nos poços estudados. Os mapas de distribuição desse índice no campo apresentaram uma configuração em que as menores concentrações estão presentes em uma faixa central de direção NE-SW, entre zonas de maiores concentrações. Tal característica pode ter relação com uma falha geológica, o que pode ser uma evidência de uma estrutura atuando como um conduto de migração de fluido e que tenha importância no controle de COT da área.

Em geral, a área estudada demonstrou um baixo potencial para ocorrência de hidrocarbonetos nas zonas estudadas e possui baixa probabilidade de ocorrência de depósitos não convencionais do tipo *shale oil* ou *shale gas* na maior parte dos poços. A exceção é o poço 3CX25BA que apresenta evidência de geração de óleo e gás no intervalo compreendido entre 2050 e 2100 metros.

Os resultados obtidos e as discussões realizadas demonstraram que, de maneira geral, os métodos indiretos utilizados nesse trabalho podem ser aplicados para calcular o COT de rochas geradoras e classificar o potencial de geração de hidrocarbonetos das mesmas, pois os resultados encontraram similares aos obtidos por métodos diretos disponíveis na literatura, como os apresentados por Nascimento (2016). Entretanto, é de grande importância uma correta estimativa dos valores de LOM, e para tanto, pode ser realizado uma comparação entre o valor estimado e o valor proveniente de análises geoquímica nos poços que contém essa informação.

Dentre as vantagens das técnicas utilizadas há: a rápida execução, a disponibilidade de dados e o uso de softwares e linguagens de programação (Python e R) livres. Além disso a técnica pode ser aplicada em trabalhos de mesma natureza em maiores escalas, desde que haja disponibilidade de dados de poços. Portanto configurando-se assim, uma metodologia relevante para o estudo preliminar do potencial de hidrocarbonetos em rochas geradoras. Vale destacar que a técnica não substitui os estudos por métodos diretos, sendo esses imprescindíveis para uma real constatação dos resultados obtidos, sobretudo nas áreas de maiores potenciais.

Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilagem geofísica, Bacia do Recôncavo.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

