UNIVERSIDADE ESTADUAL DO NORTE FLUMINENSE DARCY RIBEIRO Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo Pós-Graduação em Engenharia de Reservatório e de Exploração

Dissertação de Mestrado

# Plays Exploratórios da Bacia Potiguar em águas profundas e ultraprofundas, Margem Equatorial Brasileira

EDIANE BATISTA DA SILVA

Macaé-RJ, Fevereiro/2021

# Plays Exploratórios da Bacia Potiguar em águas profundas e ultraprofundas, Margem Equatorial Brasileira

#### EDIANE BATISTA DA SILVA

Dissertação apresentado ao Centro de Ciência Tecnologia е da Universidade Estadual do Norte Fluminense, como parte das exigências para obtenção do título de mestre em Engenharia de Reservatório e de Exploração.

Orientador: Prof. Dr. Hélio Jorge P. Severiano Ribeiro

Macaé-RJ, Fevereiro/2021

# FICHA CATALOGRÁFICA PREPARADA PELA BIBLIOTECA DO LENEP

551.80981	
S586p	Silva, Ediane Batista da
2021	<i>Play</i> s exploratórios da Bacia Potiguar em águas profundas e
	ultraprofundas, Margem Equatorial Brasileira / Ediane Batista da Silva
	Macaé: Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro.
	Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo, 2021.
	xix, 151 f. : il.
	Dissertação (Mestrado em Engenharia de Reservatório e de Exploração)
	Orientador: Hélio Jorge P. Severiano Ribeiro.
	Bibliografia: f. 136-144
	1. Bacia Potiguar 2. Plays exploratórios 3. Margem Equatorial Brasileira
	4. Nova bacia de fronteira I. Título.

## PLAYS EXPLORATÓRIOS DA BACIA POTIGUAR EM ÁGUAS PROFUNDAS E ULTRAPROFUNDAS, MARGEM EQUATORIAL BRASILEIRA

#### EDIANE BATISTA DA SILVA

Dissertação apresentado ao Centro de Ciência e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense, como parte das exigências para obtenção do título de mestre em Engenharia de Reservatório e de Exploração.

Aprovada em 12/02/2021

Comissão Examinadora:

Geól Klédson Tomaso Pereira de Lima (D.Sc., Engenharia de Reservatório e de Exploração) - PETROBRAS

Prof. Fernando Sérgio de Moraes (Ph.D., Ģeofísica) - LENEP/CCT/UENF

Prof. Dr.- Victor Hugo Santos (D.Sc. Geologia) - LENEP/CCT/UENF

Prof. Helio J. R. Severiano Ribeiro - (D.Sc., Geociências) - LENEP/CCT/UENF (Orientador)

"O futuro muda porque você olhou para ele, e isso muda todo o resto" (Philip K. Dick, 1928-1982).

#### AGRADECIMENTOS

A paz de vida que tenho para conduzir esse trabalho e os próximos.

Aos meus queridos e amados pais (Rosiana e Edmilson), pelo carinho, amor e dedicação ao longo de todos esses anos.

Aos meus queridos e amados irmãos (Cris, Junior e Josi), pelo amor e as cervejas de sempre.

Aos meus queridos e amados sobrinhos (Juliana, Ângelo, Gabriel e Rafaela) pela imensa felicidade de vida.

Ao professor Severiano Ribeiro, pela orientação, paciência e correções.

À professora Eliane de Souza, pela ajuda e orientação com as análises geoquímicas.

Ao fomento à formação de recursos humanos em Geofísica por meio da criação do PFRH-PB, pela concessão de um ano de bolsa de estudo e também a FAPERJ/UENF pela concessão da bolsa para completar o mestrado.

À Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Combustível (ANP), pela disponibilização dos dados de poços e linhas sísmicas.

Aos colegas de profissão e estudo, Carolina Amorim e Bernardo Portugal, pela amizade e por compartilhar conhecimento.

