

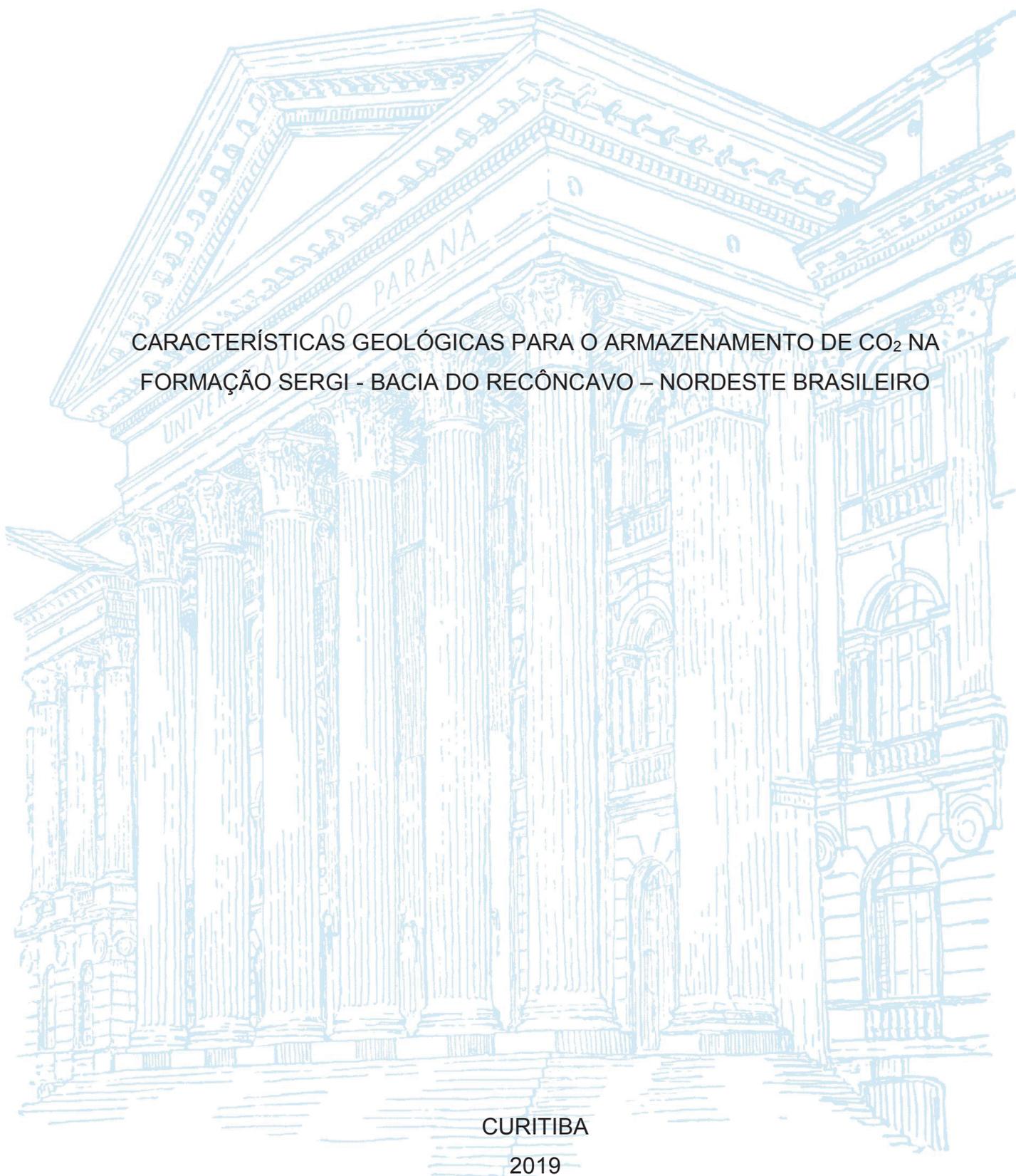
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

BRUNO HENRIQUE DE MOURA MERSS

CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS PARA O ARMAZENAMENTO DE CO<sub>2</sub> NA  
FORMAÇÃO SERGI - BACIA DO RECÔNCAVO – NORDESTE BRASILEIRO

CURITIBA

2019



BRUNO HENRIQUE DE MOURA MERSS

CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS PARA O ARMAZENAMENTO DE CO<sub>2</sub> NA  
FORMAÇÃO SERGI - BACIA DO RECÔNCAVO – NORDESTE BRASILEIRO

Trabalho apresentado ao Curso de Pós-Graduação em MBA em Gestão Ambiental, Setor de Ciências Agrárias da Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Especialista em Gestão Ambiental.

Orientador: Prof. Dr. Carlos Roberto Sanquetta

Coorientadora: Profa. Dra. Tatiana Cristina  
Guimarães Kaminski

CURITIBA

2019

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente gostaria de agradecer à Universidade Federal do Paraná e o Laboratório de Análise de Bacias (LABAP) pelo espaço, infraestrutura e pessoal.

Agradeço meus orientadores, Tatiana Kaminski e Carlos Sanquetta pelas correções e a disponibilidade.

Agradeço todos os colegas que de forma direta ou indireta me ajudaram na confecção deste trabalho, em especial às geólogas Lara Ferreira Neves e Renata Zanella.

Agradeço minha companheira Kristin Brunsell pelo apoio, incentivo e paciência.

Por fim, agradeço meus pais pelo incentivo durante a realização da especialização.

## RESUMO

O objetivo do presente trabalho foi caracterizar preliminarmente a Formação Sergi para a injeção de CO<sub>2</sub>, tendo como objetivo reduzir a concentração local e regional do gás de efeito estufa no estado da Bahia. Essa caracterização é dada pela determinação das características petrofísicas da rocha reservatório, tanto em escala regional quanto em escala local. Para isso foram usados dados regionais e locais de profundidade, espessura, porosidade e permeabilidade que foram obtidos através de trabalhos já realizados na região. A partir da análise dos dados regionais verificou-se que a profundidade alvo varia de 2000 a 4000 metros, com porosidades variando de 19% para os alvos mais rasos, a 11% nas regiões mais profundas. Em relação à análise do poço, verificou-se que há três fácies reservatório dentro da Formação Sergi, sendo que a Fácies Inferior é a melhor reservatório, com porosidade média de 15% e permeabilidade média de 50mD.

Palavras-chave: Bacia do Recôncavo 1. Formação Sergi 2. Injeção de CO<sub>2</sub> 3. Fácies reservatório 4.

