

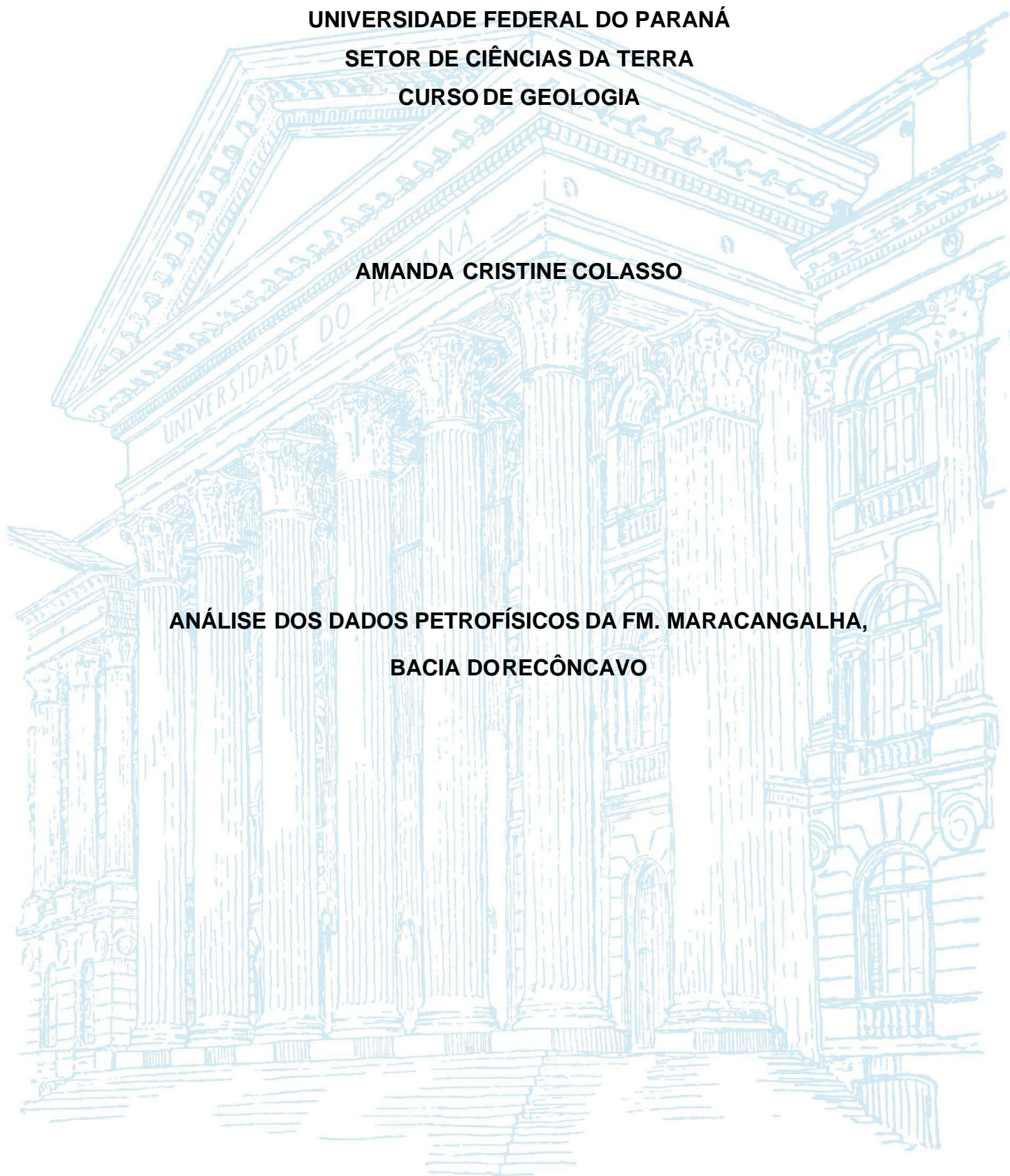
**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
SETOR DE CIÊNCIAS DA TERRA
CURSO DE GEOLOGIA**

AMANDA CRISTINE COLASSO

**ANÁLISE DOS DADOS PETROFÍSICOS DA FM. MARACANGALHA,
BACIA DORECÔNCAVO**

CURITIBA

2022



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
SETOR DE CIÊNCIAS DA TERRA
CURSO DE GEOLOGIA**

AMANDA CRISTINE COLASSO

**ANÁLISE DOS DADOS PETROFÍSICOS DA FM. MARACANGALHA,
BACIA DORECÔNCAVO**

Trabalho apresentado à disciplina
de Trabalho de Conclusão de
Curso II (GC-132), sob orientação
do Profº Dr. Carlos Conforti Ferreira
Guedes e coorientado pela
Doutoranda Lara Ferreira Neves

**CURITIBA
2022**

Dedico este trabalho à minha avó Maria Romilda e aos meus pais Adriana e Renato, obrigada pelo cuidado, incentivo e amparo, durante toda a minha vida.

RESUMO

A Bacia do Recôncavo está localizada no nordeste do Brasil, e é classificada como bacia aulacógeno, formada durante a ruptura do Gondwana no Cretáceo. A Formação Maracangalha é uma das formações que compõem a Bacia do Recôncavo, e foi formada na fase rifte da bacia por um sistema progradacional flúvio-deltaico passando para lacustre, datada de idade Eocretácica. A formação é composta pelos membros Caruaçu e Pitanga, o primeiro é formado arenitos estratificados e maciços, o segundo por arenitos finos e pelitos. Neste trabalho dados de porosidade e permeabilidade, adquiridos a partir de análises de plug de testemunhos de sondagem, realizados em 14 poços do Campo Cexis, totalizando 1106 dados amostrais, foram submetidos à análise estatística. Os objetivos são avaliar a correlação entre a porosidade e a permeabilidade nos poços, classificar qualitativamente o potencial de rocha reservatório de cada poço e reconhecer discrepâncias entre as propriedades dos membros da Formação Maracangalha. As análises como a média, variância, desvio padrão e valores máximos e mínimos, assim como gráficos, foram realizados no programa *Power Bi*. Para simplificar a visualização dos resultados foram feitos gráficos de dispersão, *boxplots* e histogramas. Dentre os 14 poços do banco de dados, 5 foram utilizados na correlação com os membros da formação, somando 585 amostras. A partir de documentos sob domínio da ANP como perfis compostos e relatórios geológicos de poço com descrição de amostra de calha foi possível, fazer a correlação da profundidade dos membros da formação, com a profundidade das amostras. O intervalo de profundidade das amostras é de 1.711 a 3.705 metros. A média da porosidade do Membro Caruaçu é 12,4%, os valores máximos e mínimos de porosidade são 21,5% e 1,0%, respectivamente, e o desvio padrão é 4,4%; quanto a permeabilidade, a média é 2,5 mD, os valores máximos e mínimos de porosidade são 86,8 mD e 0,0 mD, respectivamente, e o desvio padrão é 2,5 mD. A média da porosidade do Membro Pitanga é de 8,7%, os valores máximos e mínimos de porosidade são 17,9% e 1,4%, respectivamente, e o desvio padrão é 4%; quanto a permeabilidade, a média é 1,9 mD, os valores máximos e mínimos de porosidade são 42,9 mD e 0,0 mD, respectivamente, e o desvio padrão é 4,9 mD. A qualidade do Membro Caruaçu é classificada como razoável em relação a porosidade e a permeabilidade. A qualidade do Membro Pitanga é classificada como, ruim quanto a porosidade e razoável quanto a permeabilidade. Os dados gerais de porosidade em função da profundidade possuem boa correlação, sendo que a porosidade diminui conforme a profundidade aumenta, o que indica influência da compactação. Os dados de porosidade e permeabilidade são correlacionáveis para os membros Caruaçu e Pitanga. O Membro Caruaçu é o membro da Formação Maracangalha com maior potencial de rocha reservatório.

Palavras-chave: Rocha Reservatório; Membro Caruaçu; Cretáceo.

ABSTRACT

The Recôncavo Basin is located in northeast of Brazil, and it is an aulacogen formed in the Gondwana break up in Cretaceous. The Maracangalha Formation (Recôncavo Basin) was formed on the rift stage of the basin by a progradacional fluvial-deltaic to lacustrine system, in early Cretaceous. This formation is composed by Caruaçu and Pitanga members, the first one is formed by stratified and massive sandstones and the second one is formed by fine sandstones and mudstone. In this study, a total of 1106 drill core plug samples, from 14 wells based in the Cexis Field were used for statistical analysis on porosity and permeability data. This work aims are: evaluate the correlation between porosity and permeability in wells, classify reservoir quality from each well rock and recognize discrepancies between physical properties of Maracangalha Formation members. The mean, standard deviation, maximum and minimum values were calculated in *Power Bi* software, as well as graphs confection. To visually and compare the results were produced, scatter plots, boxplots and histograms. Among 14 wells of the database, 5 were used in the base of the formation members, a total of 585 samples. Based on documents under the domain of ANP such as composite well logs and geological sample reports with sample description, was able to trace the range depth of the members, and associate with the depths of samples. The depth range for the samples is from 1.711 to 3.705 meters. Caruaçu Member mean porosity is 12.4%, the maximum and minimum porosity values are 21.5% and 1.0%, respectively, and the standard deviation is 4.4%; as for permeability, the mean is 2.5 mD, the maximum and minimum porosity values are 86.8 mD and 0.0 mD, respectively, and the standard deviation is 2.5 mD. Pitanga Member mean porosity is 8.7%, the maximum and minimum porosity values are 17.9% and 1.4%, respectively, and the standard deviation is 4%; as for permeability, the mean is 1.9 mD, the maximum and minimum porosity values are 42.9 mD and 0.0 mD, respectively, and the standard deviation is 4.9 mD. The quality of Caruaçu Member is classified as fair in terms of porosity and permeability. The quality of Pitanga Member is classified as poor in terms of porosity and moderate in terms of permeability. The general data on porosity as function of depth have a good correlation, porosity decreases as depth increases, which indicates the compaction influence. There is a correlation between the members (Caruaçu and Pitanga) and the physical properties data (porosity and permeability). Caruaçu Member (Maracangalha Formation) is the best potential reservoir rock.

Keywords: Reservoir rock; Caruaçu Member; Cretaceous

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Localização da Bacia do Recôncavo.....	2
Figura 2: Carta Estratigráfica da Bacia do Recôncavo (Silva <i>et al.</i> , 2007).....	6
Figura 3: Seção geológica esquemática NW-SE da Bacia do Recôncavo, Fm. Maracangalha representada em verde claro (Milhomem <i>et al.</i> , 2003).	7
Figura 4: Paleogeografia sin-rifte da Bacia do Recôncavo (Magnavita <i>et al.</i> , 2005) ..	8
Figura 5: Seção geológica baseada na linha sísmica 26-RL-964 e em dados de poços (Camões, 1988).....	10
Figura 6: Localização do Campo Cexis.....	11
Figura 7: Diferentes escalas de amostragem em estudo de rochas reservatório. (Adaptado de Fanchi, 2018).....	12
Figura 8: Orientação de plugs em testemunhos de sondagem (Adaptado de Tiab e Donaldson, 2015).....	13
Figura 9: Simplificação da análise de permeabilidade em um plug de testemunho de sondagem. (Adaptado de Tiab e Donaldson, 2015).	19
Figura 10: Relação entre porosidade, permeabilidade e tamanho de grão de rochas clásticas (Adaptado de Chilingar, 1964).....	21
Figura 11: Localização dos poços utilizados neste trabalho no Campo Cexis (Datum horizontal: SIRGAS 2000).	22
Figura 13: Gráfico boxplot dos valores de porosidade (%) por poço.....	26
Figura 14: Gráfico boxplot dos valores de permeabilidade (%) por poço.	26
Figura 15: Gráfico de dispersão dos dados amostrais gerais em função da permeabilidade (mD) na escala logarítmica e porosidade (%).	27
Figura 16: Histograma geral da porosidade (%) das amostras.	27
Figura 17: Histograma geral da permeabilidade (mD) das amostras.	28

Figura 18: Gráfico de dispersão dos dados amostrais gerais em função da porosidade (%) e profundidade em metros (m).....	28
Figura 19: Gráfico de dispersão dos dados amostrais gerais em função da permeabilidade (mD) na escala logarítmica e profundidade em metros (m).	29
Figura 20: Gráfico <i>boxplot</i> dos valores de porosidade (%) por membro.	32
Figura 21: Gráfico <i>boxplot</i> dos valores de permeabilidade (mD) na escala logarítmica por membro.	32
Figura 22: Gráfico de dispersão dos dados amostrais da Formação Maracangalha, sendo o Membro Caruaçu representado em verde e o Membro Pitanga em vermelho, em função da permeabilidade (mD) na escala logarítmica e porosidade (%).	33
Figura 23: Gráfico de dispersão dos dados amostrais do Membro Caruaçu em função da permeabilidade (mD) na escala logarítmica e porosidade (%).	33
Figura 24: Gráfico de dispersão dos dados amostrais do Membro Pitanga em função da permeabilidade (mD) na escala logarítmica e porosidade (%).	34
Figura 25: Histograma da porosidade (%) das amostras dos membros Caruaçu (em verde) e Pitanga (em vermelho).	35
Figura 26: Histograma da permeabilidade (mD) das amostras dos membros Caruaçu (em verde) e Pitanga (em vermelho).	35
Figura 27: Gráfico de dispersão dos dados amostrais dos membros Caruaçu (em verde) e Pitanga (em vermelho), porosidade (%) em função da profundidade em metros (m).	36
Figura 28: Gráfico de dispersão dos dados amostrais dos membros Caruaçu (em verde) e Pitanga (em vermelho), permeabilidade (mD) na escala logarítmica em função da profundidade em metros (m).	36

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Síntese das unidades litoestratigráficas relacionadas a Fm. Maracangalha

de acordo com diferentes autores.....	9
Tabela 2: Qualidade da rocha reservatório de acordo com sua porosidade (Tiab e Donaldson, 2015).....	17
Tabela 3: Qualidade da rocha reservatório de acordo com sua permeabilidade (Tiab e Donaldson, 2015).....	19
Tabela 4: Latitude e longitude em UTM de cada poço, número de amostras utilizadas por poços e suas respectivas metragem de testemunho. Datum horizontal: SIRGAS 2000.	23
Tabela 5: Número de amostras (N) e dados estatísticos gerais e de cada poço: média (MD), desvio padrão (SD), valor máximo (MAX) e valor mínimo (MIN).....	25
Tabela 6: Qualidade da rocha de cada poço com base na sua porosidade e classificação criada por Tiab e Donaldson, 2015.	29
Tabela 7: Qualidade da rocha de cada poço com base na sua permeabilidade e classificação criada por Tiab e Donaldson, 2015.	30
Tabela 8: Quantidade de amostras por poço, intervalos da profundidade em metros das amostras e a correlação com o Membro Caruaçu e o Membro Pitanga da Formação Maracangalha.	31
Tabela 9: Dados estatísticos de cada membro da Formação Maracangalha: média (MD), desvio padrão (SD), valor máximo (MAX) e valor mínimo (MIN), com base na Tabela 5.	31

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. REVISÃO TEÓRICA	2
2.1 BACIA DO RECÔNCAVO	2
2.2.1 Sequências sedimentares	3
2.2 FORMAÇÃO MARACANGALHA.....	7
2.3 CAMPO CEXIS	10
2.4 PLUGS DE TESTEMUNHO DE SONDAGEM	12
2.5 POROSIDADE	14
2.6 PERMEABILIDADE	17
2.7 RELAÇÃO ENTRE POROSIDADE E PERMEABILIDADE.....	20
3. MATERIAIS E MÉTODOS	22
3.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	23
3.2 PROCESSAMENTO E ANÁLISE DE DADOS	23
3.3 IDENTIFICAÇÃO DOS MEMBROS DA FORMAÇÃO MARACANGALHA	24
4. RESULTADOS.....	25
4.1 PARÂMETROS ESTATÍSTICOS	25
4.2 QUALIDADE DO RESERVATÓRIO.....	29
4.3 AVALIAÇÃO DAS UNIDADES LITOESTRATIGRÁFICAS	30
5. DISCUSSÃO	37
6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	40
REFERÊNCIAS.....	41

1. INTRODUÇÃO

A área de estudo está localizada a leste do estado da Bahia, e compreende um dos campos petrolíferos terrestres situado na porção sul da Bacia do Recôncavo, o Campo Cexis. Neste trabalho o objeto de estudo será a análise estatística dos dados de permeabilidade e porosidade da Formação Maracangalha, pertencente ao Grupo Santo Amaro. A formação é caracterizada por dois membros: Caruaçu, composto por arenitos estratificados e maciços, com potencial de rocha reservatório; e Pitanga, composto por arenitos finos e pelitos com pouco potencial reservatório.

No sistema de rifteamento Recôncavo-Tucano-Jatobá, a Bacia do Recôncavo é a única que possui sistemas petrolíferos ativos reconhecidos. A bacia também foi a primeira a explorar e produzir petróleo no Brasil. A principal rocha geradora da bacia são os folhelhos lacustres da Formação Candeias e a principal rocha reservatório são os arenitos da Formação Sergi (Magnavita *et al.*, 2012). Entretanto, outros reservatórios da bacia se destacam, como os turbiditos Formação Maracangalha e os arenitos das formações Itaparica, Água Grande, Marfim e Pojuca (ANP, 2017).

A porosidade é uma propriedade física fundamental da rocha, e a mais importante para a engenharia de reservatórios, pois indica o potencial de armazenamento de fluidos. Enquanto a permeabilidade caracteriza a capacidade do material transmitir esses fluidos (Rosa *et al.*, 2006; Schön, 2015).

Devido ao interesse exploratório da Formação Maracangalha, o estudo das propriedades petrofísicas porosidade e permeabilidade, e suas eventuais relações, é de suma importância para compreensão da potencial presença e comportamento dos fluidos na rocha.

Este trabalho possui como objetivo um melhor conhecimento do potencial reservatório dos dois membros da Formação Maracangalha através das análises de dados petrofísicos obtidos em testemunhos provenientes do Campo Cexis.

Os objetivos específicos são: estabelecer correlação entre a porosidade e a permeabilidade nos poços; classificar qualitativamente o potencial de rocha reservatório de cada poço e correlacionar os dados com os membros da Formação Maracangalha.