# SUMÁRIO

1.	INTRC	DDUÇÃO	1
2.	OBJET	TIVOS	2
3.	ESTRI	UTURA DA DISSERTAÇÃO	2
4.	LOCAI	LIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO	3
5.	REVIS	ÃO BIBLIOGRÁFICA	5
5	.1. Evol	ução tectono-sedimentar da Margem Equatorial Atlântica	5
5 T	5.2 Sister	mas deposicionais marinhos de águas profundas e ultraprofundas: s1	8
	5.2.1 massa	Expressão sísmica de turbiditos e depósitos de transporte de (MTD) em águas profundas/ultraprofundas2	24
5	.3 Sister	ma Petrolífero	0
	5.3.1 S	Sistemas Petrolíferos da margem equatorial sul-americana e african 4	a 1
5 n	i.4. Desc la Bacia	cobertas nas bacias da Margem Transformante da África Ocidental Guiana-Suriname4	e -8
5	5.5 Bacia	a Potiguar5	4
5	5.5.1 E	Evolução Tectono-sedimentar5	8
5	5.5.2 \$	Sistemas Petrolíferos e Principais Campos6	2
5	5.3 S	Sistemas Petrolíferos da Bacia Benin, Bacia correlata da Bacia	•••
с F			9 75
б.	RESU	LTADOS E DISCUSSOES (paper)	5
E	s.1. Explo Brazilian	eratory Plays of Potiguar Basin in deep and ultra deep water, Equatorial Margin	'5
	6.1.1.	Abstract7	'5
	6.1.2.	Introduction7	7
	6.1.3. (	Geological Setting7	'8

	6.1.4. Data set and Methods	. 82
	6.1.5. Seismic Interpretation	. 82
	6.1.6 Structural Framework	. 98
	6.1.7 Petroleum Systems	101
	6.1.8 Discussion	125
	6.1.9 Conclusions	129
	6.1.10 Acknowledgements	131
	6.1.11 References	131
7.	CONSIDERAÇÕES FINAIS (DISSERTAÇÃO)	134
8.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS (DISSERTAÇÃO)	. 75
Ane	exo (seções sísmicas interpretadas/não-interpretadas))	145

#### Lista de Figuras

- Figura 3: Exemplifica os estágios tectônicos propostos por Matos, 2000. A) fase representada por conglomerados de borda de falha e sedimentos de lagos fase sin-rifte (R). B) Fase posterior é caracterizada por falhas transformantes transtrativas, fase sin-transformante S-TR. C) A última fase pós-transformante com sedimentação contínua P-TR. D) Exemplifica as três fases correspondente ao desenvolvimento das bacias de Margem Equatorial Brasileira. Essas fases também são exemplificadas na tabela 1. Legenda: P-TR = Seção Pós-Transformante; S-TR = Seção Sin-Transformante e PrTR /S-Tr = Seção Pré-Transformante/Sin-Transtração.

- Figura 9: Quadro comparativos entre os principais tipos de sistemas turbidíticos, com destaque nos que ocorrem nas margens passivas das bacias brasileiras (modificado de D'Ávila et al., 2008).

- Figura 12: Principais ocorrência de turbiditos e depósitos de movimentos de massa dentro de uma bacia. Perfil A-A' mostrando cânions do talude onde ocorre frequentemente areia no

seu talvegue. Perfil B-B' mostrando a ocorrência de turbiditos de levee/overbank. Perfil C-C' mostrando ocorrência dos depósitos de movimento de massa (modificado de http://www.sepmstrata.org/page.aspx?pageid=39)......29 Figura 13: Alguns elementos do sistema petrolífero e seus respectivos processos. (Modificado e Figura 14: Perfil esquemático dos resultados da Pirólise Rock-Eval. S1 - corresponde aos hidrogênios livres, S2 – corresponde ao potencial gerador (ao HC produzido no craqueamento) e S3 o dióxido de carbono liberado da matéria orgânica (modificado de Figura 15: Gráfico tipo Van Krevelen, mostrando os três tipos de ocorrência de querogênio em amostras do poço 1-BRSA-1205-CES da Bacia Potiguar (gráfico confeccionado pela autora a partir de dados do poço concedidos pela ANP)......35 Figura 16: Representação da porosidade primária. (A) Porosidade intergranular (ou interpartícula), comumente encontrada em arenitos. (B) Porosidade mista intergranular (ou Figura 17: Esquema exemplificando os principais tipos de trapas que ocorrem dentro do sistema petrolífero. As letras a, b, e c exemplificam as trapas estratigráficas (pinch-out, discordância e digenética, respectivamente), as letras d), e), f) exemplificam as trapas estruturais (dobras, falhas e domos de sal) e g) hidrodinâmica......40 Figura 18: Os processos fundamentais dentro do sistema petrolífero. Migração primária, migração secundária, acumulações trapas е as (modificado de http://railsback.org/PGSG/PetroleumFive04.pdf)......40 Figura 19: Cartas estratigráficas das bacias brasileiras da margem equatorial sul-americana e a localização das principais rochas geradoras e reservatórios dentro do sistema petrolífero de cada bacia (modificado de Condé et al., 2007; Figueiredo et al., 2007; Pessoa Neto et al., Figura 20: Carta estratigráfica das Bacias do Golfo da Guiné, margem transformante do oeste africano, com destaque para os principais reservatórios que estão sendo explorados, principalmente o Play Jubilee que se encontra na Bacia de Tano. (Redesenhado e Figura 21: Localização das bacias da Província do Golfo da Guiné, com as principais Figura 22: Carta estratigráfica das bacias do Golfo da Guiné com as três fases principais de evolução tectônica. Em destaque (retângulo vermelho) o intervalo de ocorrência das Figura 23: Mapa de localização da Bacia de Benin, bacia correlata à Bacia Potiguar (Brownfield Figura 24: Seção geológica esquemática do Campo de Jubilee, com a identificação dos principais plays exploratórios (modificado de Borsato et al., 2012). Figura 25: Mapa de localização do complexo de Lisa (campos de Lisa, Payara, Snoek e Ranger), campos de Zaedyus e dos principais leads das bacias de Margem Equatorial Brasileira.