## **ABSTRACT**

The research's topic is an preliminary evaluation of Sergi Formation in order to use it as carbon storage in Bahia State. This characterization aims to understand regional and local petrophysical characteristics using data from the literature. The regional data analysis showed that the target depths varies from 2000 to 4000 meters. Having an average porosity of 19% (shallow depths) and 11% (deeper depths). The local analysis showed that the best reservoir inside the Sergi Formation is the Inferior Facies having an average porosity of 15% and average permeability of 50mD.

Keywords: Recôncavo Basin 1. Sergi Formation 2. CO<sub>2</sub> injection 3. Reservoir facies  
4.

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 MAPA DE LOCALIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO. ....	11
FIGURA 2 LOCALIZAÇÃO, LIMITES E ARCABOUÇO ESTRUTURAL SIMPLIFICADO DA BACIA DO RECÔNCAVO – BAHIA. ....	13
FIGURA 3 DESENHO ESQUEMÁTICO QUE MOSTRA O TIPO DE ARMADILHA PRESENTE NO SISTEMA CANDEIAS – SERGI.....	14
FIGURA 4 CARTA DE EVENTOS DA BACIA DO RECÔNCAVO.....	14
FIGURA 5 MAPA ESTRUTURAL EM UTM DO TOPO DA FORMAÇÃO SERGI.....	16
FIGURA 6 MAPA DE ISÓPACAS EM UTM DA FORMAÇÃO SERGI.....	17
FIGURA 7 MAPA DE POROSIDADE REGIONAL BASEADO NA FIGURA 5.....	18
FIGURA 8 <i>WELL-LOG</i> DO POÇO 7-SI-10BA.....	19

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>8</b>
1.1 OBJETIVOS.....	8
1.1.1 Objetivo geral.....	8
1.1.2 Objetivos específicos.....	9
<b>2 MATERIAIS E MÉTODOS.....</b>	<b>9</b>
<b>3 RESULTADOS.....</b>	<b>10</b>
3.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	10
3.1.1 BACIA DO RECÔNCAVO.....	10
3.2 SISTEMAS PETROLÍFEROS.....	11
3.2.1 Sistema petrolífero Candeias - Sergi (!).....	12
3.3 ARMAZENAMENTO E INJEÇÃO DE CO <sub>2</sub> .....	12
3.4 AVALIAÇÃO REGIONAL.....	15
3.5 AVALIAÇÃO LOCAL.....	15
<b>4 DISCUSSÃO.....</b>	<b>20</b>
<b>5 CONCLUSÕES.....</b>	<b>21</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>22</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Localizada sob o estado da Bahia, a Bacia do Recôncavo é um importante polo produtor de petróleo. Sua exploração data do início da década de 1940 e hoje representa 1% da produção nacional de óleo e gás (ANP 2019). Apesar de ainda ser uma bacia imprescindível para o Brasil, a exploração das jazidas pré-sal na Bacia de Santos tornou-se prioridade, gerando uma grande concentração de investimentos, fazendo com que novas ideias surjam para o reaproveitamento de campos com menor expressão. Uma saída, objeto de estudo do presente trabalho, é a injeção de CO<sub>2</sub> em reservatórios depletados ou em fase final de exploração visando tanto o armazenamento *stricto sensu* quanto o aumento da produtividade de poços produtores de hidrocarbonetos. Segundo a *British Geological Survey* (2019) o reaproveitamento de um campo produtor de petróleo para a injeção de CO<sub>2</sub> torna o processo de implementação muito menos custoso, o que gera a possibilidade de aproveitar esses campos para a injeção de gás.

O estado da Bahia está em sétimo lugar no ranking brasileiro de emissões de gases de efeito estufa, com uma emissão bruta total de 103,3 MtCO<sub>2e</sub> (Milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente) (SEEG 2017). Sua concentração principal está na região dos distritos industriais de Alagoinhas, Camaçari D'Ávila, Candeias e Simões Filho, todos sobre a Bacia do Recôncavo (Figura 1). Por esse fato, dá-se a justificativa do presente trabalho. Um sistema injetor de CO<sub>2</sub> seria ambientalmente importante para a redução da concentração local e regional de gases de efeito estufa, e também geraria visibilidade e empregos para a região, já que o estado é um dos mais pobres do Brasil, com 5% da população abaixo da linha da pobreza (LAPORTA 2018). Além de aumentar a produção de gás e óleo dos campos produtores.

### 1.1 OBJETIVOS

#### 1.1.1 Objetivo geral

A pesquisa teve como objetivo a verificação da porosidade e permeabilidade das unidades reservatório da Formação Sergi, Bacia do Recôncavo, em escala regional e local, visando a implementação de uma planta injetora de CO<sub>2</sub>.

### 1.1.2 Objetivos específicos

Para essa verificação se faz necessário responder os seguintes tópicos:

- a) Em escala regional, verificar quais as profundidades alvo da Formação Sergi e qual é sua porosidade média;
- b) Em escala de poço, verificar qual a profundidade em que a Formação Sergi ocorre, e qual a sua espessura;
- c) Dentro da Formação Sergi, verificar qual a melhor fácies<sup>1</sup> reservatório e quais são suas características petrofísicas.

## 2 MATERIAIS E MÉTODOS

A elaboração do presente trabalho foi dividida em duas etapas de avaliação. A primeira visou sumarizar o contexto regional: avaliação da espessura, cota do topo da formação e porosidade. Para compreender o contexto regional foi feita uma revisão bibliográfica de artigos e teses. A avaliação regional da espessura e da cota do topo da Formação Sergi foi realizada a partir da digitalização de dois mapas adaptados de Silva (2006), sendo um mapa de isópacas (espessura) e um mapa estrutural do topo da camada.

A porosidade regional foi calculada pela equação proposta por Bruhn & De Ros (1987):

$$\Phi = 27,08 - 0,004 * \text{profundidade (m)}$$

onde:

$\Phi$  = porosidade (%)

0,004 = coeficiente angular (adimensional)

A finalização da primeira etapa se deu pela junção dos valores calculados de porosidade com o mapa de cota do topo da Formação Sergi. Essa junção foi realizada através da substituição dos valores de cota de topo pelo valor da porosidade na profundidade correspondente utilizada na equação. Essa etapa possibilitou visualizar as áreas potenciais

---

<sup>1</sup> Denomina-se fácies o conjunto de rochas com determinadas características distintivas, quer paleontológicas quer litológicas, considerando qualquer aspecto composicional, químico ou mineralógico, morfológico, estrutural ou textural, assim como a forma, o tamanho, a disposição dos seus grãos e a sua composição de minerais.

A segunda etapa visou compreender o contexto local da área de trabalho, o qual está limitado pela abrangência do poço 7-SI-10BA (Figura 1). As características petrofísicas: porosidade<sup>2</sup>, permeabilidade<sup>3</sup> e *gamma-ray*<sup>4</sup> foram checadas a partir da digitalização *well-logs*<sup>5</sup> homônimos obtidas do trabalho de De Ros (1986).