2. REVISÃO TEÓRICA

2.1 BACIA DO RECÔNCAVO

A Bacia do Recôncavo (Figura 1) está situada no leste do estado da Bahia, nordeste do Brasil, abrangendo uma área de aproximadamente 11.500 km². Faz divisa a norte com a Bacia do Tucano, onde o Alto de Aporá faz a separação entre essas duas bacias, e a sul, é delimitada pelo Alto de Itacaré na porção aflorante da bacia (De Figueiredo *et al.*, 1994). É limitada pela falha de Salvador a leste, e pela falha de Maragogipe a oeste. De acordo com seu estilo tectônico, é classificada como aulacógeno, associada a ruptura do Gondwana, que gerou o oceano Atlântico Sul durante o Cretáceo (Silva *et al.*, 2007). Constituída por um meio-gráben de direção NNE-SSW, com borda falhada a leste e flexural a oeste, preenchido por sedimentos do jurássico superior e cretáceo inferior. Do ponto de vista tectônico, a margem oeste da bacia passou a ser considerada estável há 132 Ma., enquanto que a margem leste se tornou estável somente há 91 Ma. (Magnavita *et al.*, 2012).

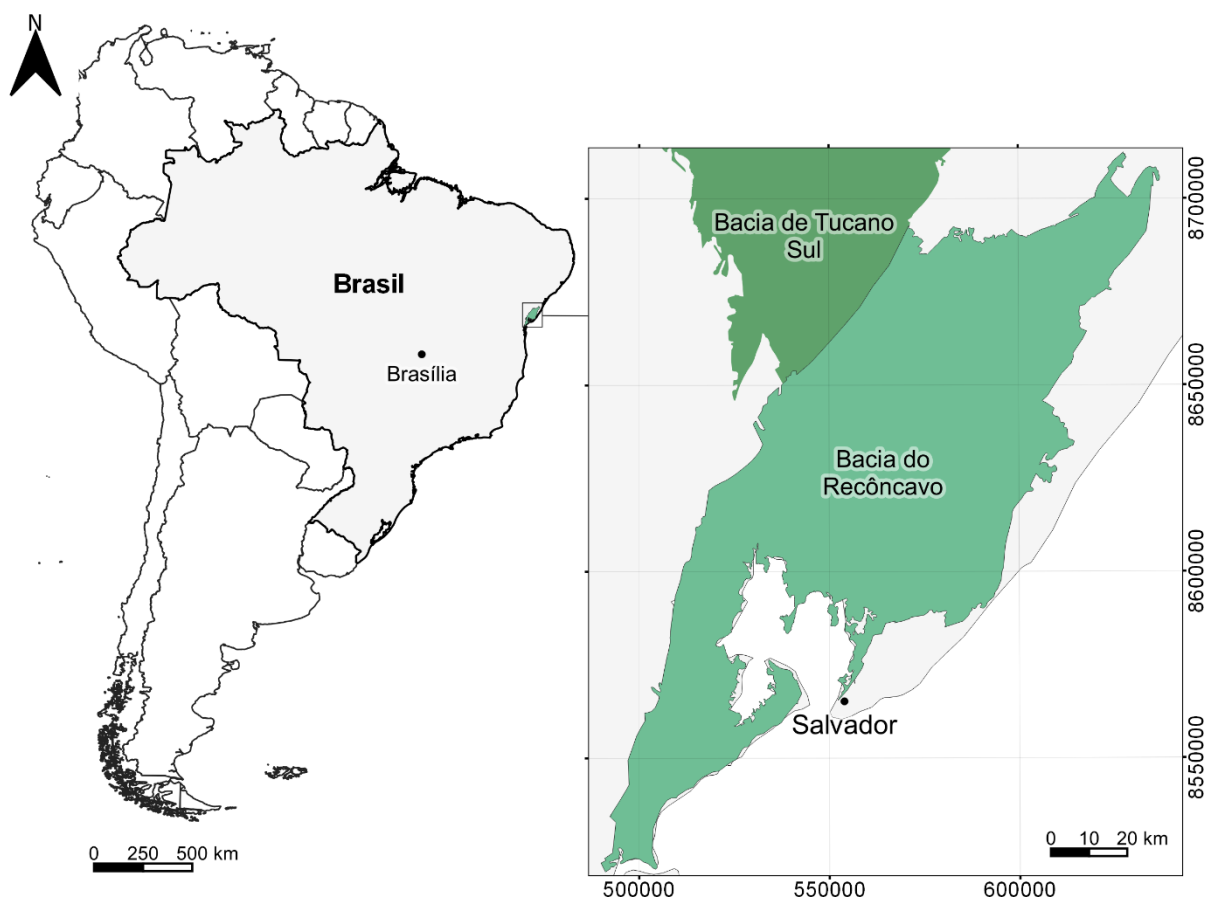


Figura 1: Localização da Bacia do Recôncavo.

Os primeiros estudos sobre os sedimentos da Bacia do Recôncavo foram feitos por Johann Baptist von Spix e Carl Friedrich Phyllip von Martius, no século XIX, em unidades aflorantes na orla da Baía de Todos os Santos (Silva *et al.*, 2007). A primeira fase exploratória na bacia foi realizada em Lobato - bairro da cidade de Salvador - em 1939, onde foi descoberta a primeira acumulação significativa de petróleo (Silva *et al.*, 2007). E desde então já foram perfurados mais de 5000 poços, em cerca de 80 campos de óleo e gás distribuídos na bacia (Magnavita *et al.*, 2005). Na bacia já foram produzidos, até 2017, o total de 10 bilhões de barris de óleo e 73,2 bilhões de m³ de gás. E as reservas provadas somam 182 milhões de barris de óleo e 5,5 bilhões de m³ de gás natural (ANP, 2017).

2.2.1 Sequências sedimentares

A Bacia do Recôncavo pode ser dividida em quatro supersequências sedimentares, Paleozoica, pré-rifte, sin-rifte, pós-rifte; além da sequência Neógeno que cobre parcialmente a bacia. Na região do maior depocentro da bacia, esta chega a apresentar uma espessura superior de 6 km somente considerando a supersequência sín-rifte (Magnavita *et al.*, 2005). A Figura 2 apresenta a Carta Estratigráfica da Bacia do Recôncavo criada por Silva *et al.* (2007).

2.2.1.1 Supersequência Paleozoica

Representada, segundo Caixeta *et al.* (1994), pela Formação Aflingidos (283 Ma) é subdividida em dois membros, Pedrão e Cozumba. O Membro Pedrão, que configura a porção basal da formação, é formado por arenitos, lamitos e evaporitos. O Membro Cozumba é constituído por pelitos e lamitos lacustres avermelhados (Aguiar e Mato, 1990; Silva, 2007; Magnavita, 2005). A formação possui contexto paleoclimático árido, e com ambiente inicial marinho raso, e tendências regressivas que passam para ambiente marinho marginal, bacias evaporíticas, sabkha continental e lacustre.

2.2.1.2 Supersequência pré-rifte

Configura as formações geradas durante o estágio inicial de flexura da crosta, conforme o desenvolvimento do sistema de riftes eocretácicos. Durante esse período surgem três ciclos flúvio-eólicos, separados por transgressões lacustres. O primeiro

ciclo, datado do Neojurássico, formou o Membro Boipeba da Formação Brotas, sucedido pelo Membro Capianga, da mesma formação, formado em ambiente lacustre. O próximo ciclo é caracterizado pela Formação Sergi – tanto esta quanto a Formação Aliança representam o Grupo Brotas. Sobreposto ao Grupo Brotas, dá-se início ao Grupo Santo Amaro há 145 Ma. Em sua base, há a Formação Itaparica de contexto ambiental lacustre, separando, por fim, o último ciclo fluvio-eólico que compôs sedimentos arenosos provenientes na região noroeste a norte da bacia, constituindo a Formação Água Grande (Silva *et al.*, 2007; Magnavita *et al.*, 2005).

2.2.1.3 Supersequência rifte

A base desta supersequência, é composta pela Formação Candeias, sua deposição começou entre 145-140 Ma, quando houve grande atividade tectônica no início do rifteamento, o que culminou no aprofundamento da bacia. Neste contexto, houve a deposição dos sedimentos lacustres do Membro Gomo, representado por folhelhos, calcilitos e arenitos turbidíticos. Dando seguimento a sedimentação lacustre, e considerando o aumento do aporte sedimentar tornando a bacia um pouco menos profunda, houve a deposição dos sedimentos que formam a Formação Marcangalha. Composta pelos membros Caruaçu e Pitanga, relacionados a sedimentos pelíticos e a depósitos associados a fluxos gravitacionais. Após a deposição dos folhelhos e turbiditos destas duas formações, o aporte sedimentar na bacia aumentou, enquanto a subsidência diminuiu (Silva *et al.*, 2007).

Segundo Silva *et al.* (2007), a transição destas formações para a Formação Marfim (140 Ma) não é observada em áreas plataformais da bacia, devido à grande taxa de erosão durante este período; porém em baixos regionais é possível ver a tendência retrogradacional. O Membro Catu (Fm. Marfim), caracterizado por arenitos de depósitos deltaicos concentrados em baixos regionais, recobrem as áreas erodidas, formando uma discordância em relação aos sedimentos da Formação Maracangalha. Em continuação a esse período de baixa taxa de subsidência e reduzido gradiente deposicional, destacaram-se os ciclos deltaico-lacustres da Formação Pojuca, além da formação dos marcos estratigráficos caracterizados por pelitos e carbonatos lacustres desta mesma formação.

A formação do Cânion Taquipe, há 133 Ma, ocorreu devido a reativação da

Falha de Paranaguá, originada por fatores climáticos. E durante este período, o paleoambiente de sistemas deltaicos que formou a Formação Pojuca ainda era predominante. A criação do Cânion Taquipe juntamente ao baixo de Camaçari propiciou regiões para deposição lacustre com fluxos gravitacionais associados, configurando as formações Maracangalha e Taquipe (Silva *et al.*, 2007).

A rápida movimentação no início do Cretáceo, gerada a partir da Falha de Salvador localizada na borda sudeste da bacia, proporcionou rápida erosão do *horst* Salvador-Jacuípe. A partir deste evento, foi depositado entre 145-125 Ma os sedimentos conglomeráticos da Formação Salvador que abrangem a margem sudeste da bacia, estes foram formados em um contexto paleoambiental de leque-deltaico (Magnavita *et al.*, 2012). A Formação São Sebastião (Grupo Massacará), última a ser formada durante o estágio rifte, marca o assoreamento do rifte, e é composta principalmente por arenitos vermelhos depositados em um contexto fluvial (Silva *et al.*, 2007).

2.2.1.4 Supersequência pós-rifte

Esta sequência, de idade datada de 125 Ma, é caracterizada pelos conglomerados, arenitos, folhelhos e calcários da Formação Marizal. Os sedimentos que a formaram foram depositados em um contexto de sistemas aluviais associados a uma subsidência termal (Silva *et al.*, 2007).

2.2.1.5 Sequências do Neógeno

Sem relação com a história tectônica da bacia, segundo Silva *et al.* (2007), a Formação Sabiá, do Mioceno, teve sua origem com a invasão de sedimentos marinhos, configurando os folhelhos e calcários impuros desta formação. Em seguida, durante o Plioceno, houve deposição de sedimentos relacionados a leques aluviais constituindo, então, o Grupo Barreiras.

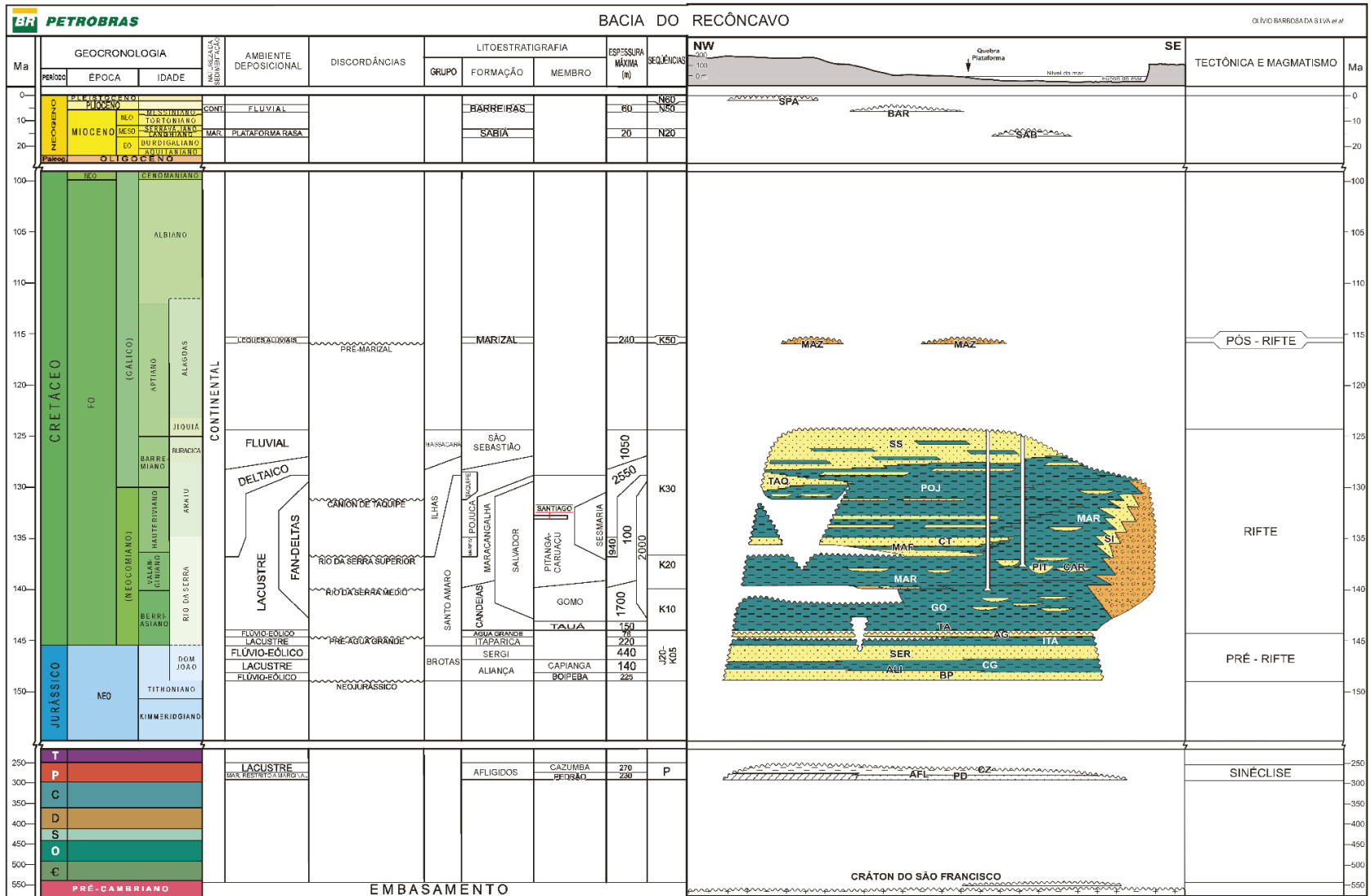


Figura 2: Carta Estratigráfica da Bacia do Recôncavo (Silva et al., 2007).

2.2 FORMAÇÃO MARACANGALHA

A Formação Maracangalha (Figura 3), datada do Valanginiano a Eoaptiano (139,8 – 125 Ma) (Silva *et al.*, 2007), foi formada na fase rifte da bacia por um sistema progradacional flúvio-deltaico passando para lacustre (Bizzi *et al.*, 2003). É constituída predominantemente por folhelhos lacustres, nos quais há a ocorrência de corpos de arenitos finos, argilosos e maciços do Membro Pitanga e camadas lenticulares de arenitos com estratificações cruzadas tangenciais e plano-paralelas do Membro Caruaçu. Faz parte do Grupo Santo Amaro que compreende também as formações Itaparica, Água Grande e Candeias (Caixeta *et al.*, 1994). Encontra-se disposta, estratigraficamente, acima da Formação Candeias e transiciona de modo gradativo ao topo para a Formação Pojuca e Marfim, além de se interdigitar lateralmente na porção sudeste com a Formação Salvador (Figura 3).

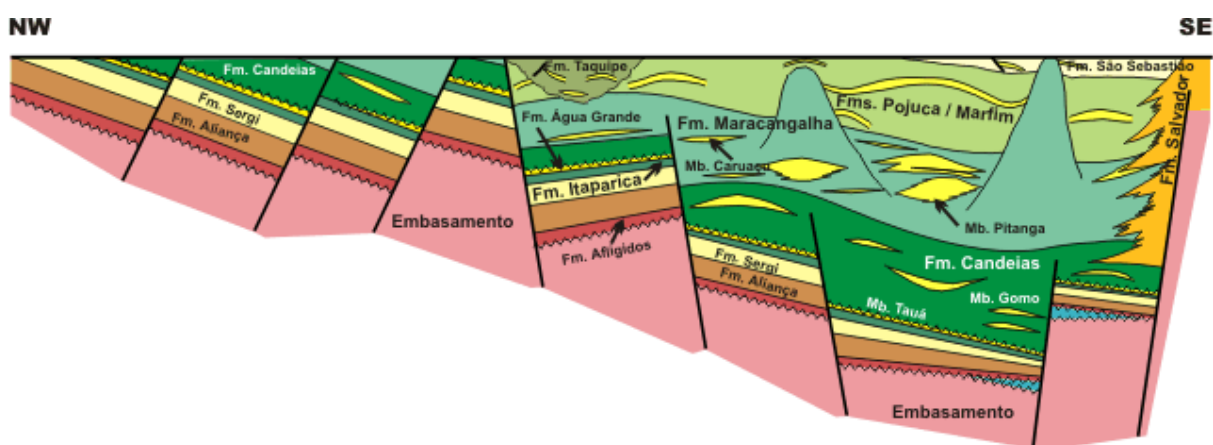


Figura 3: Seção geológica esquemática NW-SE da Bacia do Recôncavo, Fm. Maracangalha representada em verde claro (Milhomem *et al.*, 2003).