- **Figura 29**: Mapa Tectônico da fragmentação do supercontinente Gondwana com a formação da Bacia Potiguar do lado da América do Sul e das bacias do Golfo da Guiné na margem transformante **a**fricana. Os pontos em vermelho são as localizações de Jubilee (Bacia de Tano) e Zaedyus e Lisa (Bacia Guiana-Suriname) (modificado de Herbst et al., 2012)....58
- Figura 30: Blocos diagramas de cada fase evolutiva da Bacia Potiguar: A) Fase Rifte I composta pelos sedimentos da Formação Pendência; B) Fase Rifte II composta pela sedimentação da Formação Pescada; C) Fase Pós-Rifte representado pela Formação Alagamar e seus respectivos membros e camada; D) Fase Drifte Transgressiva composta pela Formações Açu, Ponta do Mel, Quebradas e Jandaíra; E) Fase Drifte Regressiva representada pelas formações Ubarana, Guamaré, Tibau e Barreiras (Modificado e redesenhado de Bertani et al., 1990 e ANP, 2011).
- Figura 31: Principais campos produtores da Bacia Potiguar. Em preto as seções geológicas apresentadas nas Figuras 32, 33, 34 e 35 (mapa confeccionado pela autora a partir de dados da ANP).

- Figura 37: Carta estratigráfica da Bacia de Benin demostrando suas principais formações, estágios tectônicos e as possíveis rochas geradoras, rochas reservatórios e selantes (modificado de Benvenutti, 2012)......71