### 3 RESULTADOS

#### 3.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

##### 3.1.1 BACIA DO RECÔNCAVO

A área de estudo está inserida no nordeste brasileiro (Figura 1), mais especificamente no estado da Bahia. A Bacia do Recôncavo ocupa uma área de aproximadamente 12.000 km<sup>2</sup>. Ao norte e noroeste é limitada pela Bacia de Tucano, ao sul pela Bacia de Camamu, a leste pelo sistema de falhas de Salvador e a oeste pela Falha de Maragogipe (Figura 2). Sua evolução geológica está relacionada com esforços distensionais durante a quebra do Gondwana, o que a classifica como uma bacia do tipo *rift* (SILVA et al. 2007). Segundo Silva et al. (2007) o seu registro sedimentar pode ser dividido em quatro supersequências: Paleozoica, Pré-rifte, Rifte e Pós-rifte. A supersequência Paleozóica é representada por sedimentos relacionados a ambiente marinho raso a lacustre num contexto de bacia intracratônica. A supersequência Pré-rifte é representada por três ciclos flúvio-eólicos, a Formação Sergi foi depositada em um desses ciclos. A supersequência Rifte abrange tipos de depósitos como *fan* deltas, turbiditos e fluxos gravitacionais. Por fim, a supersequência Pós-rifte, cuja deposição está relacionada com leques aluviais.

Os arenitos finos a conglomeráticos da Formação Sergi são o produto da progradação de um sistema aluvial de correntes anastomosadas através de uma bacia pré-rifte (DE ROS, 1986). Essas rochas representam os melhores reservatórios da Bacia do Recôncavo, cerca de 362 milhões de metros cúbicos de óleo *in place* (SCHERER & DE ROS, 2009).

---

<sup>2</sup> Espaço vazio entre grãos da rocha.

<sup>3</sup> Capacidade de transmissão de fluidos entre os poros da rocha.

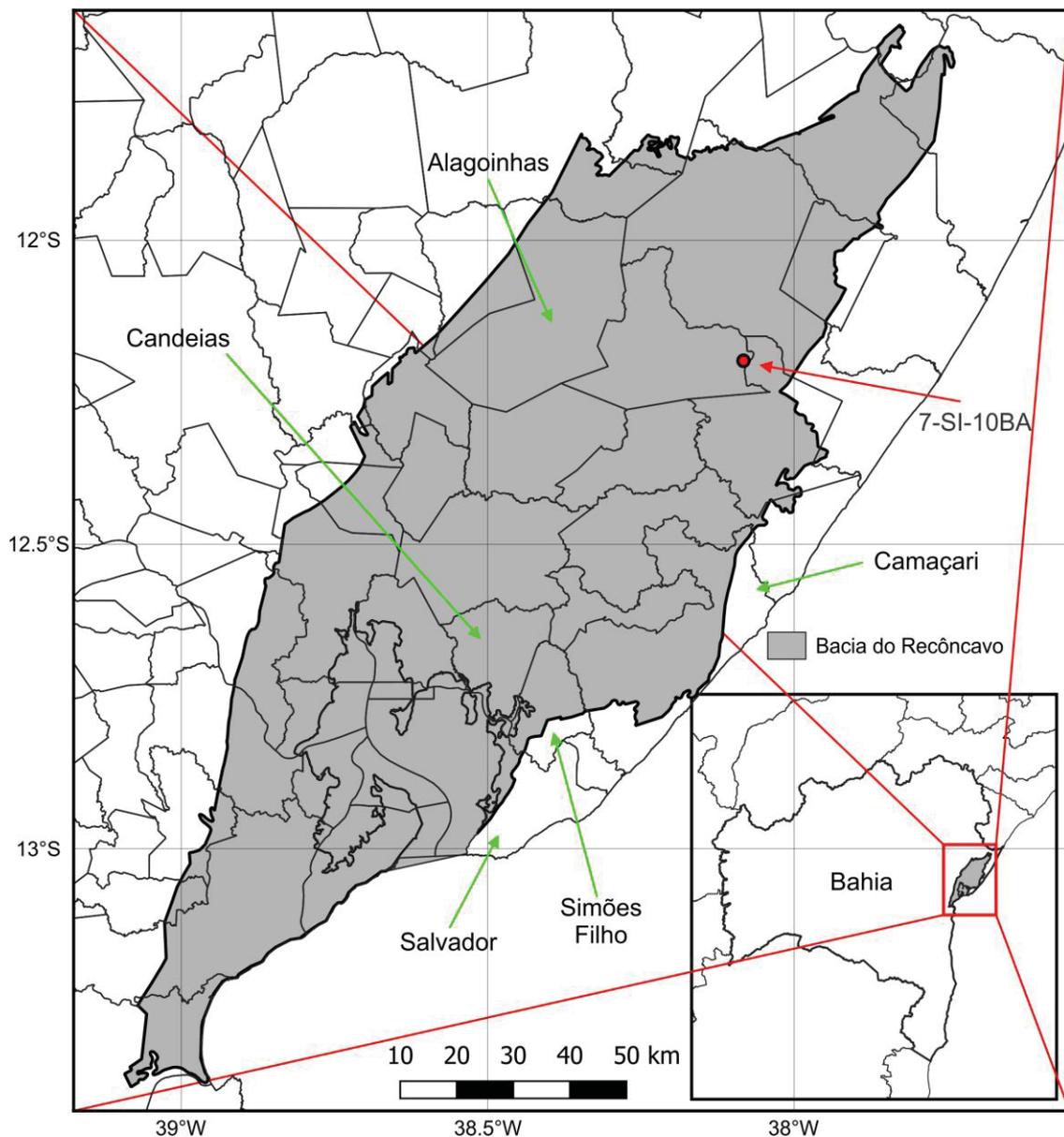
<sup>4</sup> Perfil que mede a radioatividade da rocha.

<sup>5</sup> *Well-logs* são perfis geológicos obtidos por ferramentas geofísicas introduzidas em poços tubulares durante a sua perfuração.

### 3.2 SISTEMAS PETROLÍFEROS

A definição de sistemas petrolíferos é dada pela combinação de cinco elementos, que quando combinados geram acumulação de óleo e/ou gás em um determinado nível estratigráfico em uma bacia sedimentar (ALLEN & ALLEN, 2013). Esses fatores são: unidade reservatório; sistema de carga; unidade selante; armadilha e *timing*. Porém, como o presente trabalho visa a injeção de CO<sub>2</sub> e não a exploração comercial de petróleo, pode-se adaptar essa definição retirando o fator de sistema de carga.

FIGURA 1 MAPA DE LOCALIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO.