- Alexander, T., Baihly, J., Boyer, C., Clark, B., Waters, G.; Jochen, V., Calvez, J. L., Lewis, R., Miller, C. K., Thaeler, J. e Toelle, B. E. 2011. Shale gas revolution. *Oil field review*, 23:40-55.
- ANP – Agência Nacional de Petróleo. 2016. Plano de Desenvolvimento Aprovado. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/images/planos\\_desenvolvimento/Cexis.pdf](http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Cexis.pdf). Acessado em 25 jul 2021.
- Arai, M., Hashimoto, A. T., Uesugui, N. 1989. Significado cronoestratigráfico da associação microflorística do Cretáceo Inferior do Brasil. *Boletim de Geociências da Petrobras*. 3:87- 103.
- Bastos, I. P. Bacia do Recôncavo, Sumário Geológico e Setores em Oferta. 2017. Disponível em: [http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round14/Mapas/sumarios/Sumario\\_Geologico\\_R14\\_Reconcavo.pdf](http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round14/Mapas/sumarios/Sumario_Geologico_R14_Reconcavo.pdf). Acessado em 25 jul 2021.
- Becegato V. A. & Ferreira F. J. F. 2005. Gamaespectrometria, resistividade elétrica e susceptibilidade magnética de solos agrícolas no noroeste do estado do Paraná. *Revista Brasileira de Geofísica*, 23(4): 371-405.
- Bosence, D. W. J. 1998. Stratigraphic and sedimentological models of rift basins. In: Purser, B. H & Bosence, D. W. J. (eds). *Sedimentation and tectonics of rift basins: Red Sea – Gulf of Aden*. London, Chapman & Hall, p. 9-25.
- Camões, A. M. 1988. Modelo tectono-sedimentar do Campo de Cexis, Bacia do Recôncavo. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 2(41): 267-275.
- Caixeta, J. M., Bueno, G. V., Magnavita, L. P., Feijó, F. J. 1994. Bacias do Recôncavo, Tucano e Jatobá. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 8:163-172.
- Chagas, E. S., Russo S. L., Simon V. H. 2010. Geração de perfil sônico sintético em poços de petróleo através dos modelos de regressão não lineares usando a profundidade como variável regressora. *Scientia Plena*, 12(6): 01-21.
- Costa, A. C. S., Torino, C. A. & Rak, J. G.d 1999. Capacidade de troca catiônica dos colóides orgânicos e inorgânicos de latossolos do Estado do Paraná. *Acta Scientiarum*, 21(3): 491-496.
- Costa, C. de O. 2017. *Estimativa do teor de carbono orgânico total das rochas geradoras de petróleo em poços da Bacia do Recôncavo por meio de perfilagem geofísica*. Monografia de conclusão de curso em geologia. Universidade Federal da Bahia, Salvador, 52p.
- Destro, N., Szatmari, P., Alkmim, F. F., Magnavita, L. P. 2003. Release faults, associated structures, and their control on petroleum trends in the Recôncavo rift, northeast Brazil. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin (AAPG)*, 87:1123-1144.
- Ellis, D. V. & Singer J. M. 2008. *Well Logging for Earth Scientists*. Springer, The Netherlands, 2 ed., 692 p.
- Espitalie, J., Laporte, J. L., Madec, M. F., Marquis, P., LePlat, J. Paulet and Boutefeu, A. 1977, Methode rapide de caracterisation des roches meres de leur potentiel petrolier et de leur degre d'evolution. *Revue l'Institute Francais du Pétrole*, 32: 23–42.
- Fertl, W. H. & Chilingar, G. V. 1988. Total Organic Carbon Content Determined From Well Logs. *SPE Formation Evaluation*, 3(02): 407–419.
- Figueiredo, A. M. F., Braga, J. A. E., Zabalaga, H. M. C., Oliveira, J. J., Aguiar, G. A., Silva, O. B., Mato, L. F., Danie, L. M. F. Magnavita, L. P., Bruhn, C. H. L. 1994. Recôncavo Basin: A prolific intracontinental rift basin. In: Landon, S. M. (ed.). *Interior rift basins*. Tulsa, UK, AAPG Memoir 59, p 157-203.
- Freitas, U. O. 2014. *Estratigrafia de seqüências em bacias rifte: Utilização de atributos sísmicos em suporte à análise sismoestratigráfica na bacia do recôncavo*. Monografia de conclusão de curso em geologia. Universidade Federal da Bahia, Salvador, 55p.
- Garry, P., Petters, D. A., Achaegakwo, C. 2016. Source – Rock potencial of the lower cretaceous sediments in SD – 1X well, offshore Tano Basin, South Western Ghana. *Petroleum and Coal*, 1-15.
- Hall, C., Tharakan, P., Hallock, J., Cleveland, C., Jefferson, M. 2003. Hydrocarbons and the evolution of the human culture. *Nature*, 426:318-322.
- Kuchle, J. & Scherer, C. M. S. 2010. Sismoestratigrafia da de bacias rifte: técnicas, métodos e sua aplicação na Bacia do Recôncavo. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 18(2):179-206.