O Membro Pitanga apresenta fácies arenáceas formadas em frentes deltaicas, enquanto o conjunto das fácies que compreendem arenitos finos e pelitos deste mesmo membro, possuem sua origem associada a uma região com maior aporte de sedimentos finos, provavelmente relacionada a uma baía interdistributária. Quanto ao Membro Caruaçu, o aporte de sedimentos em conformidade às inundações que ocorriam na frente deltaica, eventualmente proporcionou instabilidades nesta região, devido ao significativo aumento de sedimentos depositados (Guerra e Borghi, 2003). Em decorrência disso, os episódios de instabilidade na frente deltaica, foram responsáveis pela formação dos turbiditos deste membro, e tornaram-se importantes

rochas reservatório para o sistema petrolífero da Bacia do Recôncavo (ANP, 2015). Desta forma, as deformações, geradas devido ao estado plástico dos sedimentos, e, presentes principalmente nas fácies de arenitos desta formação, foram criadas a partir de fluxos sedimentares gravitacionais subaquáticos, em zonas próximas a deltas inseridos em um ambiente lacustre (Figura 4) (Santos e Correa-Gomes, 2018).

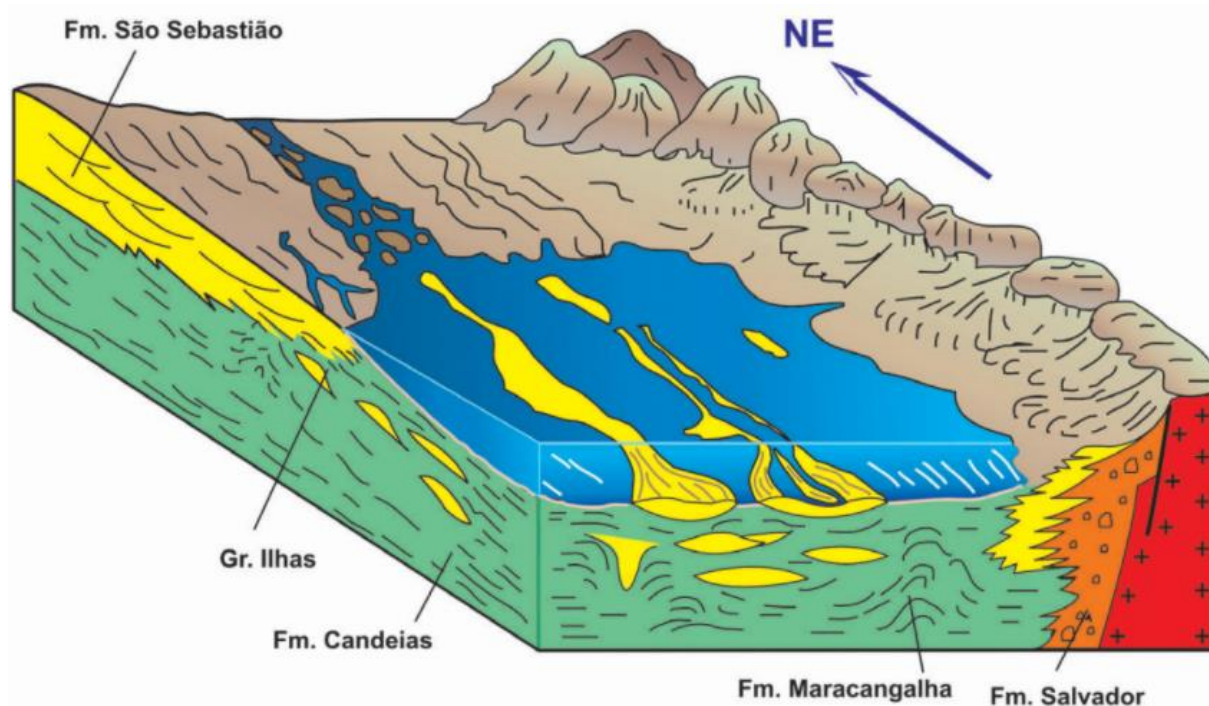


Figura 4: Paleogeografia sin-rifte da Bacia do Recôncavo (Magnavita *et al.*, 2005)

Durante a fase rifte da bacia, o peso das espessas colunas de sedimentos depositados desta formação, ocasionou perda da coesão dos sedimentos lamosos dispostos acima dos membros Caruaçu e Pitanga, resultando, então, na formação de diápiros de folhelho em direção a superfície (Guerra, 2002). Este evento de deformação sin-deposicional também afetou os arenitos das formações Candeias e Maracangalha (Magnavita *et al.*, 2012).

Segundo Silva *et al.* (2007), a estruturação e a distribuição das porções reservatório da Formação Maracangalha foram influenciadas diretamente pelo desenvolvimento de uma série de falhas lítricas sindeposicionais. Estas falhas foram formadas devido à sobrecarga dos sedimentos depositados por fluxos gravitacionais durante o Berriasiano/Valanginiano (145-140 Ma), somando a configuração tectônica de meio- gráben da bacia, com blocos basculados em direção ao sudoeste.

As designações da Formação Maracangalha passaram por mudanças na hierarquia estratigráfica ao longo das décadas. Na Figura 5 observa-se a seção geológica estrutural e estratigráfica interpretada por Camões (1988), a hierarquia estratigráfica utilizada por ele na construção da seção segue como referência a coluna estratigráfica de Viana *et al.* (1971). Estes últimos autores, foram os primeiros a estabelecerem uma coluna litoestratigráfica, bioestratigráfica e cronoestratigráfica, utilizando como base os trabalhos produzidos até então. Para Camões (1988), os folhelhos formados durante o Eoberriasiano-Eovalangiano (145 - 140 Ma) são pertencentes a Formação Candeias.

A Carta Estratigráfica da Bacia permaneceu a mesma até que Caixeta *et al.* (1994) apresentaram uma nova proposta para a coluna litoestratigráfica, baseando-se em Netto e Oliveira (1985) e Aguiar e Mato (1990) (Tabela 1). As modificações realizadas por Caixeta *et al.* (1994) permanecem como referência até o momento. Silva *et al.* (2007) acrescentou à proposta modificações referentes à amplitude estratigráfica de algumas unidades, além de melhor definir os limites das sequências deposicionais (Figura 2). Sendo assim, os membros Pitanga e Maracangalha, antigamente pertencentes a Formação Candeias, são considerados, segundo Caixeta *et al.* (1994) e Silva *et al.* (2007), como Formação Maracangalha, como resumido na Tabela 1. O Membro Caruaçu, atualmente pertencente a Formação Maracangalha, na Figura 5 apresenta-se indiviso e incluso no Grupo Ilhas, conforme a interpretação de Viana *et al.* (1971) quando até então, este membro fazia parte da Formação Marfim (Grupo Ilhas).

Tabela 1: Síntese das unidades litoestratigráficas relacionadas a Fm. Maracangalha de acordo com diferentes autores.

Autores	Entidade Estratigráfica		
	Maracangalha	Pitanga	Caruaçu
Viana <i>et al.</i> (1971)	Membro da Fm. Candeias	Membro da Fm. Candeias	Camadas da Fm. Marfim
Caixeta <i>et al.</i> (1994)	Formação do Grupo Santo Amaro	Membro da Fm. Maracangalha	Membro da Fm. Maracangalha

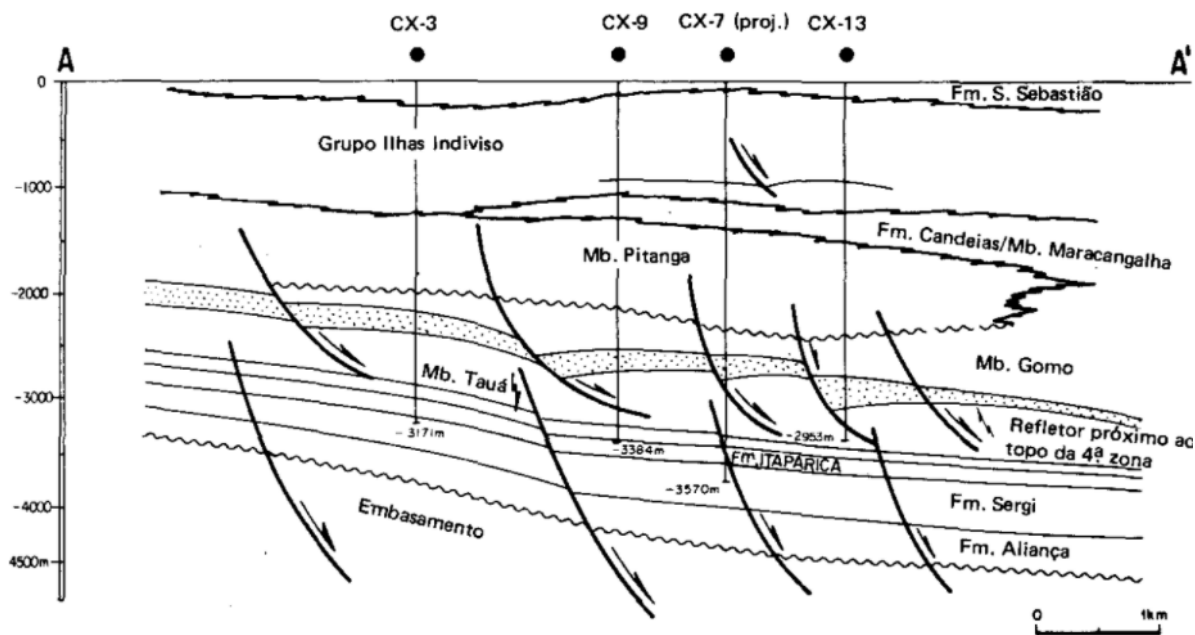


Figura 5: Seção geológica baseada na linha sísmica 26-RL-964 e em dados de poços (Camões, 1988).

2.3 CAMPO CEXIS

O campo petrolífero Cexis, na Bacia do Recôncavo (Figura 6), objeto de estudo neste trabalho, tem 54,44 km² e está a uma distância de aproximadamente 46 km a noroeste de Salvador, localizado entre os campos Candeias, Massuí e Cambacica. A primeira perfuração realizada neste campo, foi o poço 4CX0001BA, em 1966, onde foram encontrados folhelhos fraturados do Membro Gomo (Formação Candeias) saturados com óleo leve de 41^o API. Em 1982, com a perfuração do poço 4CX0007BA, foram encontradas acumulações nos turbiditos do Membro Caruaçu, Formação Maracangalha (Camões, 1988; ANP, 2016).

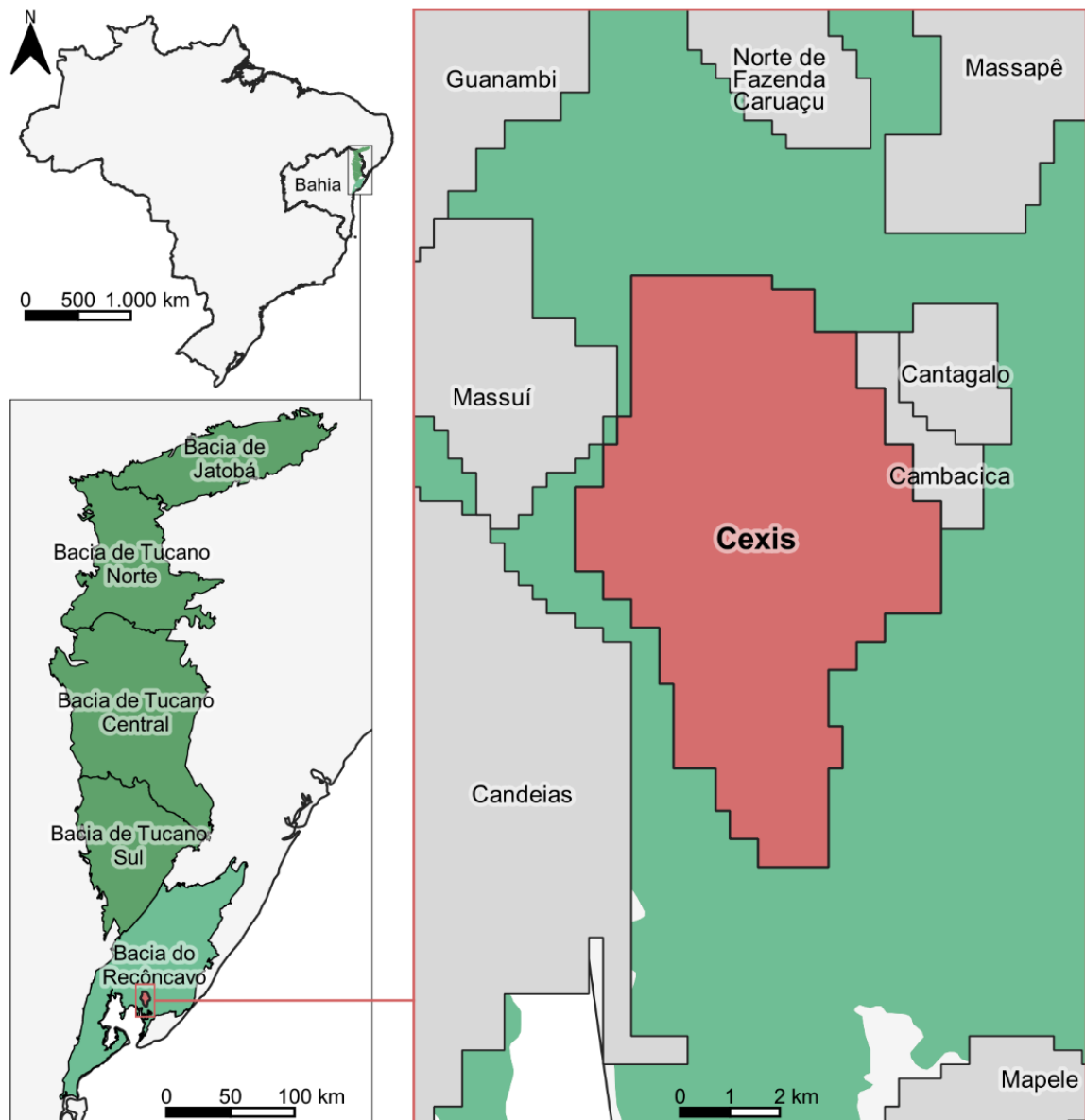


Figura 6: Localização do Campo Cexis

O volume total do campo é de 128 milhões de petróleo, e 7.755,60 milhões de m³ de gás total. A produção acumulada do campo é de 2,58 milhões de barris de petróleo e de 3.690,64 milhões de m³ de gás total até 31/12/2014 (ANP, 2016). Atualmente, há 102 poços perfurados no Campo Cexis, 25 destes estão em fase de produção (ANP, 2021).

Camões (1988), a partir de uma série de estudos sísmicos e em dados de poços, contribuiu para detalhar o sistema de falhas que caracteriza o Campo Cexis, apresentou a interpretação geológica do campo sob aspectos estruturais e

estratigráficos (Figura 5). Segundo o autor, a estratigrafia do campo é composta na base pelas formações Aliança e Sergi (Grupo Brotas), sobrepostas ao embasamento; em seguida pelas formações Itaparica, Candeias e Maracangalha (Grupo Santo Amaro); então pelas formações Marfim e Pojuca (Grupo Ilhas) e cobertas pelos sedimentos da Formação São Sebastião do Grupo Massacará.

Segundo a ANP (2016), os turbiditos do Membro Gomo da Formação Candeias são os principais reservatórios do Campo Cexis, eles são caracterizados por sua porosidade média de 11%, permeabilidade de aproximadamente 14,5 mD, e saturação com óleo leve de 41° API. Atualmente, os arenitos do Membro Caruaçu contêm a principal acumulação de gás não-associado da Bacia do Recôncavo, sendo o gás o principal fluido produzido no Campo Cexis.

2.4 PLUGS DE TESTEMUNHO DE SONDAGEM

Segundo Consentino (2001), a análise de plugs de testemunho é uma técnica macroscópica que possibilita determinar de forma direta as propriedades que representam, em uma escala de 10^{-9} (Figura 7), o volume total de um reservatório. São retiradas geralmente em duas direções de corte, tanto perpendicular ao eixo principal do testemunho de sondagem, sendo nominados plugs horizontal; quanto paralelo a este eixo, os chamados plugs verticais (Figura 8) (Dandekar, 2013).

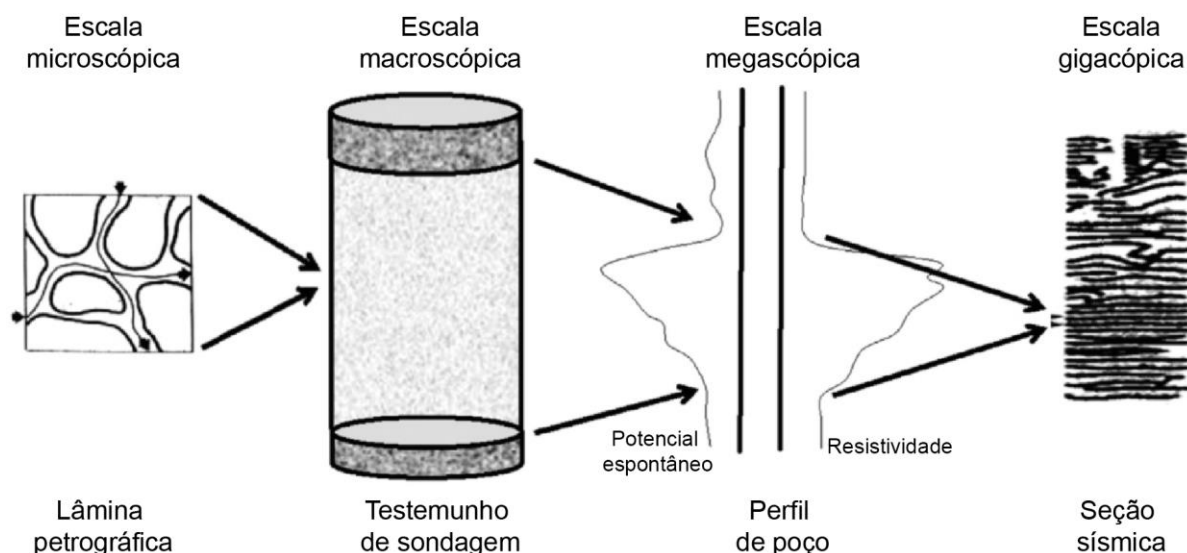


Figura 7: Diferentes escalas de amostragem em estudo de rochas reservatório. (Adaptado de Fanchi, 2018).