FONTE: O autor (2019)

Os fatores adaptados de Allen & Allen (2013) passam a ser: a) unidade reservatório; b) unidade selante; c) armadilha e d) *timing*.

a) unidade reservatório: são unidades geológicas capazes de armazenar fluidos.

b) unidade selante: são unidades geológicas que barram o óleo e/ou gás de “escapar” da unidade reservatório.

c) armadilha: são armadilhas ou trapas geológicas, e.g. falhas e dobras, que concentram o petróleo num local determinado.

d) *timing*: é dado pela relação temporal entre os fatores acima.

Na Bacia do Recôncavo há seis sistemas petrolíferos que coexistem, sendo eles Candeias - Sergi (!)<sup>6</sup>, Candeias - Água Grande (!), Candeias - Maracangalha (!), Candeias - Ilha (!), Candeias - Candeias (!) e Candeias - Aliança (!) (PRATEZ & FERNANDEZ, 2015).

### 3.2.1 Sistema petrolífero Candeias - Sergi (!)

O sistema Candeias - Sergi (!), composto pela unidade selante Formação Itaparica (folhelhos lacustres) sobreposta à Formação Sergi. O tipo de armadilha presente no sistema é do tipo estrutural, majoritariamente falhas normais (Figura 3). O *timing* do sistema é sumarizado pela carta de eventos (Figura 4).

### 3.3 ARMAZENAMENTO E INJEÇÃO DE CO<sub>2</sub>

O armazenamento geológico de CO<sub>2</sub> (CCS), *stricto sensu* é uma técnica usada para mitigar os efeitos da emissão de gases de efeito estufa na atmosfera. É dividida em quatro etapas: captura e separação; transporte; armazenamento e monitoração. O armazenamento de CO<sub>2</sub> pode ser dado pela injeção em três tipos de reservatórios: campos de óleo e gás, formações salinas profundas ou camadas de carvão (KETZER et al. 2016).

No caso da área de estudo, além do armazenamento visando a diminuição da sua concentração na atmosfera, como consequência a injeção aumentaria a produtividade dos campos de óleo e/ou gás presentes. Já que a injeção visando o

---

<sup>6</sup> Essa nomenclatura é dada por unidade geradora - unidade reservatório e a indicação do grau de certeza do sistema: (!) conhecido; (.) hipotético e (?) especulativo.

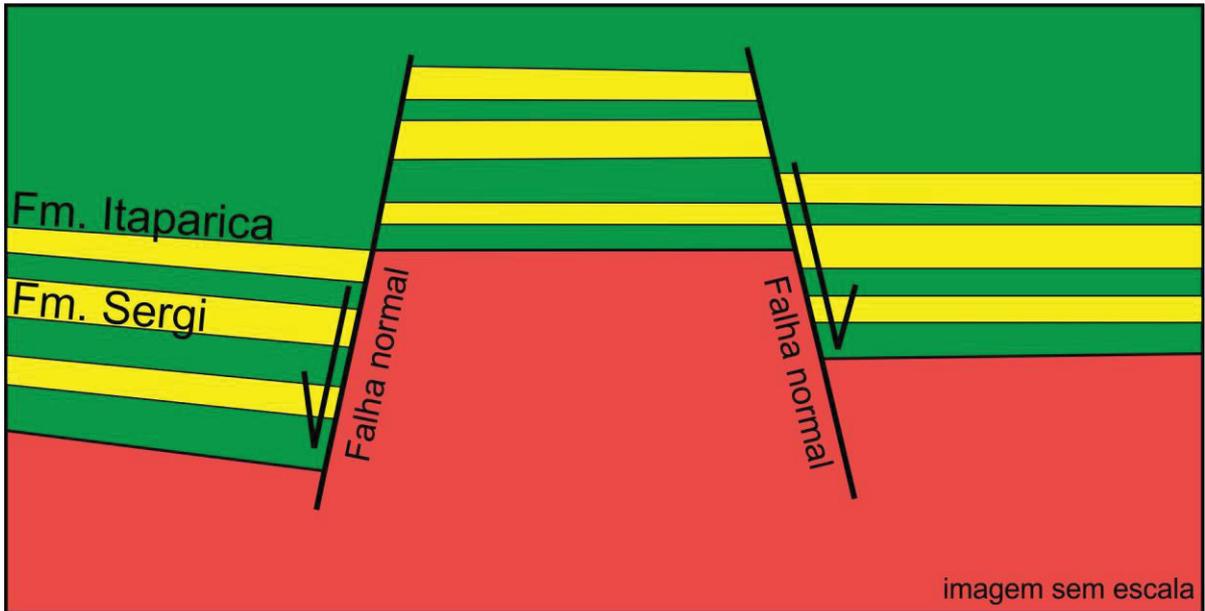
incremento de produtividade é algo comum em campos maduros, caso dos campos da Bacia do Recôncavo. O aumento da produtividade se dá pelo aumento de pressão dentro do reservatório devido à entrada do CO<sub>2</sub>. Como resposta os hidrocarbonetos movimentam-se em direção ao poço que está bombeando o gás e/ou óleo para a superfície.

FIGURA 2 LOCALIZAÇÃO, LIMITES E ARCABOUÇO ESTRUTURAL SIMPLIFICADO DA BACIA DO RECÔNCAVO – BAHIA.



FONTE: Modificado de Milhomem *et al.* (2003)