rigura 30. Seção geológica do Campo de Seme com os principais plays exploratorios da Dacia
de Benin, ao lado a carta estratigráfica da bacia com as principais descobertas
(redesenhado e modificado de Borsato et al, 2012)
Figura 39: Location of the Potiguar Basin in their oil and/or gas fields78
Figura 40: Potiguar Basin stratigraphic chart showing the Supersequences. The red rectangle
shows the Upper Cretaceous petroleum systems interval correlated to the main discoveries
in West Africa Equatorial Margin and Guyana-Suriname basins (modified from Pessoa Neto
et al., 2007)
Figura 41: (a) Stratigraphic chart and (b) schematic geological section of the Benin Basin, Sémé
field area, showing the main exploratory plays of the basin. The red rectangle shows the
Upper Cretaceous petroleum systems (Modified from Borsato et al., 2012)
Figura 42: Seismic and well data used in this research
Figura 43: Interpretated horizons with the main chronostratigraphic markers interpreted horizons
and the chronostratigraphic intervals, as also the correlation well
Figura 44: Interpreted chronostratigraphic intervals, corresponding seismic facies, geological
interpretation and tectonic stages
Figura 45: Line 4. (a) Uninterpreted, (b) Interpreted horizons and (c) interpreted horizons and
chronostratigraphic units. See legends on Figure 4387
Figura 46: The PB basement (BAS). Parts of lines 2 (a) and 3 (b)
Figura 47:Unit 1 is inserted in the Pre-transform/Syn-transtension context observed in the large
normal lystric faults with a transtensional component which make up this unit. Hemi-grabens
were observed intensely folded and tilted 89
Figura 48:Unit 2 represented by continuous plane-parallel reflectors only interrupted by strike-slip
Figura 48:Unit 2 represented by continuous plane-parallel reflectors only interrupted by strike-slip faults, characterizing the Syn-transform phase, constituted by fluvio-deltaic sediments of the
Figura 48:Unit 2 represented by continuous plane-parallel reflectors only interrupted by strike-slip faults, characterizing the Syn-transform phase, constituted by fluvio-deltaic sediments of the Alagamar Formation. See legends on Figure 47
<ul> <li>Figura 48:Unit 2 represented by continuous plane-parallel reflectors only interrupted by strike-slip faults, characterizing the Syn-transform phase, constituted by fluvio-deltaic sediments of the Alagamar Formation. See legends on Figure 47.</li> <li>Figura 49: Unit 3 between the AT and KT horizons (Upper Cretaceous), marks the transgressive</li> </ul>
<ul> <li>Figura 48:Unit 2 represented by continuous plane-parallel reflectors only interrupted by strike-slip faults, characterizing the Syn-transform phase, constituted by fluvio-deltaic sediments of the Alagamar Formation. See legends on Figure 47</li></ul>
<ul> <li>Figura 48:Unit 2 represented by continuous plane-parallel reflectors only interrupted by strike-slip faults, characterizing the Syn-transform phase, constituted by fluvio-deltaic sediments of the Alagamar Formation. See legends on Figure 47</li></ul>
<ul> <li>Figura 48:Unit 2 represented by continuous plane-parallel reflectors only interrupted by strike-slip faults, characterizing the Syn-transform phase, constituted by fluvio-deltaic sediments of the Alagamar Formation. See legends on Figure 47</li></ul>
<ul> <li>Figura 48:Unit 2 represented by continuous plane-parallel reflectors only interrupted by strike-slip faults, characterizing the Syn-transform phase, constituted by fluvio-deltaic sediments of the Alagamar Formation. See legends on Figure 47</li></ul>
<ul> <li>Figura 48:Unit 2 represented by continuous plane-parallel reflectors only interrupted by strike-slip faults, characterizing the Syn-transform phase, constituted by fluvio-deltaic sediments of the Alagamar Formation. See legends on Figure 47</li></ul>
<ul> <li>Figura 48:Unit 2 represented by continuous plane-parallel reflectors only interrupted by strike-slip faults, characterizing the Syn-transform phase, constituted by fluvio-deltaic sediments of the Alagamar Formation. See legends on Figure 47</li></ul>
<ul> <li>Figura 48:Unit 2 represented by continuous plane-parallel reflectors only interrupted by strike-slip faults, characterizing the Syn-transform phase, constituted by fluvio-deltaic sediments of the Alagamar Formation. See legends on Figure 47</li></ul>
<ul> <li>Figura 48:Unit 2 represented by continuous plane-parallel reflectors only interrupted by strike-slip faults, characterizing the Syn-transform phase, constituted by fluvio-deltaic sediments of the Alagamar Formation. See legends on Figure 47</li></ul>
<ul> <li>Figura 48:Unit 2 represented by continuous plane-parallel reflectors only interrupted by strike-slip faults, characterizing the Syn-transform phase, constituted by fluvio-deltaic sediments of the Alagamar Formation. See legends on Figure 47</li></ul>
<ul> <li>Figura 48:Unit 2 represented by continuous plane-parallel reflectors only interrupted by strike-slip faults, characterizing the Syn-transform phase, constituted by fluvio-deltaic sediments of the Alagamar Formation. See legends on Figure 47</li></ul>
<ul> <li>Figura 48:Unit 2 represented by continuous plane-parallel reflectors only interrupted by strike-slip faults, characterizing the Syn-transform phase, constituted by fluvio-deltaic sediments of the Alagamar Formation. See legends on Figure 47</li></ul>
<ul> <li>Figura 48:Unit 2 represented by continuous plane-parallel reflectors only interrupted by strike-slip faults, characterizing the Syn-transform phase, constituted by fluvio-deltaic sediments of the Alagamar Formation. See legends on Figure 47</li></ul>
<ul> <li>Figura 48:Unit 2 represented by continuous plane-parallel reflectors only interrupted by strike-slip faults, characterizing the Syn-transform phase, constituted by fluvio-deltaic sediments of the Alagamar Formation. See legends on Figure 47</li></ul>