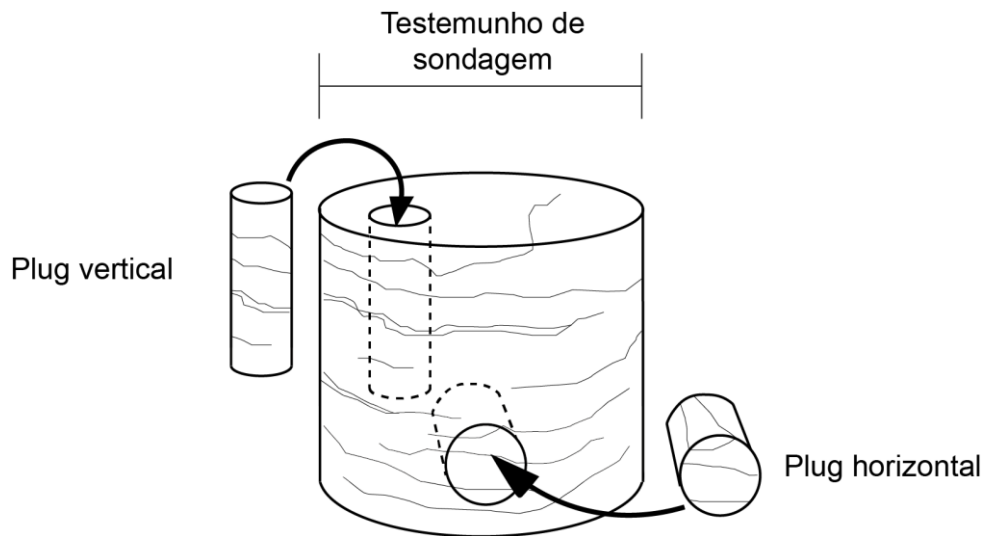


Figura 8: Orientação de plugs em testemunhos de sondagem (Adaptado de Tiab e Donaldson, 2015).

De acordo com Schön (2015), o diâmetro dos testemunhos de sondagem varia de 4,5 a 13,5 cm de diâmetro, e a partir deles é possível extrair diversos plugs. Os plugs possuem, por padrão, dimensões de 2,54 cm de diâmetro e 7,62 cm de comprimento.

A partir dos plugs podem ser realizadas diversas análises diretas, como medições de porosidade, permeabilidade absoluta de gás, permeabilidade efetiva de óleo, saturação de fluidos, pressão de capilaridade (Consentino, 2001; Dandekar, 2013).

A estimativa de porosidade através da análise de plug de sondagem possui uma representatividade de grande acurácia. Para Dandekar (2013), estas análises são essenciais para a avaliação das formações, para a engenharia de reservatórios e para seu desenvolvimento. Considerando que a porosidade secundária está relacionada a processos que variam em grandes escalas, comparado as dimensões de amostra de plugs, nesses casos os resultados das análises podem ser considerados não representativos.

Consentino (2001) comenta sobre a correção de sobrecarga que deve ser aplicada nas predições, pois quando o testemunho chega até a superfície, todas as forças de confinamento deixam de atuar e a rocha tem a tendência de se expandir em todas as direções, causando uma modificação da geometria dos poros, o que pode

influenciar na permeabilidade da rocha dependendo da diferença de pressão.

2.5 POROSIDADE

Segundo Tiab e Donaldson (2015), a porosidade é a fração do volume total do reservatório que não é ocupada pelo arranjo sólido do reservatório. A porosidade, então, é a soma dos volumes de todos os poros presentes na rocha, por exemplo as fraturas, os fluidos como gás, água e óleo (Schön, 2015). De acordo com Dandekar (2013), a porosidade de uma amostra de rocha de reservatório é composta por três volumes: o volume total (V_T), o volume dos poros (V_P) e o volume dos grãos (V_G), conforme a equação 1 abaixo:

$$V_T = V_P + V_G \text{ (equação 1)}$$

A porosidade é um parâmetro adimensional e pode ser expresso em fração ou em porcentagem (Consentino, 2001). A equação 2 abaixo expressa a porosidade de forma matemática.

$$\phi = \frac{V_P}{V_T} = \frac{V_T - V_G}{V_T} \text{ (equação 2)}$$

Onde:

ϕ =porosidade

V_T =volume total da rocha reservatório

V_G =volume do grão

V_P =volume do poro

Dividindo a equação 1 por V_T é possível obter a definição de porosidade expressa em volume de grãos em função da porosidade com a equação 3 abaixo (Fanchi, 2018):

$$\frac{V_G}{V_T} = 1 - \phi \text{ (equação 3)}$$

Para determinação da porosidade através dos plugs de testemunho, é preciso definir apenas dois dos três volumes que compreendem uma rocha reservatório. O V_T dos plugs pode ser calculado de forma simplificada a partir de seus dados de diâmetro e comprimento, isto quando se trata de amostras cilíndricas perfeitas. Porém, considerando a irregularidade geométrica dos plugs ou o caso de amostras não

íntegras, o procedimento utilizado então, consiste na medição gravimétrica do fluido deslocado na amostra, com base no princípio de Arquimedes. O fluido mais utilizado nesta técnica é o mercúrio, assumindo que este não penetra nos poros da rocha à pressão atmosférica, evitando reação entre fluido-rocha. A utilização do mercúrio na determinação do volume deslocado resulta em três pesos diferentes: a amostra de plug seco no ar (*a*), o picnômetro preenchido pelo mercúrio (*b*) e o picnômetro preenchido pelo mercúrio contendo a amostra central (*c*). Com base nestes pesos e considerando a densidade do mercúrio ($\rho_{\text{mercúrio}}$), V_T é descrito na equação 4 a seguir (Dandekar, 2013; Schön, 2015):

$$V_T = (a) + (b) - (c) / \rho_{\text{mercúrio}} \text{ (equação 4)}$$

Os métodos para determinar V_G , consistem em medir o volume de um fluido extraído ou reintroduzido nos espaços porosos da amostra de rocha. Este fluido pode ser, hélio, água, óleo sintético, mercúrio ou o material do reservatório original da amostra. Neste procedimento, é comum haver aumento na porosidade efetiva da amostra, em consequência da introdução do fluido na amostra permitir a ampliação de poros interconectados. O V_p pode ser calculado a partir do peso da amostra seca e do conhecimento da densidade média da composição mineralógica da rocha (Dandekar, 2013).

A porosidade pode ser classificada em primária ou secundária, com base nos processos genéticos da formação da rocha. A porosidade primária é a porosidade original da rocha, quando os espaços vazios são preservados mesmo após a deposição e compactação inicial. Esta porosidade está diretamente relacionada às características dos sedimentos que formam a rocha, como o tamanho do grão, a angulosidade e a seleção. Ao longo do tempo e do aumento de soterramento é esperado que a porosidade primária diminua (Consentino, 2001; Fanchi, 2018). A porosidade secundária é o resultado de processos de estresse tectônico e processos mecânicos aplicados aos sedimentos, como compactação, deformação em materiais inconsolidados e fraturamentos; e por processos geoquímicos como dissolução, dolomitização, precipitação e redução no tamanho dos grãos por alteração (Schön, 2015).

Os espaços vazios da rocha podem ou não estarem conectados, a porosidade

total da rocha é definida por Amyx e Whiting (1960) como a razão entre o espaço vazio total na rocha e o volume total da rocha, portanto, os poros não estão necessariamente interligados. Quando ocorre a interconexão entre os poros na rocha, obtemos a porosidade efetiva, já que essas conexões permitem escoamento do fluido, fato este importante economicamente (Selley, 2000). Por ser o local onde o fluido fica armazenado, o volume total de hidrocarboneto de um reservatório é diretamente proporcional à porosidade.

Se parte da porosidade da rocha for caracterizada por poros não conectados, esta porção não contribuirá para o transporte de fluidos na rocha (Schön, 2015). A presença de porosidade efetiva proporciona à rocha a propriedade de permeabilidade definida como a capacidade de uma formação rochosa para conduzir fluidos (Consentino, 2001).

A porosidade das rochas reservatório podem ser determinadas através de dois métodos: o direto, realizado em laboratórios e aplicado a plugs de testemunho de sondagem e o indireto, que está relacionado as perfilagens de poços e dados sísmicos (Dandekar, 2013; Schön, 2015). As medições realizadas em laboratório possuem alta acurácia, mas representam uma pequena porção do reservatório. Enquanto os perfis de poços representam grandes porções do reservatório, mas a acurácia dos valores é menor (Fanchi, 2018).

Conforme Tiab e Donaldson (2015), a porosidade das rochas reservatório de petróleo, geralmente variam entre 5% a 30%, entretanto o intervalo de porosidade que é mais frequente é de 10% a 20%. Segundo os autores, a Tabela 2 apresenta o intervalo de porosidade em termos qualitativos de importância econômica relacionados às rochas reservatórios. Para eles, porosidades maiores que 35% são raras, e porosidades menores que 5% dificilmente são comerciais.

Tabela 2: Qualidade da rocha reservatório de acordo com sua porosidade (Tiab e Donaldson, 2015).

Intervalo de porosidade	Classificação
0-5%	Insignificante
5-10%	Ruim
10-15%	Razoável
15-20%	Bom
>20%	Muito bom

Fatores que influenciam na porosidade em sedimentos siliciclásticos: uniformidade no tamanho do grão, grau de cimentação ou consolidação, grau de compactação sin e pós deposicional e método de empacotamento (Tiab e Donaldson, 2015).

2.6 PERMEABILIDADE

Além da porosidade, uma rocha reservatório precisa permitir a passagem de fluidos como gás e óleo através da conectividade entre seus poros, esta capacidade de conduzir fluidos é denominada permeabilidade (Tiab e Donaldson, 2015). A permeabilidade é um dos parâmetros principais de influência para determinar a capacidade de produção de uma acumulação de hidrocarbonetos (Dandekar, 2013).

Segundo Dandekar (2013) e Schön (2015), a permeabilidade pode ser classificada em absoluta, efetiva ou relativa. A permeabilidade absoluta usualmente denominada como apenas permeabilidade é quando a rocha reservatório está totalmente saturada por apenas um fluido não reativo – este termo se refere a reações entre fluido e rocha. Já a permeabilidade efetiva, é quando a rocha possui o fluxo de um fluido com a presença de outro fluido, quando ambos são imiscíveis. A permeabilidade relativa é a razão entre a permeabilidade efetiva e a absoluta. A medição destas duas permeabilidades se difere.

A permeabilidade é uma propriedade dinâmica dos fluidos e pode ser medida através de experimentos de fluxo de fluidos nas rochas reservatório. Foi a partir do trabalho do engenheiro francês Henry Darcy, em 1856, que desenvolveu a equação que permite calcular a permeabilidade absoluta de um material. Em seu experimento, Darcy analisou o fluxo de água através de filtros compostos por areia; este ensaio é

análogo a injeção de fluido em amostras de testemunho de sondagem, como os plugs, para determinação da permeabilidade das rochas. A Lei de Darcy é amplamente utilizada nos cálculos presentes na engenharia de petróleo para determinar a permeabilidade absoluta da rocha reservatório (Dandekar, 2013; Tiab e Donaldson, 2015)

A expressão matemática de permeabilidade, desenvolvida por Darcy, está apresentada na equação 5 a seguir (Tiab e Donaldson, 2015).

$$v = \frac{q}{A_c} = \frac{-k}{\mu} \frac{dp}{dl} \text{ (equação 5)}$$

Onde:

v = velocidade do fluido em cm/s

q = fluxo em cm³/s

k = permeabilidade dos poros da rocha, considerando Darcy (0,986923 μm²)

A_c = área da seção transversal da amostra em cm²

μ = viscosidade do fluido em centipoise (cP)

l = comprimento da amostra em cm

dp/dl = gradiente de pressão na direção do fluxo em atm/cm

Esta pode ser simplificada pela equação 6:

$$q = \frac{-A_c k}{\mu} \frac{dp}{dl} \text{ (equação 6)}$$

A permeabilidade absoluta calculada a partir de plugs de testemunha é baseada na Lei de Darcy (Schön, 2015). Utilizando a equação 6, após separar a variável e integrar entre 0 e l , a pressão de entrada P_1 e a pressão de saída P_2 obtemos, k será dado pela equação 7 (Tiab e Donaldson, 2015):

$$k = \frac{q\mu l}{(P_1 - P_2)A_c} \text{ (equação 7)}$$

Onde k é obtido a partir de uma amostra de plug limpa e seca com as dimensões A_c e l , como simplificado na Figura 9. Para análise de permeabilidade, a fim de minimizar a interação entre fluido e rocha é utilizado gases em estado estacionário, como o nitrogênio ou o hélio (Schön, 2015).

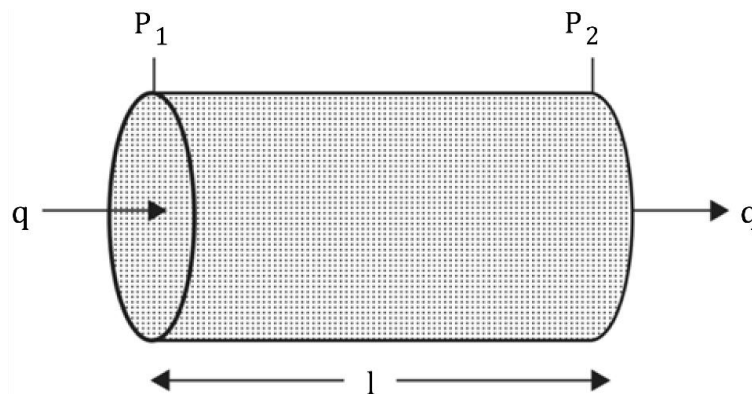


Figura 9: Simplificação da análise de permeabilidade em um plug de testemunho de sondagem. (Adaptado de Tiab e Donaldson, 2015).

A permeabilidade (k) dos reservatórios de petróleo depende do tipo da rocha e pode variar de 0,1 a 1000 ou mais milidarcy (mD). Intervalos de qualidade do reservatório, com base na permeabilidade está resumida na Tabela 3. Para Lucia (1999), a permeabilidade mínima para produção de óleo nas rochas é de 0,1 mD. Reservatórios com permeabilidades < 1 mD, são considerados ruins, porém foram desenvolvidas técnicas que aumentam a permeabilidade das rochas, como o fraturamento hidráulico e a acidificação para que seja possível explorar reservatórios antes considerados não econômicos (Tiab e Donaldson, 2015).

Tabela 3: Qualidade da rocha reservatório de acordo com sua permeabilidade (Tiab e Donaldson, 2015).

Intervalo de permeabilidade	Classificação
$k < 1$ mD	Ruim
$1 < k < 10$ mD	Razoável
$10 < k < 50$ mD	Moderado
$50 < k < 250$ mD	Bom
$k > 250$ mD	Muito bom

De acordo com Selley (2000) e Fanchi (2018), a permeabilidade é controlada por diversas variáveis, incluindo a geometria dos poros, sua tortuosidade e o tamanho das gargantas entre os poros, a presença de argila, a capilaridade entre a rocha e o fluido, a viscosidade do fluido e o gradiente de pressão. O tamanho do grão que compõem a rocha está diretamente relacionado ao tamanho da garganta de poro, este último é fator controle em termos de transmissibilidade. Assim, rochas com

granulometrias maiores possuem maior permeabilidade em comparação àquelas com granulometrias menores, para uma mesma porosidade.

Os métodos utilizados para determinar a permeabilidade são os diretos e os indiretos. Os métodos diretos compreendem os realizados em amostras, como testemunhos de sondagem e plug; e também por meio de testes nos poços e sondas de perfuração, testes de formação a cabo e testes de bombeamento. Os métodos indiretos são os que utilizam parâmetros do tamanho do grão e os relacionados a perfilagem de poços, como onda Stoneley e perfil NMR (Ressonância Magnética Nuclear (Schön, 2015).

Fatores que influenciam na permeabilidade em sedimentos: formato e tamanho dos grãos, laminação, cimentação, fraturamento e solução (Tiab e Donaldson, 2015).

2.7 RELAÇÃO ENTRE POROSIDADE E PERMEABILIDADE

Segundo Tiab e Donaldson (2015), a porosidade e a permeabilidade não são fatores que se relacionam diretamente de forma quantitativa, mas sim qualitativa. De acordo com Dandekar (2013), para que uma rocha tenha alguma permeabilidade, é preciso que a porosidade desta seja diferente de zero, isto se deve a permeabilidade estar em função da continuidade do espaço poroso. Desta forma, para o autor e do ponto de vista qualitativo, quanto maior a porosidade, maior é a probabilidade de a permeabilidade também ser alta, isso ocorre para a maioria das rochas clásticas. Os dados de porosidade e permeabilidade muitas vezes são agrupados de acordo com seu ambiente deposicional e a litologia, permitindo assim, observar alguma tendência significativa em um conjunto de dados.

A distribuição estatística de porosidade geralmente segue o modelo de distribuição normal (ou gaussiana), enquanto para a permeabilidade é geralmente log normal; a relação entre esses dois parâmetros é amplamente utilizada em gráficos de dispersão (permeabilidade por porosidade) (Fanchi, 2018). Chilingar (1964), fez um estudo da relação entre a porosidade, a permeabilidade e a distribuição dos tamanhos dos grãos em diversos arenitos; na Figura 10 é possível observar que existe uma correlação entre essas duas variáveis quando a composição granulométrica é considerada.