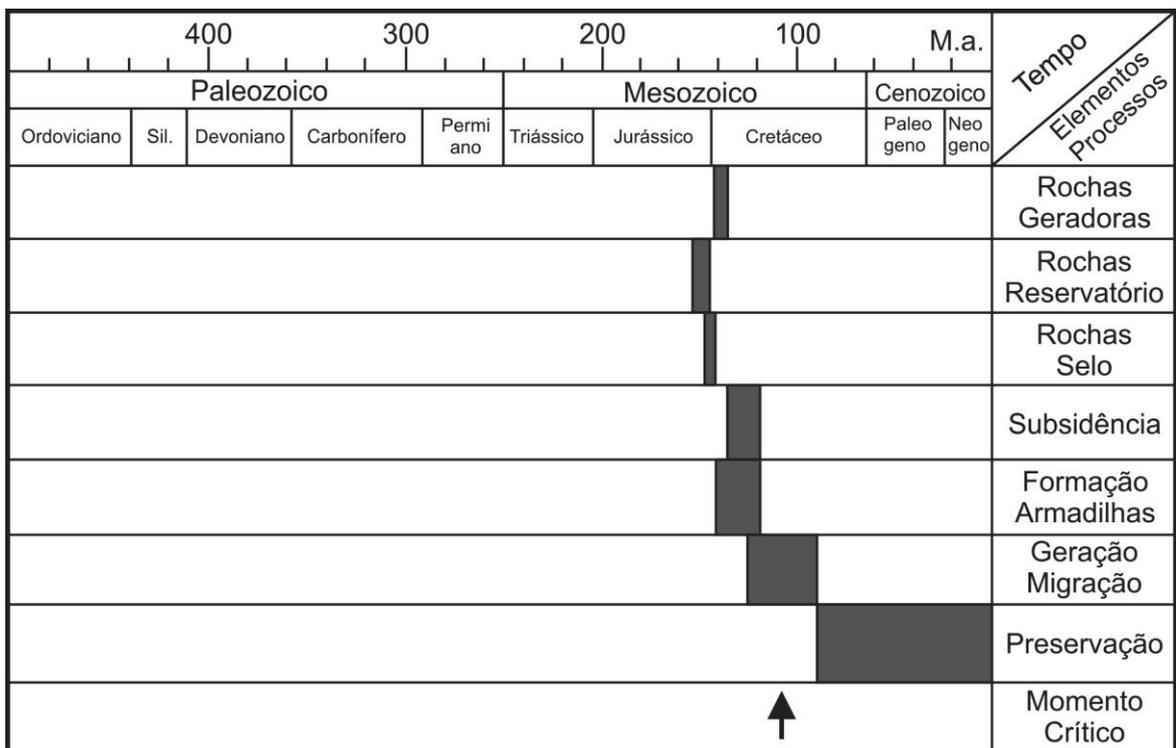
FIGURA 3 DESENHO ESQUEMÁTICO QUE MOSTRA O TIPO DE ARMADILHA PRESENTE NO SISTEMA CANDEIAS – SERGI.



- Folhelho (unidade selante)
- Arenito (unidade reservatório)
- Embasamento

FONTE: Modificado de Rostirolla (1997)

FIGURA 4 CARTA DE EVENTOS DA BACIA DO RECÔNCAVO.



FONTE: Modificado de Silva (2006)

### 3.4 AVALIAÇÃO REGIONAL

A partir do mapa estrutural do topo da Formação Sergi (Figura 5), pode-se verificar os locais onde a formação está mais profunda em relação à superfície. Nota-se que a profundidade aumenta de no sentido sudoeste, sendo que a porção mais funda da bacia atualmente se encontra aproximadamente nas coordenadas UTM X (570000) e Y (8610000), onde o topo da formação está a mais de 7000 metros de profundidade. Já em relação à espessura da formação (Figura 6) é possível verificar o aumento de espessura de nordeste para sudoeste, onde a espessura passa de 400 metros.

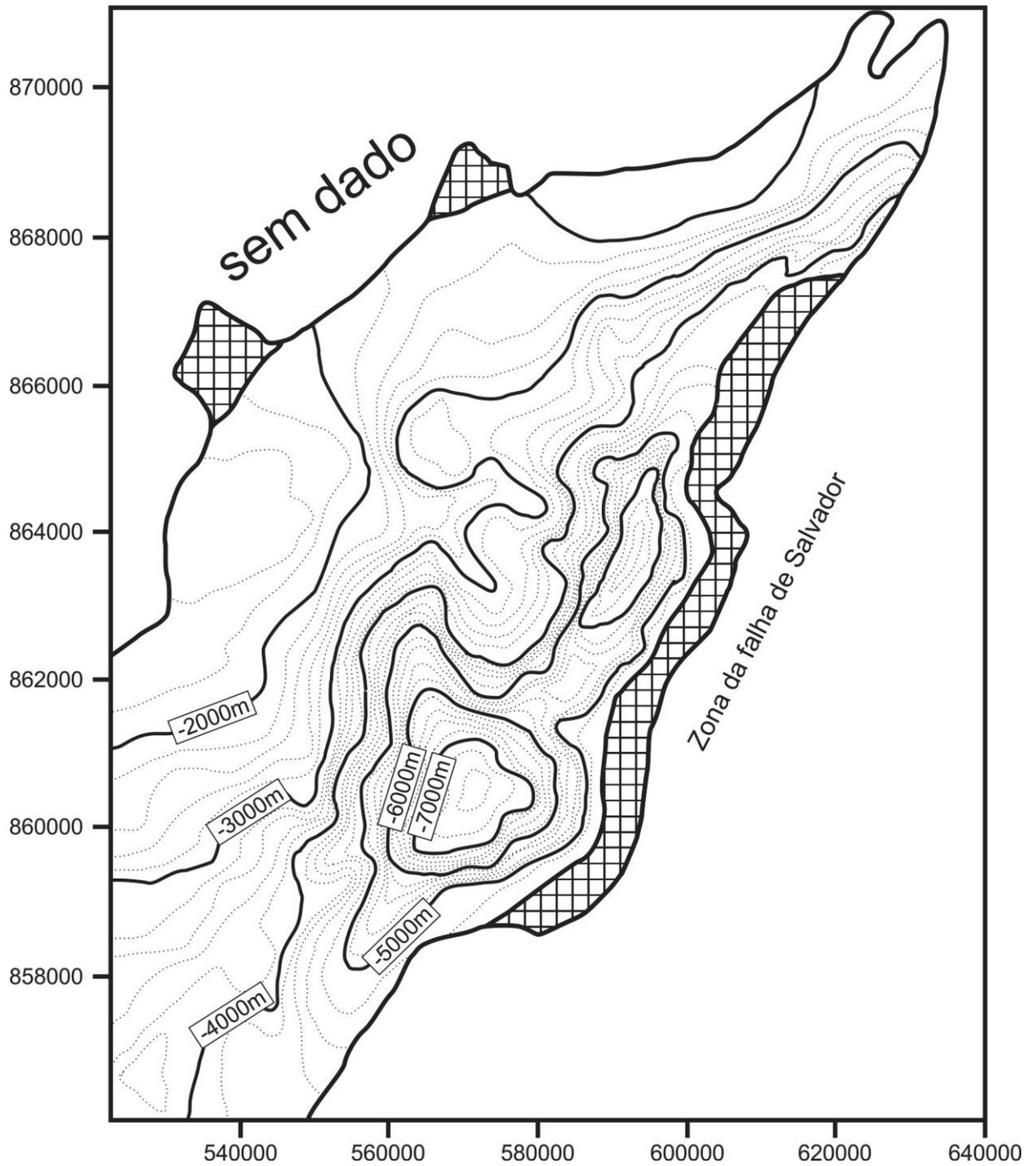
A partir do mapa estrutural do topo (Figura 5) é possível substituir o valor da profundidade (Z) pela porosidade calculada pela equação de Bruhn & De Ros (1987). Essa substituição gera um novo mapa (Figura 7), e nele é possível observar a porosidade em função da profundidade. Esse mapa mostra o mesmo padrão da Figura 5, porém, a porosidade diminui em função da profundidade.