Figura 54: Distal and Abyssal domains. The highlights white rectangles (1, 2) will be shown in Figura 55: 1) Distal domain represented by synthetic faults with a transtensional component and 2) Abyssal domain represented by vertical/subvertical transcurrent faults with intrusions associated. See legends on Figure 47......100 Figura 56: Van Krevelen Diagram of the analyzed wells, showing the predominant kerogen types of the three source rocks in the studied area......102 Figura 57: Well A geochemical profile. TOC, IH and Tmax values, also related to the chronostratigraphic range and lithostratigraphic units. Observe the good and very good values of TOC and HI good for gas and gas/oil generation to Alagamar Formation, from Figura 58: Well B geochemical profile, showing TOC, HI and Tmax values and depths of occurrence, as well as the correspondent chronostratigraphic ranges and lithostratigraphic units. Observe the excellent values of TOC (6%) and HI (>600 mgHC/gTOC) for oil and oil/gas generation to Quebradas Formation (Cenomanian-Turonian) at approximately Figura 59: Well C geochemical profile. TOC, HI and Tmax values with the respective depth of occurrence and chronostratigraphic ranges and lithostratigraphic units. Observe the excellent TOC and HI values at the Alagamar Formation top, between 3,800 and 3,900m. Figura 60: Well D geochemical profile. TOC, HI and Tmax versus depth and the respective chronostratigraphic ranges and lithostratigraphic units. Observe the high TOC values up to 21%n near the top of the Alagamar Formation, approximately at 3,750m, being within the oil Figura 61: Three interpreted petroleum systems to the PB studied area (based on Pessoa Neto Figura 62: Strike-Slip play between the transtensive faults which trapping the reservoirs. The acoustic impedance high contrast of the seismic attributes better individualizes the reservoirs of this play, in contrast to the very high values of seismic amplitudes of igneous intrusions. Figura 64: Strike-Slip Play between transtensive faults and trapped by middle Aptian Top angular unconformity (green line). (a) Well A in Line 1 and (b) Well D in Line 4, both confirm the occurrence of oil and gas in these reservoirs in fluvio-deltaic sandstones of the Pescada Formation and in the deltaic fluvial sandstones of the Upanema Member of the Alagamar Figura 65: Schematic geological section showing the Strike-Slip Play based on the figures 64A and 64B. The arrows indicate the hydrocarbon migration from the Pendência Formation (late 

Figura 68: Anticlinal play comprises the reservoirs of fluvio-deltaic sandstones of the Pescada
Formation (a) and the deltaic fluvial sandstones of the Upanema Member of the Alagamar
Formation (b)117
Figura 69: Schematic geological section showing the Anticlinal play based on the figures 68(a)
and 68(b). The arrows indicate oil and/or gas migration from shales of the Pendência
Formation and Alagamar Formation118
Figura 70: Turbiditic play: turbiditic sandstones of the Ubarana Formation (Upper Cretaceous).
Figura 71: Turbiditic play. The occurrence of turbiditic sandstones of the Upper Cretaceous
Ubarana Formation and Pescada Formation 121
Figura 72: Turbiditic play. The turbiditic and contouritic sandstones of the Paleocene-Eocene of
the Ubarana Formation, associated to igneous intrusions.
Figura 73: The main occurrences of Turbiditic play in turbidites sandstones of the Ubarana
Formation (a), (b), (c) and (d). The arrows indicate that oil and gas are migrating from the
marine shales of the Quebradas Formation (Cenomanian-Turonian) as well as from the
Alagamar Formation (Aptian-Albian) shales
Figura 74: Schematic geological section showing the Turbiditic play based on figures 73(a), (b),
(c) and (d), showing turbiditic sandstone of the Ubarana Formation of the Upper Cretaceous
and Paleocene-Oligocene, with probable hydrocarbons generated from Quebradas
Formation source rocks (Cenomanian-Turonian) with lateral migration, the seal are the
shales of the Ubarana Formation124

#### Lista de Tabelas

<b>Tabela 1:</b> Evolução Geodinâmica da Margem Equatorial (Modificado de Matos, 2000).           7
Tabela 2: Classificação dos tipos de fluxos gravitacionais de sedimentos (Modificado de
Lower,1982 e D'Ávila et al., 2008)18
<b>Tabela 3</b> : Exemplificando alguns tipos de <i>play</i> s exploratórios da Bacia Potiguar.         31
Tabela 4: Definição do Potencial Petrolífero segundo parâmetros obtidos na Pirólise Rock-Eval
(modificado de Peter e Cassa, 1994)
Tabela 5: Estágios de evolução térmica da matéria orgânica mostrando os valores de
temperatura obtidos para cada fase pela pirólise Rock-Eval (Tmáx) e os estágios de
evolução da MO pelos processos de soterramento (diagênese, catagênese e metagênese)
(modificado de Selley, 1998: Peters e Cassa, 1994)
Tabela 6: Classificação da porosidade (Hyne, 2001; PGT, 2011).         37
Tabela 7: classificação quanto a permeabilidade (modificado de Hyne, 2001; PGT, 2011)38
Tabela 8: Three interpreted petroleum system in the studied area
Tabela 9: PB exploratory plays interpreted in this research to deep/ultra-deep waters 108
Tabela 10: Source and reservoirs rocks correlations between Potiguar and Benin basins 126
Tabela 11: Summary of the interpreted plays (bswb - below sea water bottom) 128