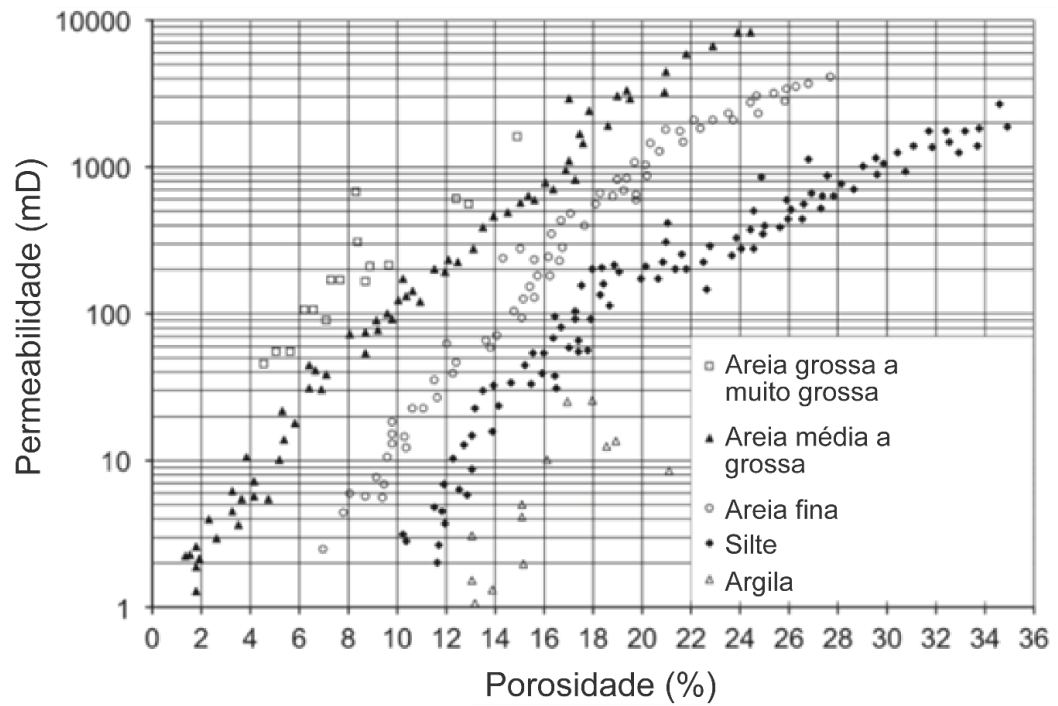


Figura 10: Relação entre porosidade, permeabilidade e tamanho de grão de rochas clásticas (Adaptado de Chilingar, 1964).

3. MATERIAIS E MÉTODOS

Este trabalho foi realizado a partir de três etapas. A primeira delas foi a revisão bibliográfica, a segunda foi a análise de dados petrofísicos concedidos pela Agência Nacional de Petróleo (ANP), contudo, os dados estão públicos desde 03 de maio de 2021, através do acesso online¹. A última etapa compreende na filtragem destes dados para reunir apenas as amostras que correspondem a Formação Maracangalha. Estes dados reúnem informações de 1106 amostras provenientes de 14 poços localizados no Campo Cexis, inserido na Bacia do Recôncavo (Figura 11).

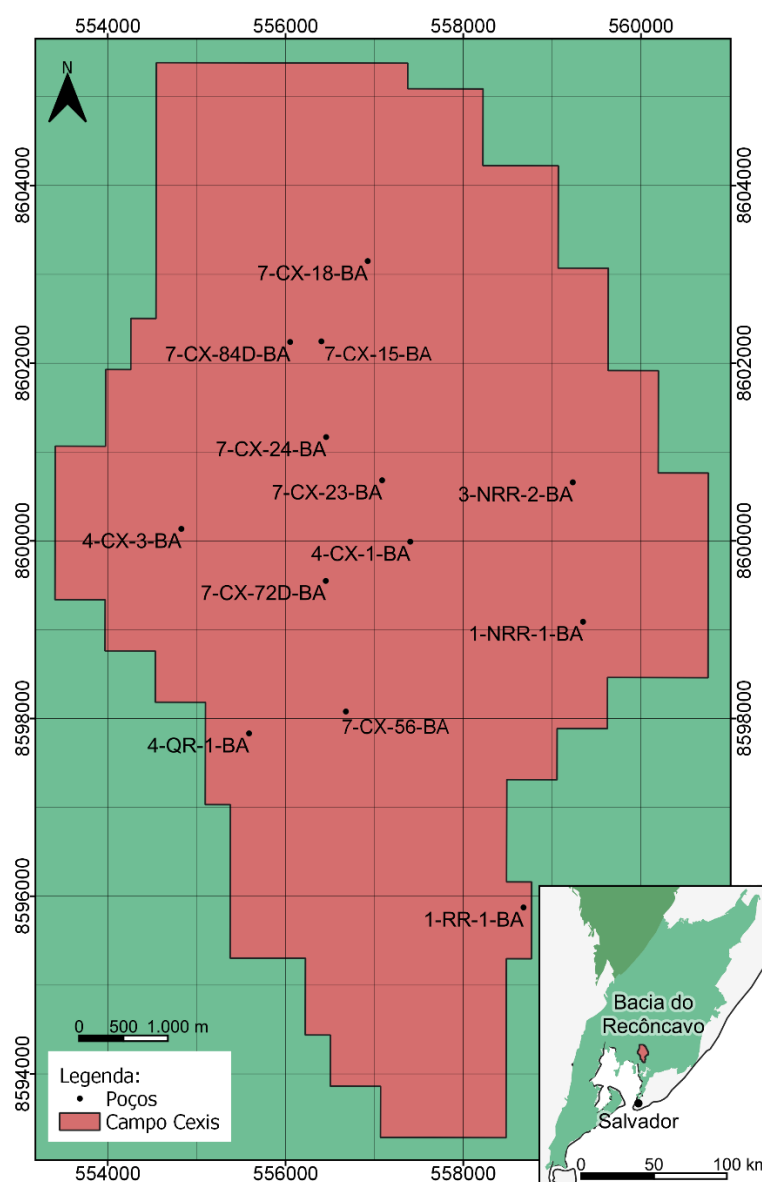


Figura 11: Localização dos poços utilizados neste trabalho no Campo Cexis (Datum horizontal: SIRGAS 2000).

¹ Acesso em: <https://reate.cprm.gov.br/anp/TERRESTRE>

3.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Para o desenvolvimento deste trabalho foi realizado uma pesquisa bibliográfica em plataformas virtuais acadêmicas, sites governamentais e consulta em livros científicos. Foram consultados Magnavita *et al.* (2005); Magnavita *et al.* (2012) e Silva *et al.* (2007) para caracterizar a estratigrafia, a evolução tectonosedimentar e o sistema petrolífero da Bacia do Recôncavo. Os dados técnicos do Campo Cexis assim como seu histórico de exploração podem ser encontrados em Camões (1988) e nos documentos da ANP (2016, 2021). Referências como Caixeta *et al.* (1994), Guerra (2002), Guerra e Borghi (2003), Silva *et al.* (2007) e Viana *et al.* (1971) foram utilizadas para um maior aprofundamento da Formação Maracangalha, em termos de unidades litoestratigráficas, paleoambiente e faciologia. O embasamento teórico sobre plugs de testemunho, porosidade e permeabilidade foi feito a partir dos trabalhos de Consentino (2001), Dandekar (2013), Fanchi (2018), Schön (2015) e Tiab e Donaldson (2015).

3.2 PROCESSAMENTO E ANÁLISE DE DADOS

Os dados concedidos pela ANP foram obtidos a partir de análises de plug de testemunhos de sondagem. Estão inclusas no banco de dados: código da amostra, o código da amostra petrofísica, profundidade, densidade, porosidade e permeabilidade.

Para processamento desses dados, utilizou o programa *Power BI*. Dentro do *Power BI*, foram extraídos os parâmetros estatísticos de média, desvio padrão, máximo e mínimo. Neste trabalho, as variáveis correlacionadas foram porosidade e permeabilidade. Além dos parâmetros estatísticos, o programa também foi utilizado para a geração de gráficos apresentados no trabalho.

As coordenadas e o número de amostras por poço estão apresentados na Tabela 4. Para a análise qualitativa dos poços, quanto a classificação da porosidade e permeabilidade para a determinação da qualidade de rochas reservatório, utilizou-se como base o sistema proposto por Tiab e Donaldson (2015).

Tabela 4: Latitude e longitude em UTM de cada poço, número de amostras utilizadas por poços e suas

respectivas metragem de testemunho. Datum horizontal: SIRGAS 2000.

Poços	Latitude	Longitude	Amostras
1NRR0001BA	8599085	559347	115
1RR0001BA	8595873	558677	29
3NRR0002BA	8600657	559231	21
4CX0001BA	8599990	557405	106
4CX0002BA	8592550	558110	5
4CX0003BA	8600129	554828	1
4QR0001BA	8597835	555589	21
7CX0015BA	8602247	556405	123
7CX0018BA	8603151	556926	74
7CX0023BA	8600685	557090	117
7CX0024BA	8601174	556457	97
7CX0056BA	8598079	556684	245
7CX0072DBA	8599551	556453	116
7CX0084DBA	8602234	556052	57
		Total	1106

3.3 IDENTIFICAÇÃO DOS MEMBROS DA FORMAÇÃO MARACANGALHA

Dentre os 14 poços do banco de dados, 5 foram utilizados nesta etapa do trabalho, os poços 1NRR0001BA, 3NRR0002BA, 4CX0001BA, 4CX0003BA, 7CX0024BA, 7CX0056BA, somando então 585 amostras. A partir de documentos sob domínio da ANP, relacionados a cada poço; como perfis compostos e relatórios geológicos de poço com descrição de amostra de calha, foi possível identificar os membros Caruaçu e Pitanga (Formação Maracangalha) em cada um dos poços. Nestes documentos, a profundidade que neles constam, foi correlacionada com a profundidade de obtenção da amostra presente no banco de dados. Sendo assim, foi possível fazer a correlação da profundidade dos membros da formação, com a profundidade das amostras.

4. RESULTADOS

4.1 PARÂMETROS ESTATÍSTICOS

Os resultados obtidos dos valores médios, desvio padrão, máximo e mínimo de permeabilidade e porosidade de cada poço e geral estão descritos na Tabela 5. Para melhor visualizar a distribuição dos dados, foi realizado gráficos do tipo boxplot para porosidade (Figura 12) e permeabilidade (Figura 13).

Tabela 5: Número de amostras (N) e dados estatísticos gerais e de cada poço: média (MD), desvio padrão (SD), valor máximo (MAX) e valor mínimo (MIN).

Poços	N	Permeabilidade (mD)				Porosidade (%)			
		MD	SD	MAX	MIN	MD	SD	MAX	MIN
1NRR0001BA	115	5,68	20,39	168,1	0,01	9,92	4,53	21,50	1,00
1RR0001BA	29	20,39	75,16	378,4	0,01	4,41	2,35	10	0,8
3NRR0002BA	21	4,03	3,50	11,0	0,01	16,86	2,53	19,60	11,5
4CX0001BA	106	1,08	3,43	29,7	0,01	14,27	2,71	19,3	5,3
4CX0002BA	5	0,01	0,02	0,06	0	6,54	2,03	9	4,1
4CX0003BA	1	0	0	0	0	7,0	0	7,0	7,0
4QR0001BA	21	1,75	5,07	19,6	0,01	5,05	1,44	8,0	3,1
7CX0015BA	123	12,38	34,42	169,80	0,01	5,23	4,35	17,1	0,6
7CX0018BA	74	6,60	9,08	34,4	0,01	9,76	2,43	13,8	2,60
7CX0023BA	117	3,30	6,77	33,80	0,01	8,96	3,80	16,50	1
7CX0024BA	97	1,55	4,19	29,6	0,01	6,77	3,79	16,3	1,4
7CX0056BA	245	2,14	5,20	42,9	0,01	9,52	3,82	17,9	1,4
7CX0072DBA	116	2,99	5,58	48,5	0,01	11,05	3,23	16,4	2,7
7CX0084DBA	57	27,16	18,83	64,50	0,01	11,52	3,94	15,80	1,6
Geral	1106	5,58	19,76	378,40	0	9,55	4,54	21,50	0,60

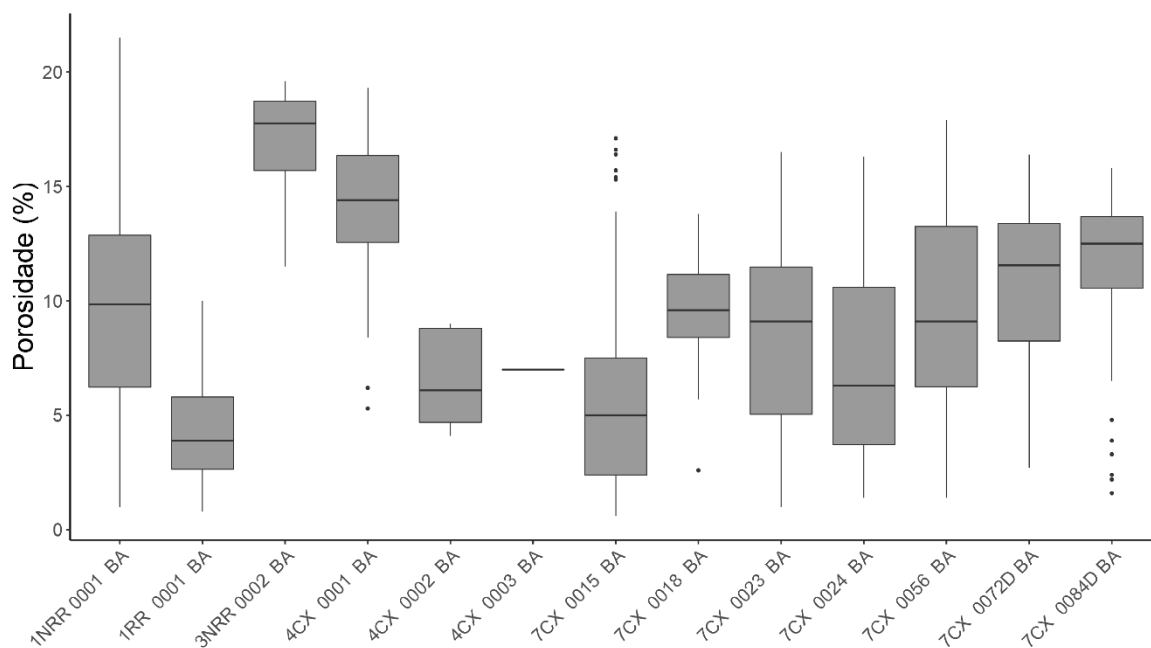


Figura 12: Gráfico boxplot dos valores de porosidade (%) por poço.

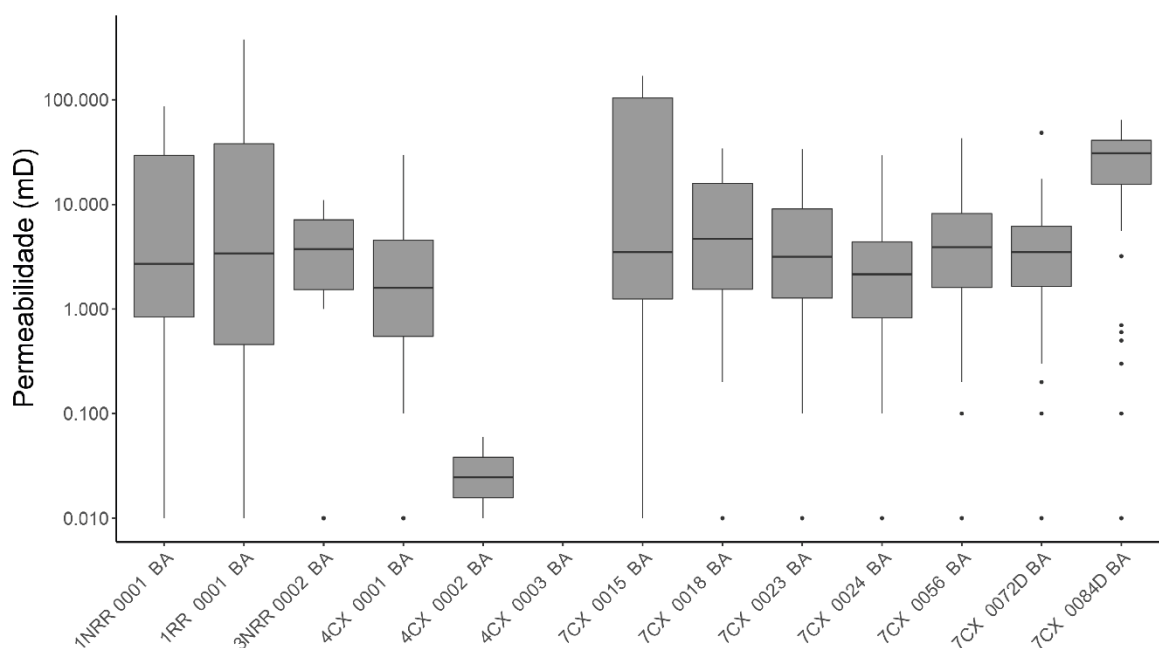


Figura 13: Gráfico boxplot dos valores de permeabilidade (%) por poço.

Para uma análise visual da correlação entre a porosidade e a permeabilidade geral dos poços, foi gerado um gráfico de dispersão (Figura 14), utilizando a permeabilidade na escala logarítmica. A distribuição dos dados de porosidade está apresentada na Figura 15 e os de permeabilidade na Figura 16.