- Sobral, H. S. 2022, Estimativa do carbono orgânico total (COT) utilizando dados de perfilação geofísica, Bacia do Recôncavo.
- Landim, P. M. B. Introdução aos métodos de estimação espacial para confecção de mapas. 2000. Disponível em: <http://www.rc.unesp.br/igce/aplicada/textodi.html>. Acessado em 12 fev 2022.
- LeCompte, B. 2012. Method of predicting source rock thermal maturity from log responses. *United States Patent Application Publication*, 0095687: 1-7.
- Magnavita, L. P. 1992. *Geometry and Kinematics of the Recôncavo-Tucano-Jatobá rift, NE Brazil*. PhD Thesis, Universidade de Oxford, Oxford, 493p.
- Magnavita, L. P., Davison, I., Kuszniir, N. J. 1994. Rifting, erosion, and uplift history of the Recôncavo-Tucano-Jatobá rift, Northeast, Brazil. *Tectonics*, 13:367-388.
- Magnavita, L. P., Silva, R. R. D. A., Sanches, C.P. 2005. Guia de campo da Bacia da Recôncavo, NE do Brasil. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 13:301-334.
- Magoon L. B. & Dow W. G. 1994. The Petroleum System. In: Magoon L. B. & Dow W. G. (eds). *The petroleum System-from source to trap*. Dallas, EUA, AAPG Memoir 60, p 33-24.
- Milani, E. J., Brandão, J. A. S. L., Zalán, P. V., Gamboa, L. A. P. 2000. Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. *Brazilian Journal of Geophysics*. 18:351-396.
- Milani, E. K & Davison, I. 1988. Basement control and transfer tectonics in the Reconcavo-Tucano-Jatobá Rift, NE Brasil. *Tectonophysics*, 154:41-70.
- Milhomem, P. S. Maman, E. J.; Oliveira, F. M. Sardenberg, M., Carvalho, Lima, W. S. 2003. Bacias Sedimentares Brasileiras - Bacia do Recôncavo. Disponível em: <https://phoenix.org.br/w/produto/informativo-phoenix/>. Acessado em 25 jul 2021.
- Nascimento, C. A. 2016. *Identificação e avaliação de reservatórios do tipo shale oil/gás no Campo de Cexis, na Bacia do Recôncavo, através de interpretações sísmicas, geoquímica e perfis de poços*. MS Dissertation, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 176p.
- Neto, J. V., Santos, C. B., Torres, E. M., Estrela, C. 2017. Boxplot: Um recurso gráfico para a análise e interpretações de dados quantitativos. *Revista Odontológica Brasileira Central*, 26:1-6.
- Passey, Q., Creaney, S., Kulla, J., Moretti, F., Stroud, J. 1990. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. *AAPG Bulletin*, 74:1777-1794.
- Peters, K. E. 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 70: 318-329.
- Peters, K. E., Cassa, M. R. 1994. Applied source rock geochemistry. In: Magoon L. B. & Dow W. G. (eds). *The petroleum System-from source to trap*. Dallas, EUA, AAPG Memoir 60, p 93-120.
- Prates, I., Fernandez, R. Bacia do Recôncavo, Sumário Geológico e Setores em Oferta. 2015. Disponível em: [http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round\\_13/areas\\_oferecidas\\_r13/Sumarios\\_Geologicos/Sumario\\_Geologico\\_Bacia\\_Reconcavo\\_R13.pdf](http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round_13/areas_oferecidas_r13/Sumarios_Geologicos/Sumario_Geologico_Bacia_Reconcavo_R13.pdf). Acessado em 25 jul 2021.
- Reis, E. A., Reis, I. A. Análise descritiva de dados. 2002. Disponível em: <http://www.est.ufmg.br/portal/arquivos/rts/rte0202.pdf>. Acessado em 12 fev 2022.
- Ribeiro, J. J. K., Dornelas V. F., Silva C. A. M. 2013. Delimitação das fácies-reservatórios utilizando curvas de perfilação geofísica de poços no Campo de Namorado na Bacia de Campos-RJ. In: VII Simpósio Brasileiro de Geofísica. Ouro Preto, p. 01-04.
- Rider, M. 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs*. Rider-French Consultind Ltd, 2 ed., 290 p.
- Rocha, L. A. S. & Azevedo, C. T. 2009. *Projeto de Poços de Petróleo: Geopressões e assentamentos de colunas de revestimento*. Rio de Janeiro, Interciência, 696 p.
- Rostirolla, S, P. Alguns aspectos da avaliação de favorabilidade em geologia exploratória. 1997. *Revista Brasileira de Geociências*, 27:327-338.
- Rouse, W.A. & Houseknecht, D.W. 2016. *Modified method for estimating petroleum source-rock potential using wireline logs, with application to the Kingak Shale, Alaska North Slope*. U.S. Geological Survey Scientific Investigations Report, 40 p.
- Selley, R. C. 1998. *Elements of Petroleum Geology*. San Diego, Academic Press, 2 ed., 470 p.

- Silva, O. B., Caixeta, J. M., S., M. P. e Kosin, M. D. 2007. Bacia do Recôncavo. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 15(2):423-431.
- Silva, T. C. S. 2006. D. *Modelagem de geração e migração do petróleo na Bacia do Recôncavo, BA*. MS Dissertation, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 144p.
- Sutton, T., Dassau, O., Sutton, M. Uma breve introdução ao SIG. 2009. Disponível em: [https://docs.qgis.org/2.8/pt\\_BR/docs/gentle\\_gis\\_introduction/index.html](https://docs.qgis.org/2.8/pt_BR/docs/gentle_gis_introduction/index.html). Acessado em 12 fev 2022.
- Teixeira Netto, A. S., Oliveira, J. J. de. 1985. O preenchimento do "rift-valley" na Bacia do Recôncavo. *Revista Brasileira de Geologia*, 15(2): 97-102.
- Troccoli, E. B & Holz M. 2014. Sismoestratigrafia em Bacias Rifte. Aplicação na Região Nordeste da Bacia do Recôncavo. In: *VI Simpósio Brasileiro de Geofísica*. Porto Alegre, p. 01-06.
- Viana, C. F., Gama Júnior, E. G., Simões, I. A., Moura, J. A., Fonseca, J. R., Alves, R. J. 1971. Revisão estratigráfica da Bacia Recôncavo/Tucano. *Boletim Técnico da Petrobras*, 14:157-192.
- Wyllie, M. R. J., Gregory, A. R., Gardner, L. W. 1956. Elastic Wave Velocities in Heterogeneous and Porous Media. *Geophysics*, 21: 41-70.