#### RESUMO

A Bacia Potiguar (PB) em águas profundas e ultraprofundas representa uma das mais importantes bacias de fronteira exploratória, como outras da Margem Equatorial Brasileira, depois as descobertas que ocorreram na margem conjugada da África Ocidental a partir de 2007 (Jubileu, Tweneboa, Vênus, Mercúrio e outros campos) e na Bacia de Guiana-Suriname a partir de 2011 (Campo de Zaedyus e Complexo Liza/Exxon's Stabroek block). Visando aplicação de plays similares dessas descobertas foi realizada a interpretação sísmica 2D com o apoio de dados de poços de águas profundas/ultraprofundas da PB. Assim, com base nos horizontes sísmicos correspondentes aos principais eventos tectono-sedimentares, cinco intervalos cronoestratigráficos foram interpretados: U1, U2, U3, U4 e U5. Além disso, foram interpretados três sistemas petrolíferos: Pendência-Pescada (!), Alagamar-Alagamar (!) e Quebradas-Ubarana (.). As rochas geradoras Pendência são os folhelhos lacustre do Neoberriasiano/Eobarremiano. As rochas geradoras Alagamar são os folhelhos marinho evaporíticos e margas do Membro Galinho e as Camadas Ponta de Tubarão (CPT) do Aptiano-Albiano. As rochas geradoras Quebradas são os folhelhos marinhos de águas profundas do Cenomaniano-Turoniano. Dentre essas rochas geradoras, a melhores são do Membro Galinhos/Camadas Ponta do Tubarão, atingindo até 21% COT, guerogênio Tipo II/III, excelente potencial petrolífero para geração de óleo/gás e com maturidade térmica na área estudada. A Formação Quebradas, que é correlacionada às rochas geradoras Cenomaniano-Turoniano das bacias da África Ocidental e Guiana-Suriname, atinge até 6% COT, querogênio Tipo I/II, potencial de petróleo muito bom a excelente para geração de petróleo e maturidade térmica adequada na área estudada. Três plays foram interpretados: Strike-slip, Anticlinal e Turbiditic, cuja profundidade da água do mar varia de 1.500m a 1.900m. Considerando o fundo de mar como datum, as rochas reservatórios (arenitos flúvio-deltaicos e turbidíticos) estão entre 3.050m a 5.800m de profundidade e as rochas geradoras estão aproximadamente 3.500m a 6.500m. As rochas selantes são os folhelhos marinhos do Neocretáceo. As trapas são principalmente estratigráficas (pinch-out). As rotas de migração são preferencialmente laterais (Turbiditic Play)

e também verticiais através das falhas transtensivas (*Strike-slip* and *Anticlinal plays*). A profundidade estimada do topo da janela de óleo com base em perfis geoquímicos de poços é de cerca de 2.600 m abaixo do fundo marinho. Além disso, estudos em bacias Equatoriais Africanas indicam que o topo da janela de óleo ocorre aproximadamente a 2.700 metros abaixo do fundo do mar. Portanto, todas as rochas geradoras para as três *plays* interpretados estão abaixo do topo da janela de óleo e/ou gás. Dessa forma, a área estudada em águas profundas/ultraprofundas do PB apresenta um grande potencial exploratório tanto de óleo quanto de gás.

Palavras-chave: Bacia Potiguar; Plays exploratórios; Margem Equatorial Brasileira; nova Bacia de fronteira.