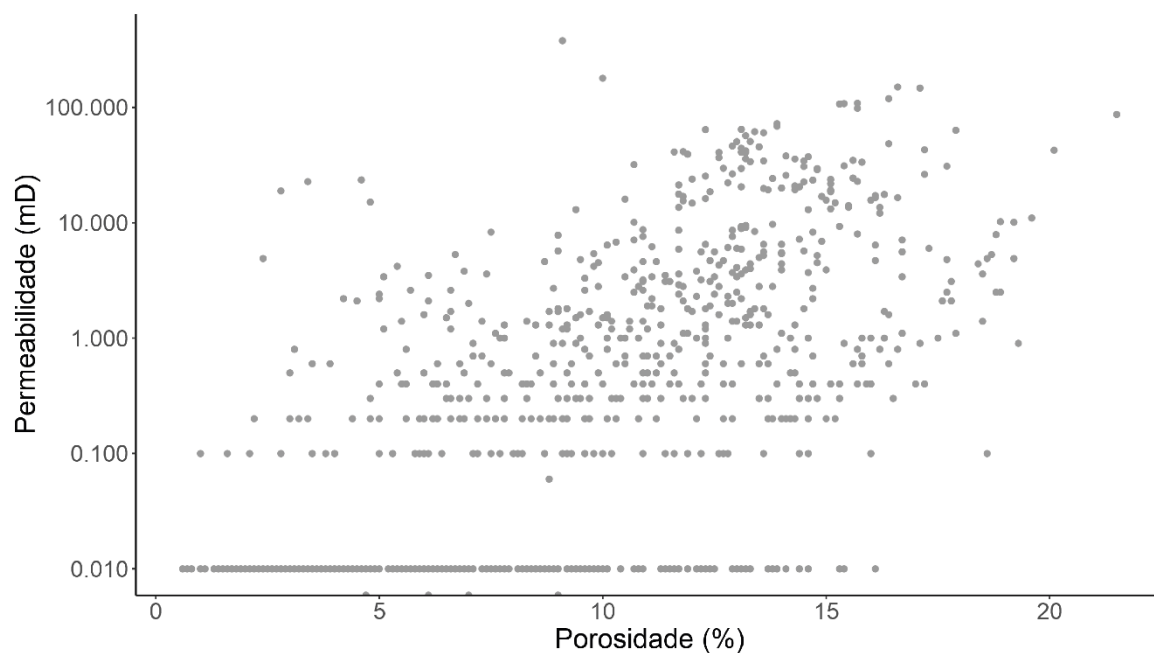


Figura 14: Gráfico de dispersão dos dados amostrais gerais em função da permeabilidade (mD) na escala logarítmica e porosidade (%).

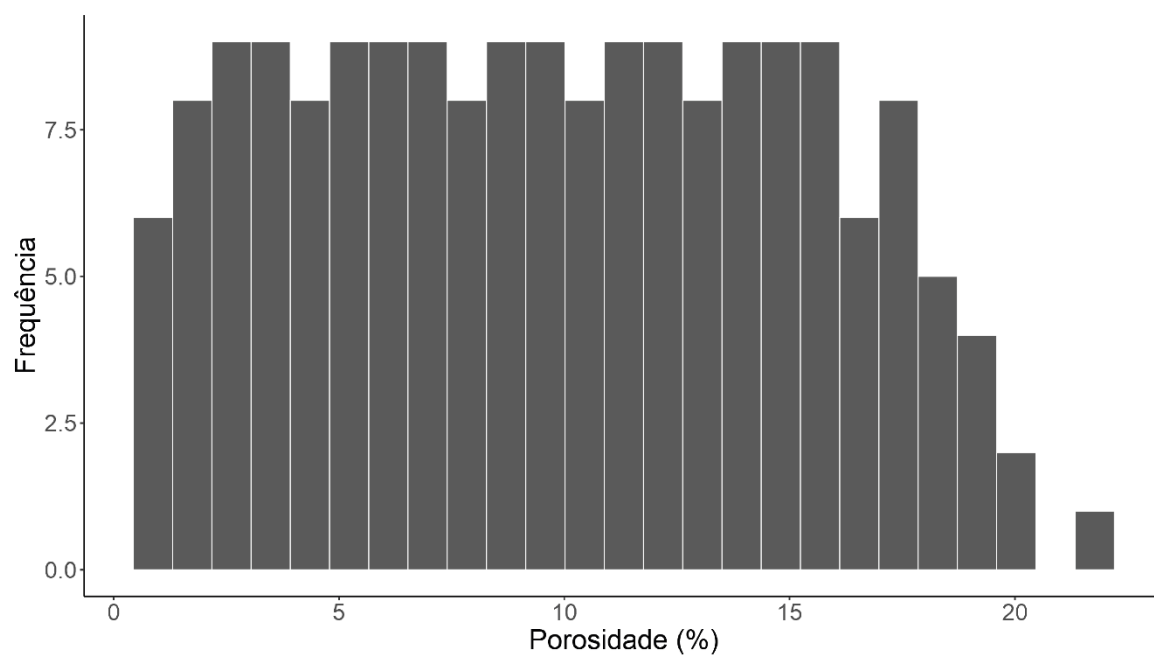


Figura 15: Histograma geral da porosidade (%) das amostras.

Na Figura 15 a distribuição dos dados segue uma tendência do tipo platô, ou seja, suas classes possuem uma frequência uniforme. Já o histograma de permeabilidade (Figura 16), segue uma tendência assimétrica à direita, indicando uma alta frequência de classes baixas e baixa frequência de classes altas.

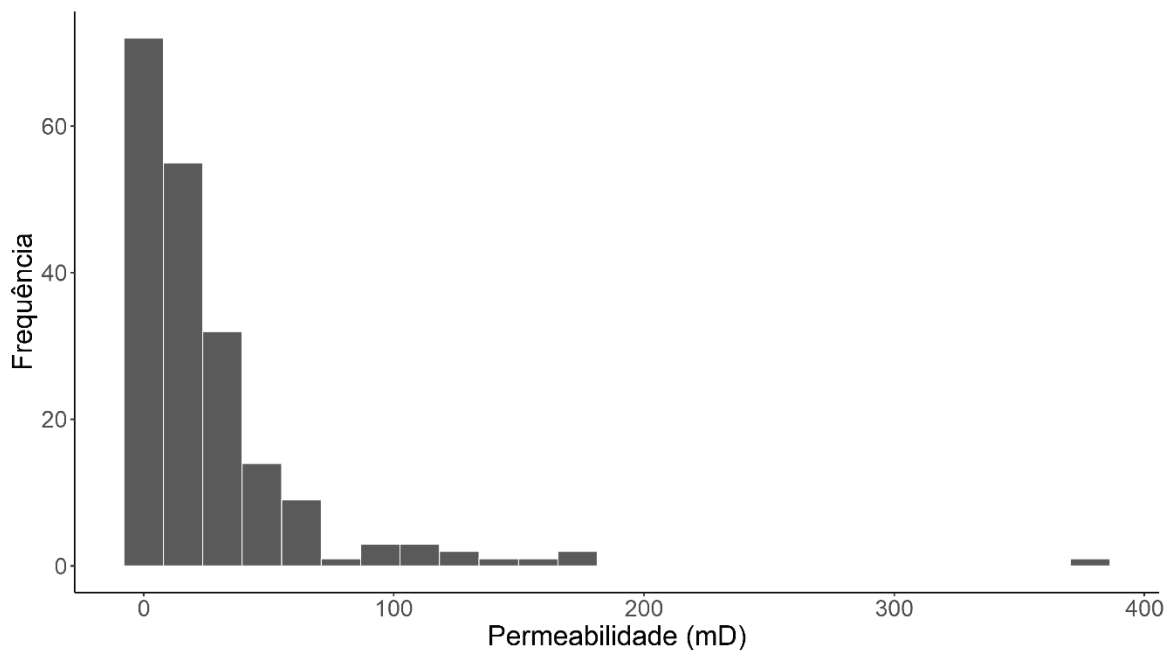


Figura 16: Histograma geral da permeabilidade (mD) das amostras.

A fim de analisar a relação entre a profundidade e estas propriedades, foi realizado gráficos de dispersão para a porosidade (Figura 17) e permeabilidade (Figura 18).

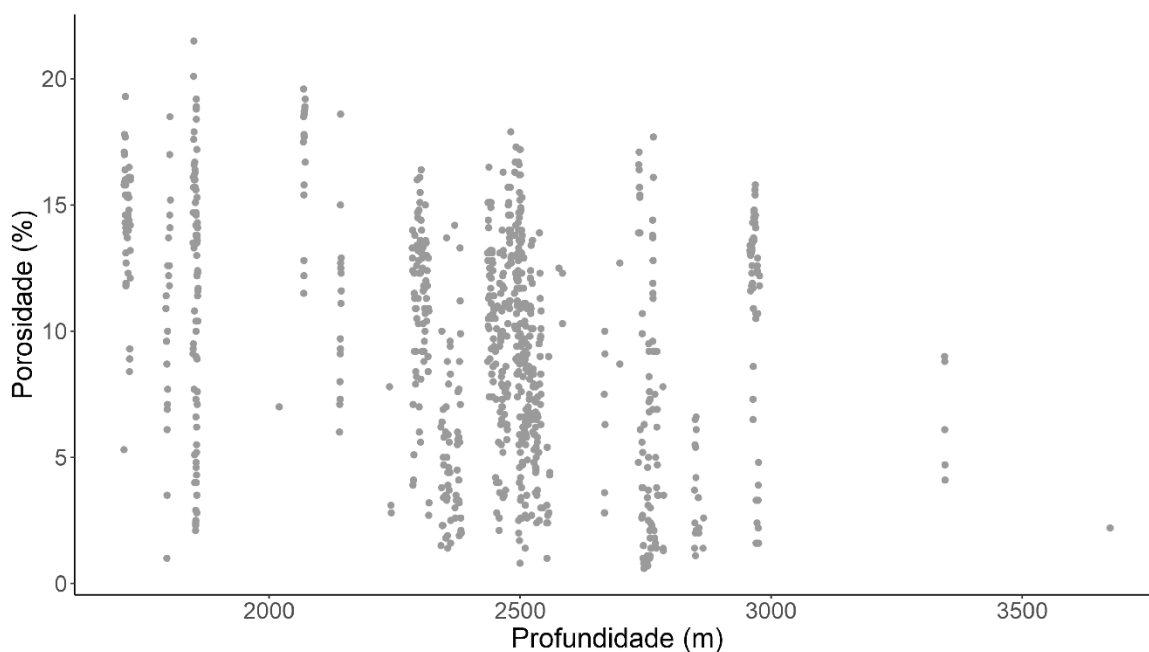


Figura 17: Gráfico de dispersão dos dados amostrais gerais em função da porosidade (%) e profundidade em metros (m).

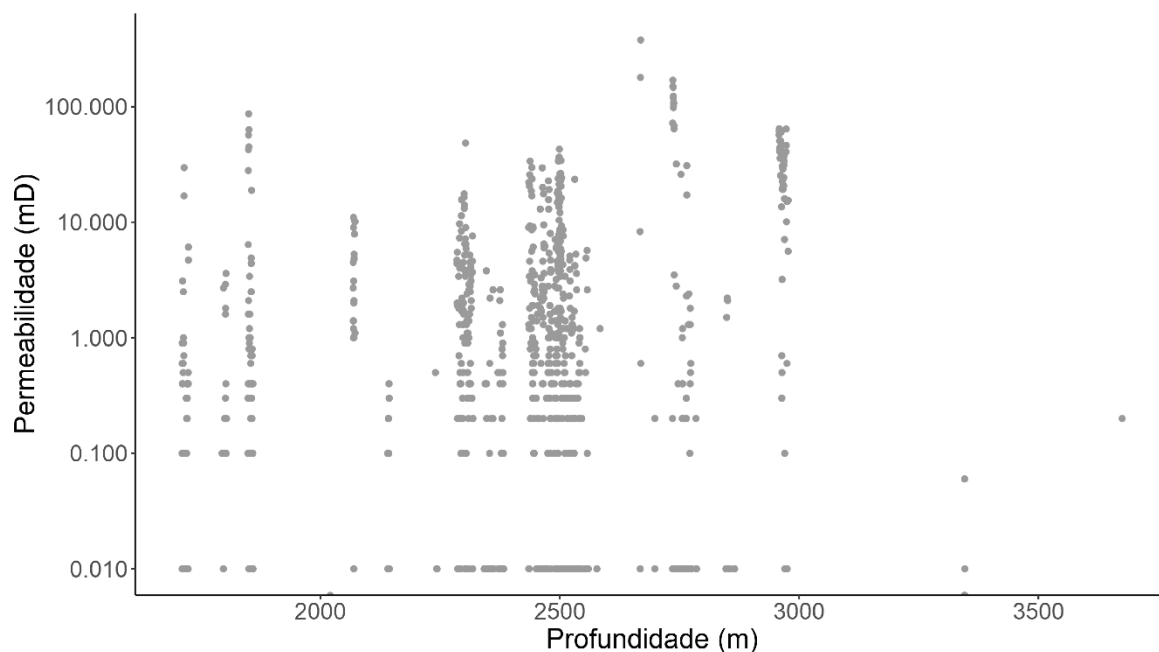


Figura 18: Gráfico de dispersão dos dados amostrais gerais em função da permeabilidade (mD) na escala logarítmica e profundidade em metros (m).

4.2 QUALIDADE DO RESERVATÓRIO

Conforme apresentado na Tabela 2, é possível classificar a qualidade da rocha ao analisar as médias de porosidade obtidas em cada poço. Então 7,14% das rochas dos poços foi classificada, de acordo com Tiab e Donaldson (2015), como insignificante; 57,14% como ruim; 28,57% como razoável e 7,14% como boa (Tabela 6).

Tabela 6: Qualidade da rocha de cada poço com base na sua porosidade e classificação criada por Tiab e Donaldson, 2015.

Poços	Média (%)	Porosidade
1RR0001BA	4,41	Insignificante
7CX0024BA	6,77	Ruim
7CX0023BA	8,96	Ruim
7CX0056BA	9,52	Ruim
7CX0018BA	9,76	Ruim
7CX0015BA	5,23	Ruim
4QR0001BA	5,05	Ruim
4CX0003BA	6,54	Ruim
4CX0002BA	6,54	Ruim

4CX0001BA	14,12	Razoável
1NRR0001BA	10,23	Razoável
7CX0072DBA	11,05	Razoável
7CX0084DBA	11,52	Razoável
3NRR0002BA	16,86	Boa
Geral	9,52	Ruim

Segundo a classificação de Tiab e Donaldson (2015) (Tabela 3), a partir das médias de permeabilidade 14,28% das rochas dos poços possuem qualidade classificada como ruim, 57,14% como razoável e 28,57% como moderada (Tabela 7).

Tabela 7: Qualidade da rocha de cada poço com base na sua permeabilidade e classificação criada por Tiab e Donaldson, 2015.

Poços	Média (mD)	Permeabilidade
4CX0002BA	0,01	Ruim
4CX0001BA	0,99	Ruim
1NRR0001BA	5,68	Razoável
3NRR0002BA	4,03	Razoável
7CX0072DBA	2,99	Razoável
7CX0024BA	1,55	Razoável
7CX0023BA	3,30	Razoável
7CX0056BA	2,14	Razoável
7CX0018BA	6,60	Razoável
4QR0001BA	1,75	Razoável
1RR0001BA	20,39	Moderada
7CX0015BA	12,38	Moderada
7CX0084DBA	27,16	Moderada
4CX0003BA	11,87	Moderada
Geral	5,73	Razoável

4.3 AVALIAÇÃO DAS UNIDADES LITOESTRATIGRÁFICAS

Dos 585 dados que corresponde a formação em estudo, pertencem: 242 ao Membro Caruaçu, e 343 ao Membro Pitanga. A correlação dos dados de profundidade das amostras, com os membros da Formação Maracangalha estão apresentados na

Tabela 8.

Tabela 8: Quantidade de amostras por poço, intervalos da profundidade em metros das amostras e a correlação com o Membro Caruaçu e o Membro Pitanga da Formação Maracangalha.

Poços	Amostras	Profundidade (m)	Membro da Fm. Maracangalha
1NRR0001BA	115	1795,2 -3705.34	Caruaçu
3NRR0002BA	21	2068.3-2072.1	Caruaçu
4CX0001BA	106	1711.1-1858.98	Caruaçu
4CX0003BA	1	2020.5	Pitanga
7CX0024BA	97	2342.1-2469.5	Pitanga
7CX0056BA	245	2459.1-2559.4	Pitanga
Total	585		

Na Tabela 9, foi realizada a média dos dados estatísticos para os membros da Formação Maracangalha, a partir dos resultados de cada poço apresentados na Tabela 5.

Tabela 9: Dados estatísticos de cada membro da Formação Maracangalha: média (MD), desvio padrão (SD), valor máximo (MAX) e valor mínimo (MIN), com base na Tabela 5.

Poços	Membro	Porosidade (%)				Permeabilidade (mD)			
		MD	SD	MAX	MIN	MD	SD	MAX	MIN
1NRR0001BA, 3NRR0002BA, 4CX0001BA	Caruaçu	12,52	4,40	21,50	1,00	2,56	9,43	86,80	0,01
4CX0003BA, 7CX0024BA, 7CX0056BA	Pitanga	8,70	4,00	17,90	1,40	1,97	4,94	42,90	0,00

Ao correlacionar os dados das amostras com os membros (Tabela 8), os dados presentes na Tabela 5 foram filtrados para a construção dos gráficos *boxplot* de porosidade (Figura 19) e permeabilidade (Figura 20).

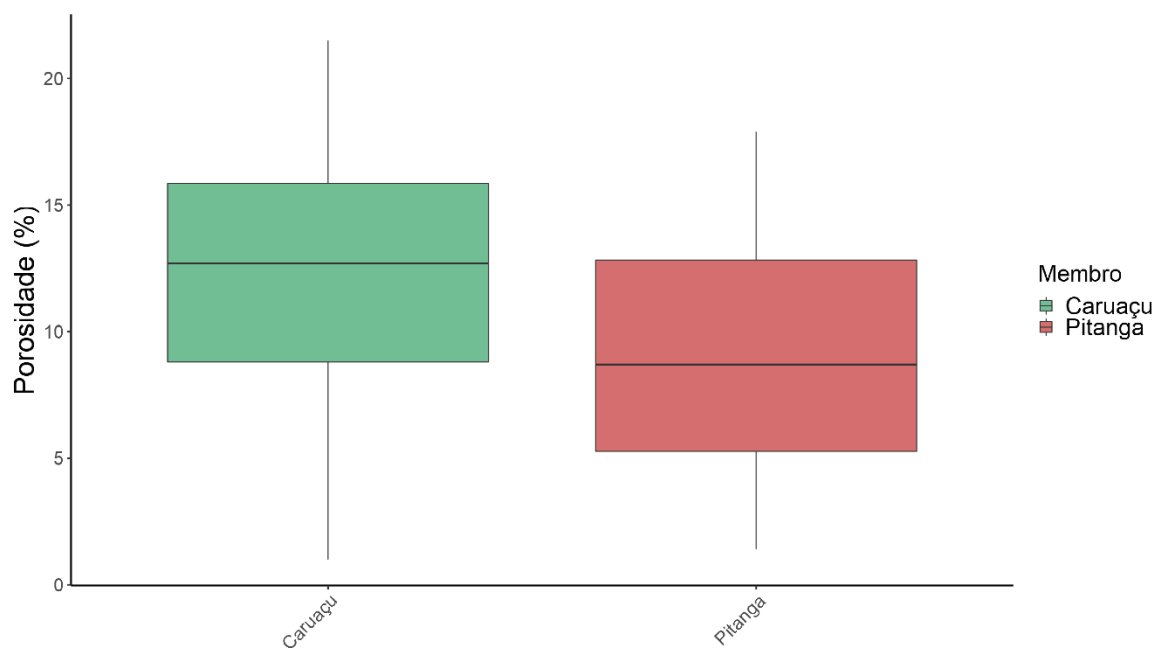


Figura 19: Gráfico *boxplot* dos valores de porosidade (%) por membro.