### 3.5 AVALIAÇÃO LOCAL

Através do *log* do poço 7-SI-10BA (Figura 8) é possível obter diretamente os valores de porosidade e permeabilidade média das três fácies sedimentares que compõem a Formação Sergi. Essas fácies foram separadas por De Ros (1986).

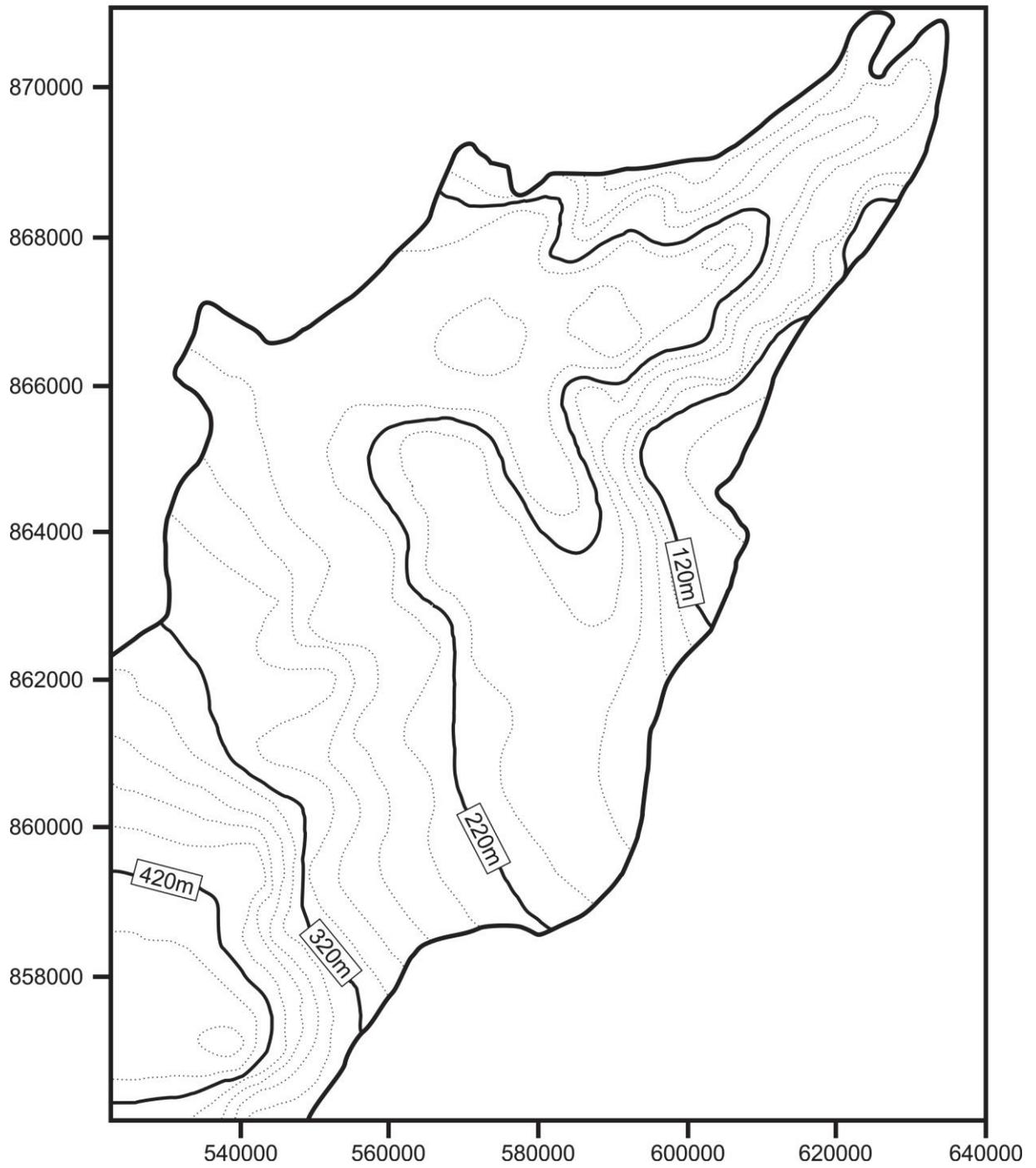
A fácies Sergi Superior tem uma porosidade média de 10% e uma permeabilidade média de 5 mili-Darcy (mD). A fácies Sergi Médio tem porosidade média de 15% e permeabilidade média de 10 mD. Por fim, a fácies Sergi Interior também tem porosidade média 15% e permeabilidade média de 50 mD.

FIGURA 5 MAPA ESTRUTURAL EM UTM DO TOPO DA FORMAÇÃO SERGI.



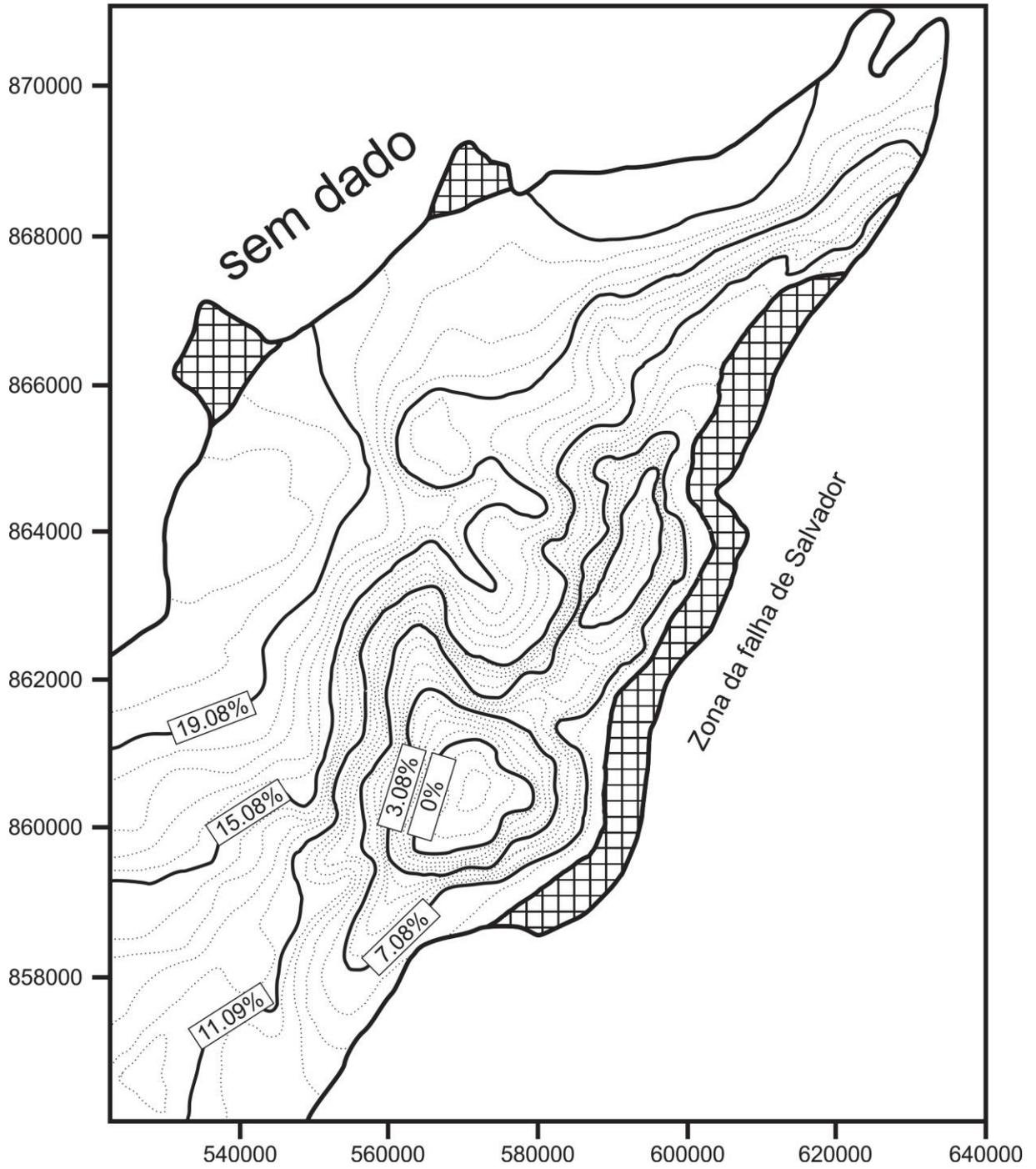
FONTE: adaptado de Silva (2006).