#### ABSTRACT

Potiguar Basin (PB) deep/ultra-deep waters represents one of the most important exploratory frontier basins, like others on the Brazilian Equatorial Margin, after the discoveries on the West Africa conjugated margin since 2007 (Jubilee, Tweneboa, Venus, Mercury and others fields) and in the Guiana-Suriname Basin since 2011 (Zaedyus field and Liza Complex/Exxon's Stabroek block). Aiming to apply similar plays of these discoveries, was performed a 2D seismic interpretation supported by well data in deep/ultra-deep waters of the PB. Thus, based on the seismic horizons corresponding to the main tectono-sedimentary events, five chronostratigraphic intervals were interpreted: U1, U2, U3, U4, and U5. Moreover, there were interpreted three petroleum systems: Pendência-Pescada (!), Alagamar-Alagamar (!) and Quebradas-Ubarana (.). Pendência Formation source rocks are late Berriasian-early Barremian lacustrine shales. Alagamar Formation source rocks are Aptian-Albian evaporitic marine shales and marls of the Galinhos Member and Ponta do Tubarão Beds. Quebradas Formation source rocks are Cenomanian-Turonian deep water marine shales. Among these source rocks, the best is Galinhos Member/Ponta do Tubarão Beds, reaching up to 21% TOC, Type II/III kerogen, excellent petroleum potential for oil/gas generation, and with thermal maturity at the studied area. Quebradas Formation, which is correlated to Cenomanian-Turonian source rocks of the West Africa and Guyana-Suriname basins, reaches up 6% TOC, Type I/II kerogen, very good to excellent petroleum potential for oil generation, and adequate thermal maturity at the studied area. Three plays were interpreted: Strike-slip, Anticlinal and Turbiditic, whose seawater depth varies from 1,500m to 1,900m. Considering the seawater bottom as a datum, reservoir rocks (fluvio-deltaic and turbidites sandstones) are about 3,050m to 5,800m and source rocks nearly 3,500m to 6,500m. Seal rocks could be Upper Cretaceous marine shales. Traps are mainly stratigraphic (pinch-out). Migration pathways are mainly lateral (Turbiditic Play) or also vertical through transtensive faults (Strike-slip and Anticlinal plays). The oil window top estimated depth based on well geochemical profiles is about 2,600m below the sea water bottom. Besides that, studies in African Equatorial basins state the oil window top occurs approximately at 2,700 meters below the sea water bottom. Therefore, all the source rocks to the three interpreted plays

are below the oil and/or gas window top. In such way, the studied area in deep/ultradeep waters of PB has a great exploratory potential for both oil and/or gas.

Keywords: Potiguar Basin; Exploratory plays; Brazilian Equatorial Margin; New Frontier Basins

#### 1. INTRODUÇÃO

Nos últimos 15 anos, as bacias da Margem Equatorial Brasileira despertaram ainda mais interesse para a prospecção petrolífera devido às significativas descobertas nas bacias do oeste da África e no *offshore* da Guiana Francesa.

Em 2007 foi descoberto uma expressiva acumulação petrolífera na região offshore de Gana, o play Jubilee, na Bacia da Costa do Marfim (Sub-bacia de Tano). Essa grande descoberta despertou o interesse exploracionista em busca de novas reservas, que culminou em uma série de outras descobertas, como as do campo de Vênus (2009), Mercury (2010) e Júpiter (2011) na Bacia Serra Leoa-Libéria. A maioria desses campos foram descobertos em reservatórios de canais e lobos turbidíticos do Neocretáceo, sendo do tipo estratigráficas (pinch out), as rochas geradoras relacionadas ao Cenomaniano-Turoniano, em ambientes de águas profundas (Sills & Agyapong, 2012; Tetteh, 2016). As bacias africanas e sul americanas se formaram durante a fragmentação do supercontinente Gondwana, estas bacias são ditas correlatas e possuem semelhanças na sua evolução tectônica-sedimentar. Tendo em vista as grandes descobertas de campos petrolíferos no oeste africano foram realizadas a partir de 2013 pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) novas rodadas de licitação para blocos nas bacias de margem equatorial brasileira, também influenciado pelas descobertas de Zaedyus (2012) e Liza (2015) na Bacia da Guina-Suriname.

A descoberta de Jubilee ocorreu a aproximadamente 3.800 metros abaixo do fundo marinho (Tetteh, 2016) e de Liza ocorreu em reservatórios turbidíticos em uma profundidade de aproximadamente 5.400 metros abaixo do fundo marinho (Exxonmobil, 2020).

Na costa africana, a bacia correlata à Bacia Potiguar é a Bacia do Benin, também conhecida como Bacia de Keta-Benin ou Bacia de Keta-Togo-Benin, estando localizada na Província do Golfo da Guiné, assim como as demais bacias do oeste africano (Benvenutti, 2012).

A Bacia Potiguar encontra-se localizada no extremo leste da Margem Equatorial Brasileira e possui um histórico de potencial petrolífero tanto na porção *onshore* quanto *offshore*, sendo mais explotada a parte terrestre dessa bacia. Entretanto, pouco ainda se conhece sobre parte *offshore* de águas profundas e ultraprofundas, podendo-se afirmar que se caracterizam como uma Nova Fronteira Exploratória, acreditando-se possuir um grande potencial para descobertas de óleos em arenitos tubidíticos do Neocretáceo ao Paleógeno, cujas rochas geradoras pertenceriam ao Cenomaniano-Turoniano, em correlação com as bacias do oeste africano e Guiana-Suriname.

#### 2. OBJETIVOS

Através da interpretação sismo-estratigráfica das potenciais rochas reservatórios e análise geoquímica das rochas geradoras, esta pesquisa objetiva identificar os prováveis *plays* exploratórios e sistemas petrolíferos da Bacia Potiguar, buscando exemplos a partir de bacias correlatas do oeste da África, e também da Bacia Guiana-Suriname, além das próprias bacias de margem equatorial brasileira.