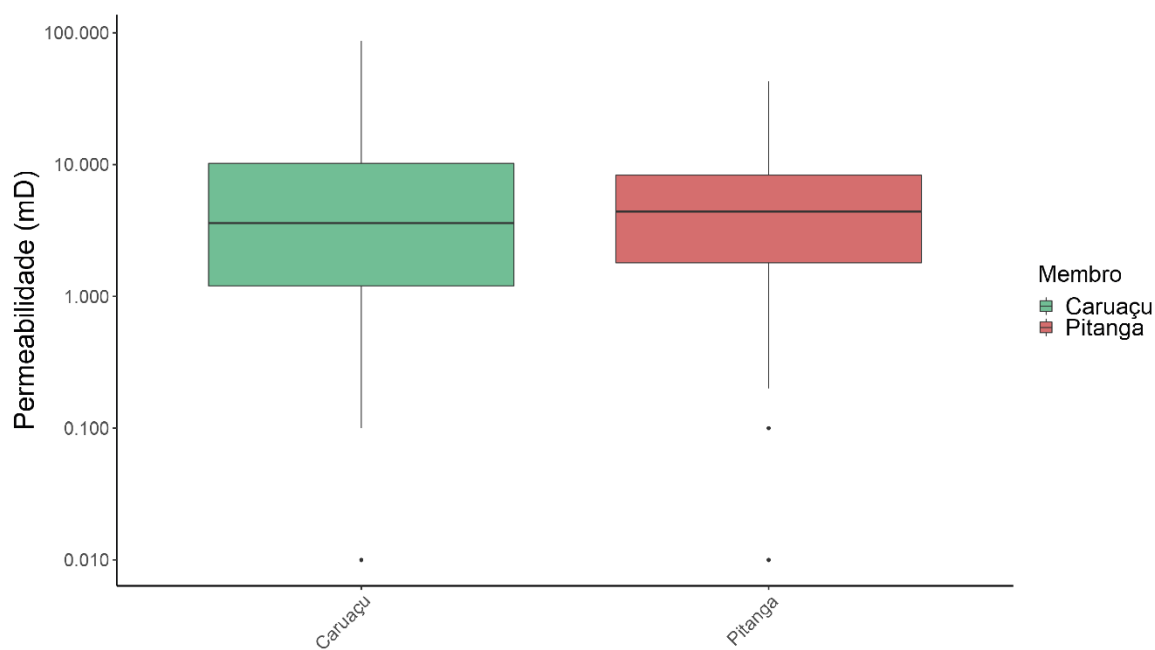


Figura 20: Gráfico *boxplot* dos valores de permeabilidade (mD) na escala logarítmica por membro.

A partir dos dados petrofísicos (Tabela 5), e da identificação das unidades litoestratigráficas de cada poço (Tabela 8), foi gerado um gráfico de dispersão (Figura 21), que permite a análise da correlação entre a porosidade e a permeabilidade em cada um dos membros. Na Figura 22 e Figura 23, há a dispersão dos dados amostrais

de porosidade e permeabilidade do Membro Caruaçu e do Membro Pitanga, respectivamente.

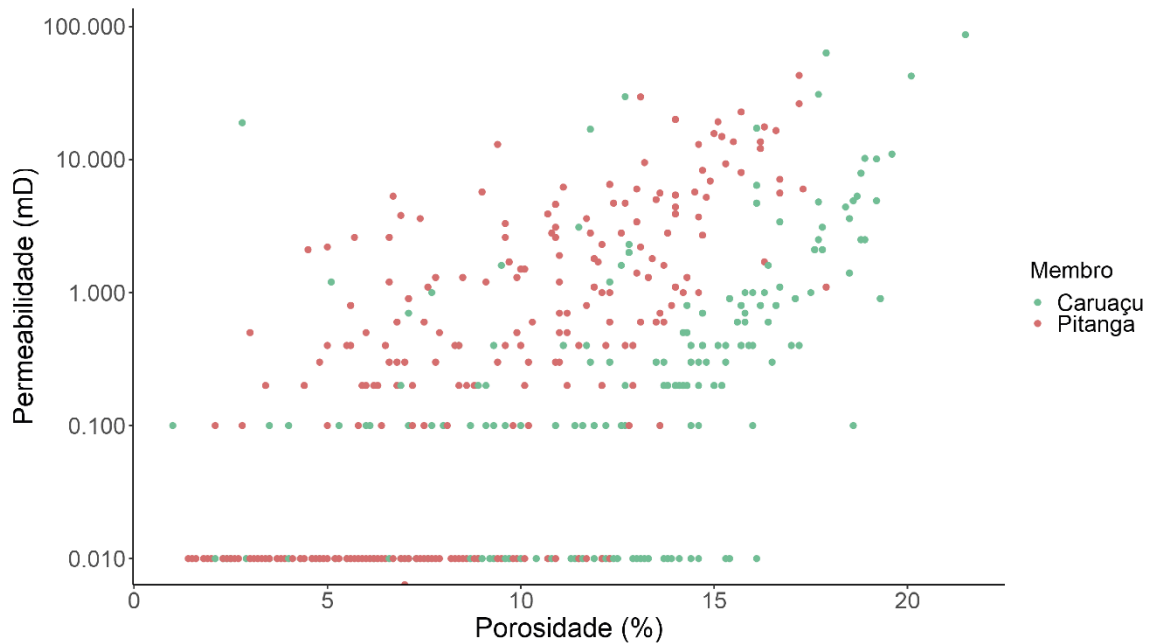


Figura 21: Gráfico de dispersão dos dados amostrais da Formação Maracangalha, sendo o Membro Caruaçu representado em verde e o Membro Pitanga em vermelho, em função da permeabilidade (mD) na escala logarítmica e porosidade (%).

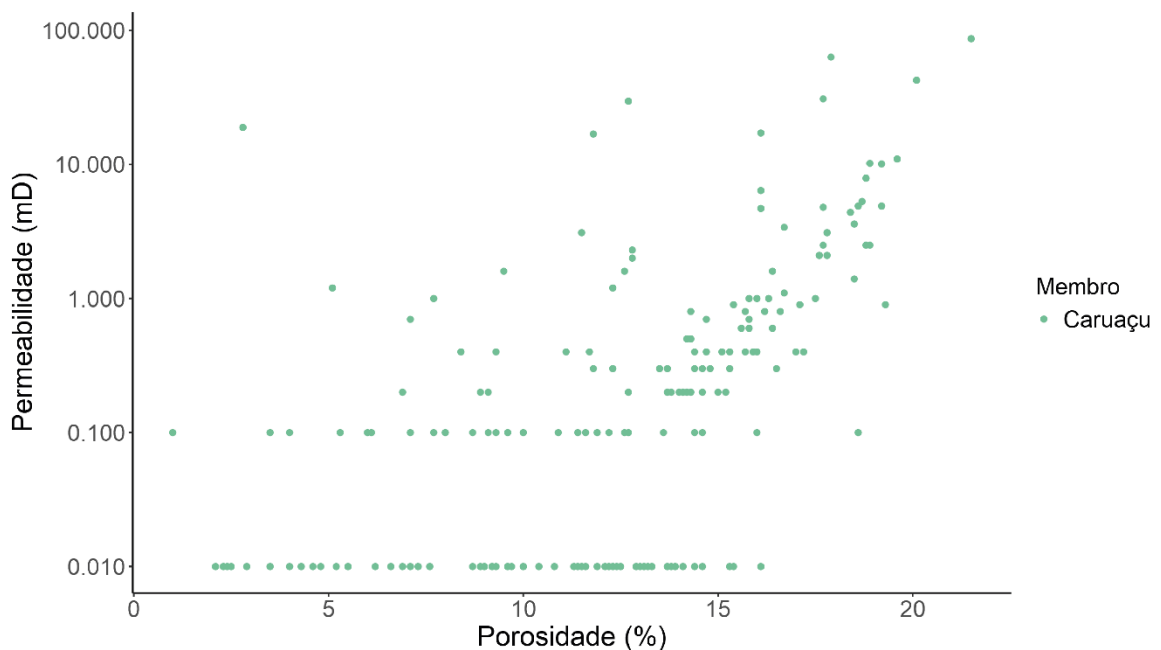


Figura 22: Gráfico de dispersão dos dados amostrais do Membro Caruaçu em função da permeabilidade (mD) na escala logarítmica e porosidade (%).

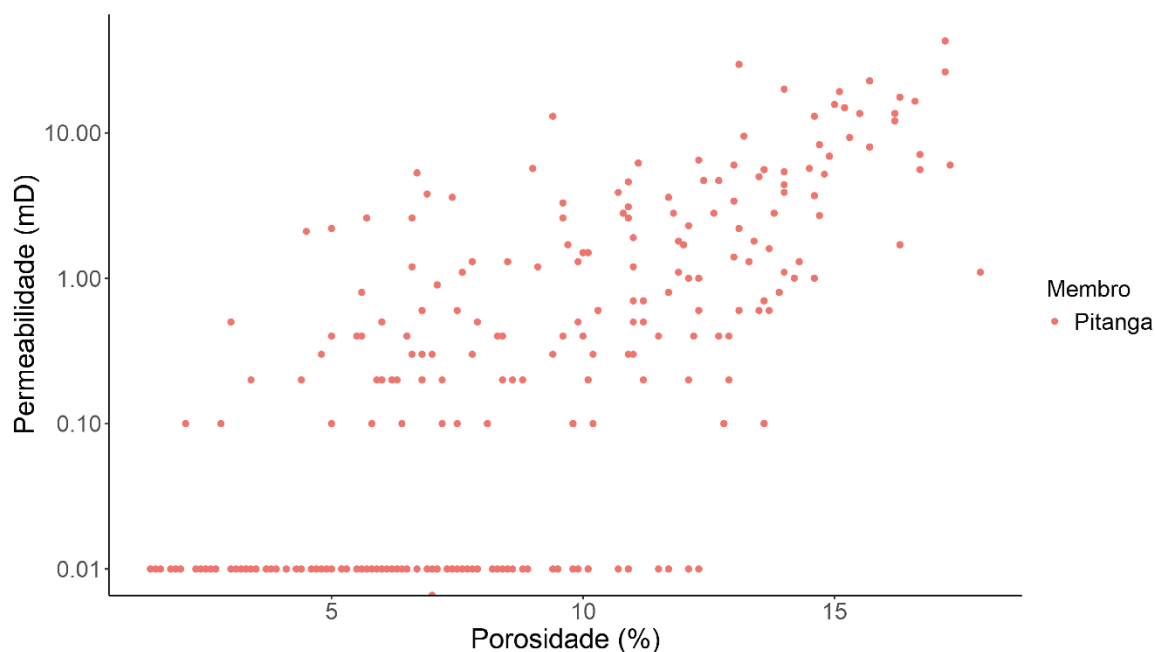


Figura 23: Gráfico de dispersão dos dados amostrais do Membro Pitanga em função da permeabilidade (mD) na escala logarítmica e porosidade (%).

Ao analisar os dados de frequência de porosidade para os membros Caruaçu e Pitanga, na Figura 24, podemos observar uma tendência assimétrica à esquerda, indicando uma grande variação dos dados para o Membro Caruaçu. Já para os dados do Membro Pitanga, observamos uma tendência bimodal, com dois picos de frequência.

Realizando o mesmo para os dados de permeabilidade, temos a Figura 25 com o Membro Caruaçu e o Membro Pitanga. Ambos os Membros, possuem uma tendência assimétrica à direita, indicando uma alta frequência de classes baixas e baixa frequência de classes altas.

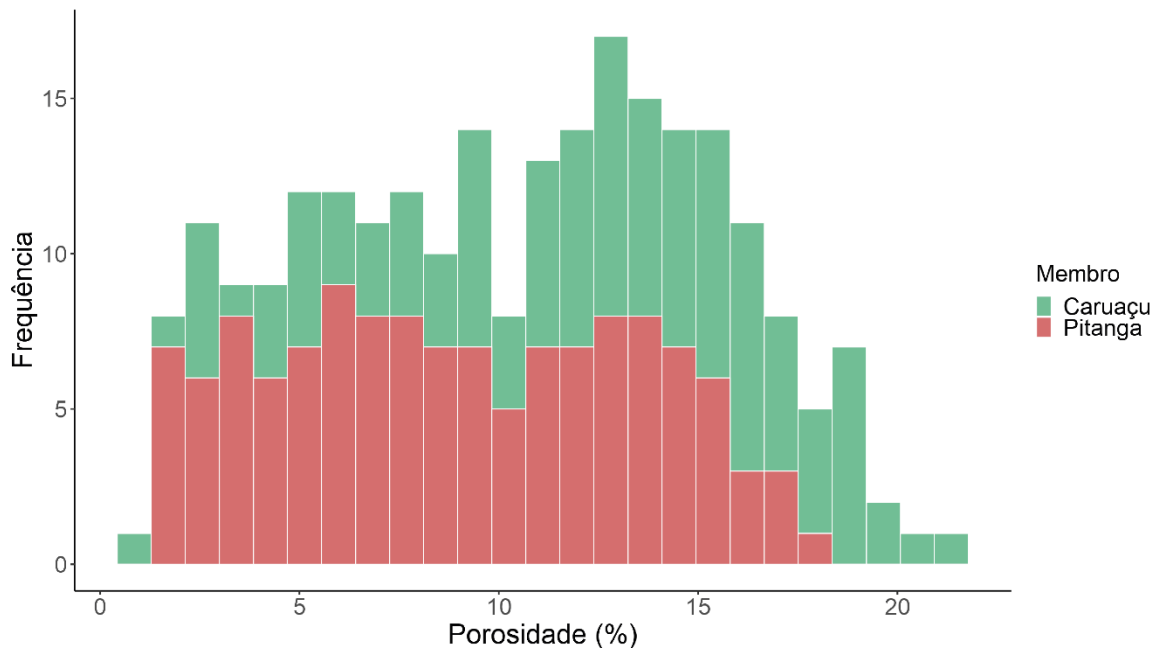


Figura 24: Histograma da porosidade (%) das amostras dos membros Caruaçu (em verde) e Pitanga (em vermelho).

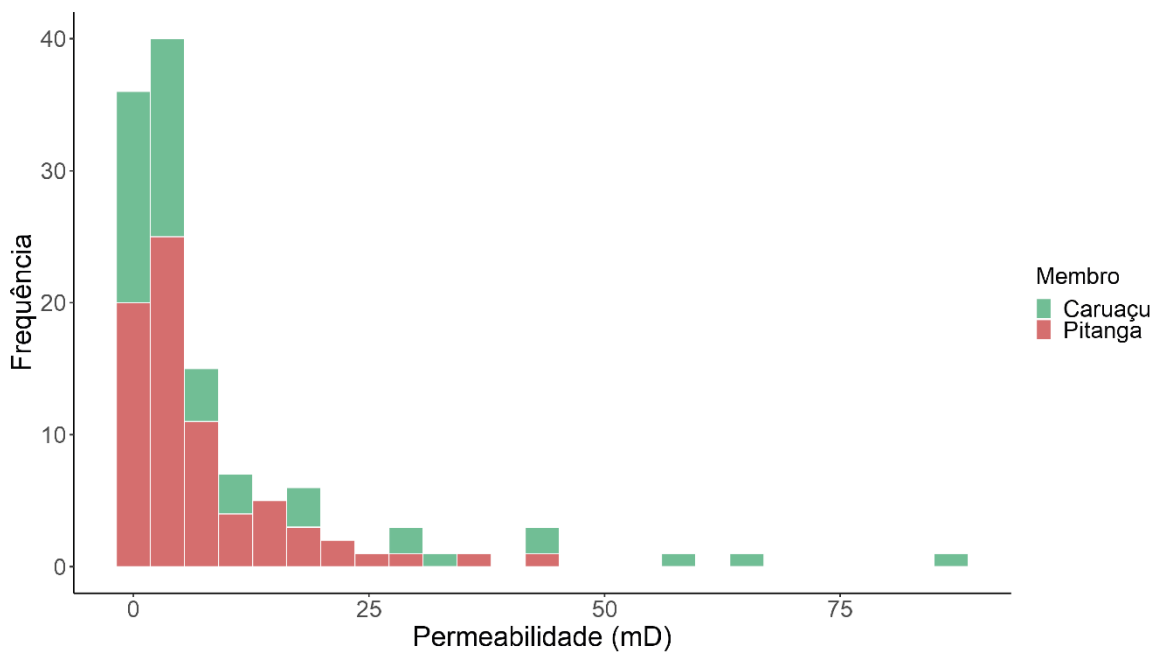


Figura 25: Histograma da permeabilidade (mD) das amostras dos membros Caruaçu (em verde) e Pitanga (em vermelho).

Com finalidade de analisar a influência da profundidade em função da porosidade e da permeabilidade para os membros, foi realizado os gráficos de dispersão na Figura 26 e Figura 27, respectivamente.