FIGURA 6 MAPA DE ISÓPACAS EM UTM DA FORMAÇÃO SERGI.



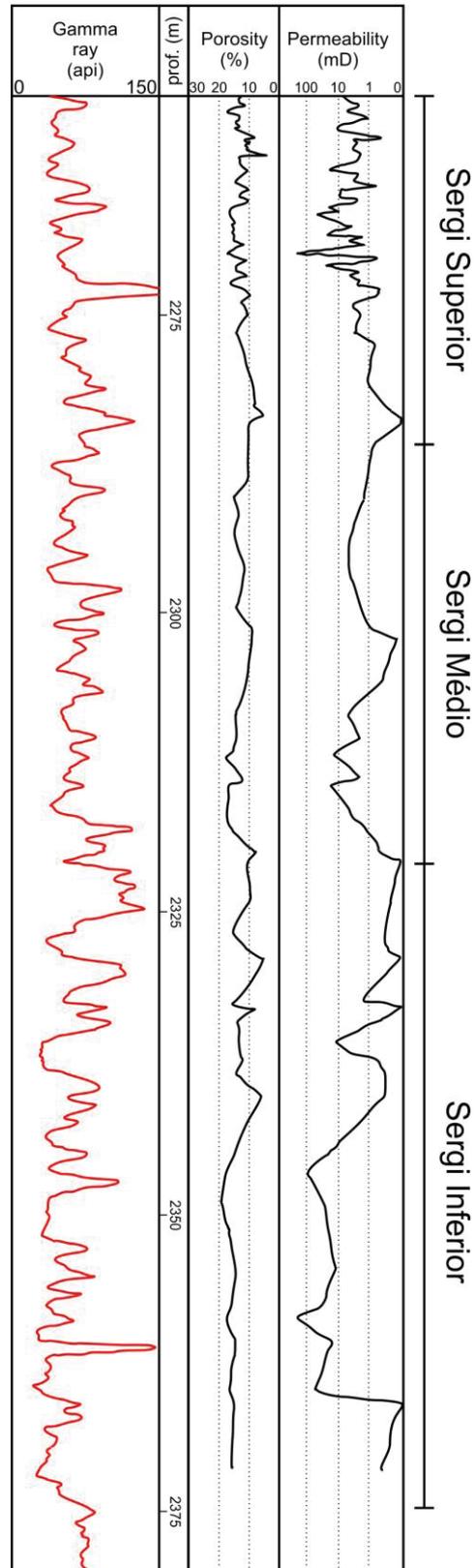
FONTE: adaptado de Silva (2006)

FIGURA 7 MAPA DE POROSIDADE REGIONAL BASEADO NA FIGURA 5.



FONTE: modificado de Silva (2006)

FIGURA 8 WELL-LOG DO POÇO 7-SI-10BA



FONTE: modificado de De Ros (1986)

## 4 DISCUSSÃO

A partir da avaliação dos mapas gerados da Formação Sergi na fase de avaliação regional, é possível afirmar que o principal fator que controla a porosidade da formação é a profundidade. Verifica-se que a porosidade a partir da isolinha de 2000 metros é de 19.08% e diminui em direção as maiores profundidades, até chegar a 0%, na isolinha de 7000 metros (Figuras 5 e 7). Esse fato é explicado pelo aumento da pressão litostática, que quanto maior a profundidade, maior a sobrecarga e compactação, diminuindo o espaço poroso na rocha. Em relação à área escolhida para a implementação de uma planta, ela deve ser localizada entre as isolinhas de 2000 metros e 4000 metros, pois são áreas que as porosidades são relativamente altas, espessura que varia de 100 a 400 metros (Figura 6) e a profundidade é de certa forma segura para a injeção, visto que o principal problema da injeção é o escape do gás por estruturas geológicas e/ou falta de uma boa unidade selante no topo do reservatório (KETZER et al. 2016).

O poço utilizado atinge o topo da formação em 2255 metros de profundidade e a base em 2375 metros (Figura 8), resultando em 120 metros de espessura. Nele é possível separar a Formação Sergi em três diferentes fácies (DE ROS, 1986). Cada fácies possui diferentes características de reservatório.

A fácies Sergi Superior é a fácies mais inconstante das três, visto que o comportamento dos *logs* de porosidade e permeabilidade são de certa forma imprevisíveis. Essa inconstância ocorre pela presença de diversas camadas de rochas finas (DE ROS, 1986). Por essa razão a fácies Sergi Superior possui baixa qualidade de reservatório quando comparado com as outras fácies, devido a imprevisibilidade das características reservatório.

As fácies Sergi Médio e Sergi Inferior possuem características parecidas, ambas têm o fator porosidade muito parecidas, média de 15%. Porém, em relação à permeabilidade a fácies Sergi Inferior se destaca por ter uma média de 50mD enquanto a Sergi Médio tem média de 10mD. Essa diferença pode ser explicada pelo decréscimo da argilosidade média (*log gamma-ray*) da fácies médio para a fácies inferior. Essa diminuição representa menor porcentagem de argilominerais presentes nas rochas, fato que melhora a conectividade entre os poros da rocha reservatório (ZOBACK, 2007).

Por essas razões, pode-se afirmar que a melhor fácies reservatório dentro da Formação Sergi na Bacia do Recôncavo é a fácies inferior. Devido à maior permeabilidade em relação às outras fácies da formação, e também à maior porosidade média em relação à fácies superior.

A escolha de locais para a perfuração de poços injetores de CO<sub>2</sub> na Formação Sergi, deve ser direcionada em locais em que a profundidade até o topo da formação seja superior a 2000 metros e inferior a 4000.

Para dar uma noção da capacidade de armazenamento, é possível fazer um cálculo simplificado. Considerando que a espessura do reservatório fácies inferior é de 50 metros e que ele tem 10km<sup>2</sup> de área (valor hipotético), chega-se em um volume de 500.000.000m<sup>3</sup> de volume total. Considerando que a porosidade média é de 15%, dos 500.000.000m<sup>3</sup> obtêm-se um volume de vazios de 75.000.000m<sup>3</sup>. A partir do peso do CO<sub>2</sub>, e considerando que ele esteja em superfície, ou seja, 1 atm e a 21°C, é possível calcular que neste volume de 75.000.000m<sup>3</sup> seria possível injetar no mínimo 137416.6 toneladas de CO<sub>2</sub>. Porém, é sabido que o CO<sub>2</sub> é muito compactável, o que faz com que o aumento da pressão permita obter pesos cada vez maiores em volumes cada vez menores. Por essa razão, é possível afirmar que o mínimo de CO<sub>2</sub> reservável é de 137416.6 toneladas, porém em subsuperfície esse valor pode aumentar e muito.

## **5 CONCLUSÕES**

A partir dos resultados obtidos e pela discussão é possível concluir que em escala regional as melhores profundidades alvo para o reservatório estão entre 2000 e 4000 metros com porosidade variando de 19,08 a 11,09%.

Em escala de poço a Formação Sergi ocorre de 2255 a 2375 metros, configurando uma espessura de 120 metros. A melhor fácies reservatório é a Sergi Inferior, com 54 metros de espessura e porosidade média de 15%. Sua permeabilidade média é de 50mD, resultado de uma baixa argilosidade quando comparada com as outras duas fácies.

## REFERÊNCIAS

ALLEN, P.A.; ALLEN, J.R. **Basin Analysis: Principles and Application to Petroleum Play Assessment**. Londres, John Wiley & Sons, 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). 2019. **Boletim mensal da produção de petróleo e gás natural**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/publicacoes/boletins-anp/2395-boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>>. Acesso em: out. 2019

BRUHN, C.H.L.; DE ROS, L.F. FORMAÇÃO SERGI: EVOLUÇÃO DE CONCEITOS E TENDÊNCIAS NA GEOLOGIA DE RESERVATÓRIOS. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 1, n. 1, p. 25-40, 1987

BRITISH GEOLOGICAL SURVEY. **Introduction to carbon capture and storage (CCS)**. Nottingham, 2019. Disponível em: <<https://www.bgs.ac.uk/discoveringGeology/climateChange/CCS/whatIsCarbonCaptureStorage.html>>. Acesso em: out. 2019.

DE ROS, L.F. PETROLOGIA E CARACTERÍSTICAS DE RESERVATÓRIO DA FORMAÇÃO SERGI (JURÁSSICO) NO CAMPO DE SESMARIA, BACIA DO RECÔNCAVO, BRASIL. **Série Ciência-Técnica-Petróleo**, Rio de Janeiro, v. 19, 107p. 1986

KETZER, J.M.M.; MACHADO, C.X.; ROCKETT, G.C.; IGLESIAS, R.S. **Atlas brasileiro de captura e armazenamento geológico de CO<sub>2</sub>**. Porto Alegre, EDIPUCRS, 2016.

LAPORTA, T. Pobreza extrema cresce em 25 estados brasileiros, aponta estudo. **G1**. 10 out. 2018. Disponível em: <<https://g1.globo.com/economia/noticia/2018/10/10/pobreza-extrema-cresce-em-25-estados-brasileiros-aponta-estudo.ghtml>>. Acesso em: out. 2019.

MILHOMEM, P.S.; DE MAMAN, E.J.; OLIVEIRA, F.M.; CARVALHO, M.S.S.; SOUZA LIMA, W. **Bacias sedimentares brasileiras: Bacia do Recôncavo (2003)**. Disponível em: <[http://www.phoenix.org.br/Phoenix51\\_Mar03.html](http://www.phoenix.org.br/Phoenix51_Mar03.html)>. Acesso em: set. 2019

PRATEZ, I.; FERNANDEZ, R. **Bacia do Recôncavo: Sumário geológico e setores em oferta**. Rio de Janeiro: Agência Nacional do petróleo, gás natural e biocombustíveis. 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)>

ROSTIROLLA, S.P. ALGUNS ASPECTOS DA AVALIAÇÃO DE FAVORABILIDADE EM GEOLOGIA EXPLORATÓRIA. **Revista Brasileira de Geociências**, Rio de Janeiro, v. 27, p. 327-338, 1997.

SANTOS, C.F. **Sequências estratigráficas, variação do nível do lago e ciclicidade no Andar Buracica (Formação São Sebastião) das bacias do**

**Recôncavo e Tucano Sul, Bahia, Brasil.** 1998. 315pp. Tese (Doutorado) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1998

SCHERER, C.M.S.; DE ROS L.F. HETEROGENEIDADES DOS RESERVATÓRIOS FLÚVIO-EÓLICOS DA FORMAÇÃO SERGI NA BACIA DO RECÔNCAVO. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 17, p. 249-271, 2009

SILVA, O.B.; CAIXETA, J.M.; MILHOMEM, P.S.; KOSIN, M.D. BACIA DO RECÔNCAVO. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 14, n. 2, p. 423-431, 2007.

SILVA, T.C.S.D. **Modelagem de Geração e Migração do Petróleo na Bacia do Recôncavo, BA.** 2006. 144pp. Tese (Mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2006

SISTEMA DE ESTIMATIVA DE EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA (SEEB). **Estimativa de emissão de gases de efeito estufa no Estado da Bahia em 2017.** 2017. Disponível em: <<http://plataforma.seeg.eco.br/territories/bahia/card?year=2017&cities=false>>. Acesso em: ago. 2019.

ZOBACK, M. **Reservoir Geomechanics.** Londres, Cambridge University Press,