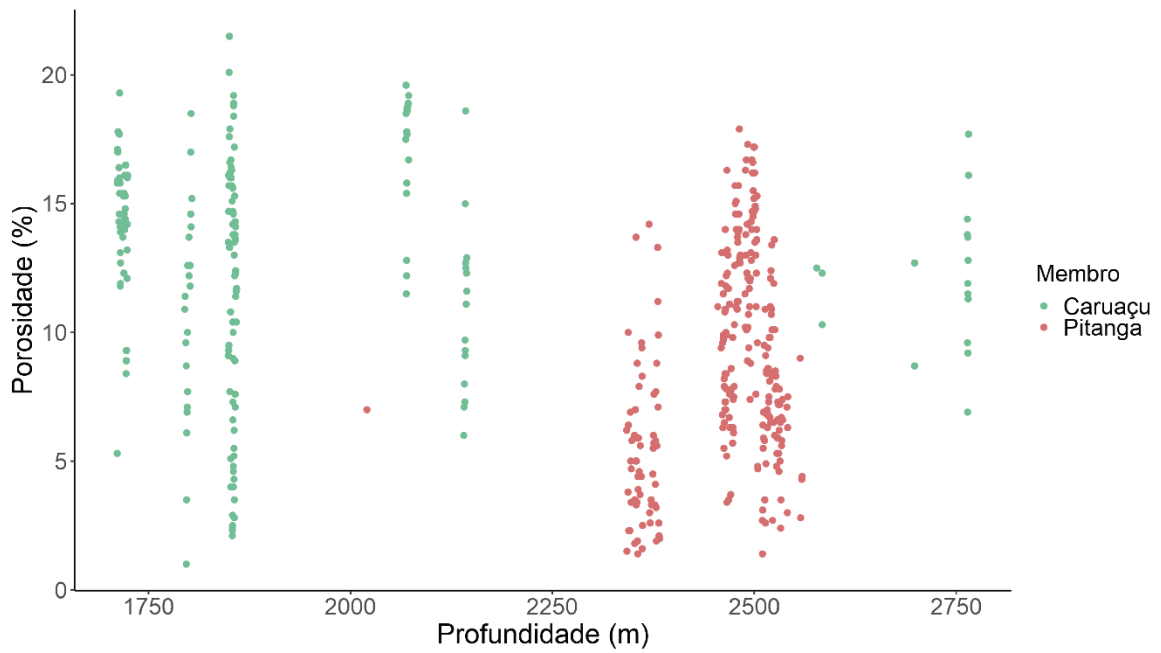


Figura 26: Gráfico de dispersão dos dados amostrais dos membros Caruaçu (em verde) e Pitanga (em vermelho), porosidade (%) em função da profundidade em metros (m).

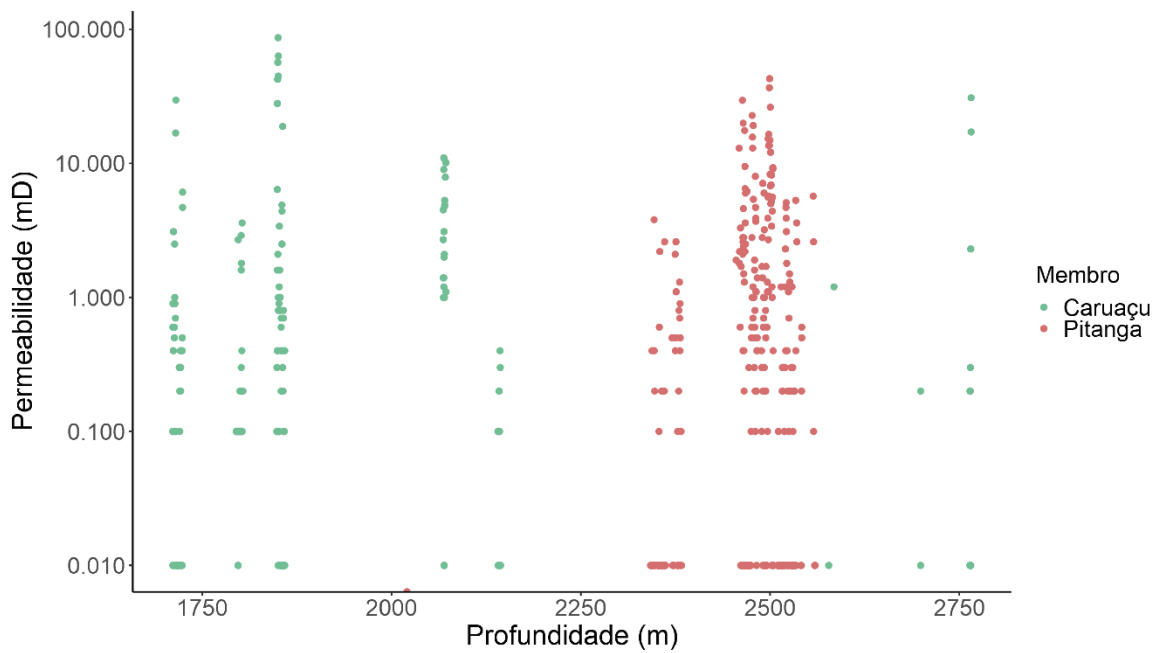


Figura 27: Gráfico de dispersão dos dados amostrais dos membros Caruaçu (em verde) e Pitanga (em vermelho), permeabilidade (mD) na escala logarítmica em função da profundidade em metros (m).

5. DISCUSSÃO

Por meio da classificação de Tiab e Donaldson, (2015), observou-se que os poços do Campo Cexis estudados neste trabalho possuem de forma geral uma porosidade ruim, enquanto que a permeabilidade é razoável. Considerando que as amostras foram retiradas de profundidades superiores a 1711,1 metros (Tabela 8), deve-se ponderar a contribuição do peso adjacente e a compactação das rochas, em diminuir os valores de porosidade e permeabilidade. De acordo com Dandekar (2013), a compactação faz com que os espaços vazios fechem, reduzindo assim a porosidade, que diminuiu assim, à medida que a profundidade aumenta em formações arenáceas. Na Figura 17 tem-se a diminuição da porosidade máxima conforme a profundidade aumenta.

Ao fazer a mesma análise para a permeabilidade (Figura 18), constatou que não há uma relação bem estabelecida entre esta variável e a profundidade, ou seja, os valores máximos de permeabilidade não seguem um padrão conforme a profundidade aumenta. Entretanto, segundo Yang e Wei (2017), a permeabilidade pode diminuir à medida que a profundidade aumenta devido a diminuição do tamanho das gargantas entre os poros e a tortuosidade do espaço poroso. Outro fator que pode ser considerado nos valores na função permeabilidade e profundidade, é a pressão de confinamento de onde a rocha foi tirado que é influenciado pela compressibilidade; a ausência da sobrecarga rochosa propicia alteração na rocha e na permeabilidade (Rosa *et al.*, 2006)

Considerando os valores de porosidade, observou-se que o Membro Caruaçu possui valores maiores em comparação ao Membro Pitanga. Para Freire *et al.* (2020), o Membro Pitanga é composto predominantemente por pelitos e arenitos estratificados de granulação fina, enquanto o Membro Caruaçu é formado por arenitos turbidíticos estratificados e maciços. De acordo com Tissot e Welte (1984), os fatores principais que podem influenciar a porosidade são: variação no tamanho do grão, forma dos grãos e empacotamento. Sendo assim, a diferença litológica dos membros e as variáveis que condicionam a porosidade influenciaram na diferença entre as porosidades dos membros Caruaçu e Pitanga.

Comparando os dados de porosidade dos membros com a profundidade

(Figura 26), observa-se que apesar da porosidade do Membro Pitanga ser menor que a do outro membro, a amostragem está concentrada, em profundidades maiores. Este fato pode ter influenciado a diminuição da porosidade média e máxima devido a compactação. Na mesma figura, tem-se poucas amostras do Membro Caruaçu distribuídas a profundidades maiores que no Membro Pitanga, porém, a porosidade ainda não é menor que neste último membro.

Segundo Fanchi, (2013), arenitos compactados e cimentados tendem a ser caracterizados por permeabilidades menores, em relação a sedimentos de areia inconsolidados. De acordo com Magalhães *et al.* (1995), há duas sequências diagenéticas formadoras do Membro Caruaçu, uma delas, é caracterizada por arenitos argilosos que passaram por redução do espaço poroso devido a compactação mecânica impulsionada pela sua composição mineralógica; os arenitos limpos, a precipitação de carbonatos entre os poros evitou a compactação dos grãos e redução dos espaços porosos, e posteriormente propiciou a dissolução, formando a porosidade secundária. Estes fatores, podem ter contribuído para a variação de porosidade do Membro Caruaçu. Ainda, para os autores, a formação da porosidade secundária na diagênese, foi um dos fatores mais importantes para a melhoria na qualidade do reservatório dos arenitos que formam o Membro Caruaçu.

Em relação a permeabilidade, observou-se que o Membro Caruaçu possui valores maiores se comparado ao Membro Pitanga (Figura 19), apesar de ambos apresentarem valores de permeabilidade relativamente baixos (Figura 20). De acordo com Dandekar (2013), Tiab e Donaldson, (2015), a permeabilidade pode ser controlada pelo tamanho do grão, forma do grão, a presença de argila, gradiente de pressão, laminação, cimentação e fraturamento. A maior quantidade de pelitos formando o Membro Pitanga, é o fator mais provável da permeabilidade inferior em relação ao Membro Caruaçu.

Ao analisar a profundidade em função da permeabilidade (Figura 27), observa-se que a permeabilidade máxima do Membro Pitanga é um pouco menor em comparação ao Membro Caruaçu. Porém, como foi também observado com a porosidade, a amostragem do Membro Pitanga está concentrada em profundidades maiores em relação ao outro membro.

A partir da classificação qualitativa de Tiab e Donaldson, (2015), o Membro Caruaçu possui, porosidade e permeabilidade classificadas como razoável. Para estes mesmos autores, o intervalo de porosidade mais frequente entre as rochas reservatório é de 10 a 20%. A média da porosidade do Membro Caruaçu é de 12,42% (Tabela 9), pertence, portanto, ao intervalo citado pelos autores; e nos três poços analisados, o valor máximo de porosidade foi de pelo menos 19,30, chegando a 21,50 (Tabela 5). Já o Membro Pitanga, possui porosidade ruim (<10%) e permeabilidade razoável segunda a mesma classificação (Tabela 9). Apesar de os valores médios de porosidade serem maiores para o Membro Caruaçu, observa-se que para uma mesma porosidade, as permeabilidades do Membro Pitanga são melhores (Figura 21).

De acordo com Fanchi (2018), rochas reservatório compostas por arenitos, geralmente tem permeabilidade entre 10-1000 mD, contudo, permeabilidades em reservatórios de gás e folhelhos variam de microdarcy (μ D) a nanodarcy(nD), respectivamente. O Membro Caruaçu é considerado um reservatório não-convencional, devido aos valores baixos de permeabilidade; contudo, podem conter um considerável volume de gás (Falcão e Della Favera, 2012). Este fluido possui baixa viscosidade, e, devido a isso, possui maior facilidade de fluxo em comparação ao óleo (Rosa *et al.*, 2006).

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

- Os dados gerais de porosidade em função da profundidade possuem boa correlação. A porosidade máxima diminui conforme a profundidade aumenta;
- Os dados de porosidade e permeabilidade são correlacionáveis para os membros Caruaçu e Pitanga;
- O Membro Caruaçu possui valores maiores de porosidade e permeabilidade em relação ao Membro Pitanga;
- Para o mesmo valor de porosidade, o Membro Pitanga possui maiores valores de permeabilidade;
- A qualidade do Membro Caruaçu é classificada como razoável em relação a porosidade e a permeabilidade;
- A qualidade do Membro Pitanga é classificada como, ruim quanto a porosidade e razoável quanto a permeabilidade;
- O Membro Caruaçu é o membro da Formação Maracangalha com maior potencial de rocha reservatório;
- Para detalhar o estudo, e correlacionar a porosidade e a permeabilidade dos dados gerais de cada poço, deveriam ser incluída na análise a descrição de propriedades petrográficas, como seleção dos grãos, tamanho dos grãos, cimentação e empacotamento. Devido a possibilidade dos aspectos texturais e estruturais em influenciar nos valores de porosidade e permeabilidade;
- É necessário aprofundar os estudos e aumentar o espaço amostral com mais amostras de diferentes poços no Campo Cexis.

REFERÊNCIAS

Agência Nacional do Petróleo - ANP. 2015. *13º Rodada - Sumário Geológico e Setores em oferta (Bacia do Recôncavo)*.

Agência Nacional do Petróleo - ANP. 2016. *Plano de Desenvolvimento do Campo Cexis*. Disponível em:
<http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Cexis.pdf>. Acesso em 24/jan/2021.

Agência Nacional do Petróleo - ANP. 2017. *14º Rodada - Sumário Geológico e Setores em oferta (Bacia do Recôncavo)*.
<http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round14/Mapas/sumarios/Sumario_Geologico_R14_Reconcavo.pdf>. Acesso em 24/jan/2021.

Agência Nacional do Petróleo - ANP. 2021. *Acervo de Dados - Dados de poços – Arquivo “Tabela de poços” (.xlsx)*. <<https://www.gov.br/anp/pt-r/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados-tecnicos/acervo-de-dados>>. Acesso em 18/nov/2021.

Aguiar G. A., Mato L. F. 1990. Definição e relações estratigráficas da Formação Afligidos nas bacias do Recôncavo, Tucano Sul e Camamu, Bahia, Brasil. In: Congresso Brasileiro De Geologia, 36, Natal. Anais. Sociedade Brasileira de Geologia, São Paulo, 1:157-170.

Amyx J., Bass D., Whiting R. L. 1960. *Petroleum reservoir engineering physical properties*. 610p.

Bizzi L.A., Schobbenhaus C., Vidotti R.M., Gonçalves J.H. 2003. *Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil: texto, mapas e SIG*. Brasília, CPRM, 643p.

Caixeta J.M., Bueno G.V., Magnavita L.P., Feijo F.J. 1994. Reconcavo, Tucano and Jatoba Basins; Bacias do Recôncavo, Tucano e Jatobá. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, 8(1): 163-172.

Camões A.M. 1988. Modelo tectono-sedimentar do Campo de Cexis, bacia de Reconcavo. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, 2(2-4): 267-275.

Chilingar G. V. 1964. Relationship between porosity, permeability, and grain-size distribution of sands and sandstones. In: van Straaten, L. M. J. U. 2011. *Deltaic and shallow marine deposits*. Elsevier Science, 464p.

Cosentino L. 2001. *Integrated reservoir studies*. Editions Technip, 328p.

Dandekar A.Y. 2013. *Petroleum reservoir rock and fluid properties*. Second Edition, CRC press, 518p.

De Figueiredo A.M.F. E., Zabalaga J.C., Oliveira J.J., Aguiar G.A., Silva O.B., Bruhn C.H.L. 1994. Recôncavo basin, Brazil: a prolific intracontinental rift basin. *Memoirs-American Association of Petroleum Geologists*, **59**: 157-203.

Falcão L. C., Della Favera J. C. 2012. Sublacustrine channel-levee system of the Caruaçu member, southwest Recôncavo Basin, Bahia, Brazil. *Revista Brasileira de Geociências*, 42(3), 539-546.

Fanchi J.R. 2018. *Principles of applied reservoir simulation*. Fourth Edition, Elsevier - Gulf professional publishing, 353p.

Freire A.F.M., dos Santos G.F.R., da Silva C.F., Lupinacci W. M. 2020. Recognition of turbidite stages in the Massapê oil field, Recôncavo Basin -Brazil, using well logs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **192**: 107-279.

Guerra G.S. 2002. *Fácies sedimentares dos membros Pitanga e Caruaçu da Formação Maracangalha (Cretáceo da Bacia do Recôncavo)*. Monografia de Conclusão de Curso, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 86p.

Guerra G. S., Borgui L. 2003. fácies sedimentares gravitacionais e deformacionais da Formação Maracangalha em afloramento e sua importância na exploração da Bacia do Recôncavo. In 2º Congresso Brasileiro de P&D de Petróleo e Gás. Anais. Rio de Janeiro.

Lucia F.J. 1999. *Carbonate Reservoir Characterization*. Springer Berlin Heidelberg.

Magalhães A. J., Caixeta J. M., Gomes, N. S. 1995. Depositional control on Caruacu sandstones diagenesis, Reconcavo Basin; Controle deposicional na diagenese dos arenitos Caruacu, Bacia do Reconcavo. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 9.

Magnavita L.P., Silva R.D., Sanches C.P. 2005. Guia de campo da Bacia do Recôncavo, NE do Brasil. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, **13**(2), 301-334.

Magnavita L. P., Szatmari P., Cupertino J. A., Destro N., Roberts D. G. 2012. The Recôncavo Basin. In: *Regional Geology and Tectonics: Phanerozoic Rift Systems and Sedimentary Basins*, 1, 383.

Milhomem P.S., De Maman E.J., Oliveira F.M., Carvalho M.S.S., Souzalima W. 2003. Bacias sedimentares brasileiras: Bacia do Recôncavo. *Fundação Paleontológica Phoenix*, **5**(11).

Netto A. S. T., Oliveira J. J. 1985. O preenchimento do rift-valley na Bacia do Recôncavo. *Revista Brasileira de Geociências*, **15**(2): 97-102.

Rosa A. J., de Souza Carvalho R., Xavier J. A. D. 2006. *Engenharia de reservatórios de petróleo*. 1ª edição, Interciência, 808p.

Santos N. L., Correa-Gomes L. C. 2018. Study on the gravitational flow directions of the Maracangalha Formation (Early Cretaceous), Bom Despacho, NNE area of Itaparica Island, Bahia, Brazil. *Brazilian Journal of Geology*, v. 48, n. 03.

Selley R. C. 2000. *Applied sedimentology*. Second Edition, Elsevier - Academic Press, 543p.

Schön, J. H. 2015. *Physical properties of rocks: Fundamentals and principles of petrophysics*. Second Edition, Elsevier, 512p.

Silva O.B., Caixeta J.M., Milhomem P.D.S., Kosin M.D. 2007. Bacia do recôncavo. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, **15**(2): 423-431.

Tiab D., Donaldson E.C. 2015. *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. Fourth Edition, Elsevier - Gulf professional publishing, 894p.

Tissot P. B., Welte D. H. 1984. *Petroleum formation and occurrence*. Second Revised and Enlarged Edition, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 720p.

Viana C.F, Gama Jr E.G., Simões I.D.A., Moura J.A., Fonseca J.D.R., Alves, R.J. 1971. Revisão estratigráfica da bacia Recôncavo/Tucano. *Boletim técnico da Petrobrás*, **14**(3-4): 157-19.

Yang S., Wei J. 2017. *Fundamentals of petrophysics*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 502p.