#### 3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

A estrutura da dissertação será composta pelos seguintes itens: 4 – Localização da área de estudo, que serão mapas abrangendo a localização da Bacia Potiguar *Offshore* no contexto das bacias de margem equatorial brasileira, apresentando também a demais bacias que compõem a Margem Equatorial; 5 – Revisão bibliográfica abrangendo os seguintes itens: Evolução tectonosedimentar da Margem Equatorial Atlântica, sistemas deposicionais marinhos de águas profundas/ultraprofundas: turbiditos, sendo que nesse capítulo será abordado um subcapítulo sobre expressão sísmica de turbiditos e depósitos de transporte de massa (MTDs) em águas profundas/ultraprofundas. Seguindo ainda com a revisão bibliográfica serão abordados os sistemas petrolíferos da Margem Equatorial Sul-americana e Africana tendo um subcapítulo sobre as descobertas nas bacias de Margem Transformante da África Ocidental e na Bacia Guiana-Suriname. Seguindo com a revisão bibliográfica será abordada a evolução tectono-sedimentar da Bacia Potiguar e seus principais campos e sistemas petrolíferos e especificamente os sistemas petrolíferos de águas profundas/ultraprofundas da Bacia Potiguar.; 6 – O capítulo de resultados e discussões será apresentado em forma de artigo (*paper*) para posterior publicação em uma revista científica e irá abranger toda metodologia aplicada no mapeamento da interpretação sismoestratigráfica, o contexto geológico da bacia, os principais sistemas petrolíferos interpretados e *plays* exploratórios, e as possíveis correlações com as demais bacia e, finalizando, com as discussões, conclusões, agradecimentos e referências bibliográficas. Os dois últimos itens, 7 e 8, serão respectivamente as considerações finais da dissertação e as referências bibliográficas da dissertação. Além das seções sísmicas interpretadas/não interpretadas que irão no anexo.

### 4. LOCALIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO

A Bacia Potiguar faz parte das bacias equatoriais brasileiras, que incluem também a Bacia da Foz do Amazonas, Bacia Pará-Maranhão, Bacia de Barreirinhas e a Bacia do Ceará. Está localizada na porção mais oriental do Nordeste, na divisa entre as bacias da margem leste e as bacias de margem equatorial (**Figura 1A**).

A Bacia Potiguar abrange nas suas porções emersas aproximadamente 22.500 km<sup>2</sup> e submersas aproximadamente 26.500 km<sup>2</sup>, dispondo-se quase que totalmente no Estado do Rio Grande do Norte e ocupando apenas uma porção do Estado do Ceará. É delimitada a noroeste pelo Alto de Fortaleza que a separa da Bacia do Ceará, a leste pelo Alto de Touros que a separa da Bacia Pernambuco-Paraíba, ao norte com o oceano Atlântico (isóbata de 2000 m) e o limite sul pelo embasamento cristalino da Província Borborema (**Figura 1B**) (Bertani *et al.*, 1990; Pessoa Neto, 1999; Pessoa Neto *et al.*, 2007, Soares *et al.*, 2005).



Figura 1: Mapas de localização da Bacia Potiguar. A) As bacias de Margem Equatorial brasileira em destaque para a Bacia Potiguar. B) As principais estruturas e altos que delimitam a Bacia Potiguar da Bacia do Ceará e da Bacia Pernambuco-Paraíba

#### 5. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

#### 5.1. Evolução tectono-sedimentar da Margem Equatorial Atlântica.

O estilo estrutural e estratigráfico relacionados com as bacias de Margem Equatorial Atlântica foi utilizado para a reconstrução de modelos tectonosedimentares para essas margens. A partir da atual conjuntura dos continentes sul-americano e africano diversos autores propuseram modelo evolutivos para explicar a formação e o desenvolvimento dessas bacias.

Para Mascle e Blarez (1987) as margens transformantes evoluíram em estágios diferentes com base na posição da falha transformante ativa e a natureza das litosferas relacionadas: O primeiro estágio está relacionado com início da distensão entre os continentes, o segundo estágio está relacionado com estiramento conjuntamente com falhas transformantes intracontinentais, no terceiro estágio o estiramento se prolonga com o desenvolvimento de falhas transformantes oceânicas e contínuo afastamento entre os continentes e aparecimento do centro de espalhamento oceânico e a quarto e último estágio é caracterizado por longas falhas transformantes oceânicas e a formação do novo centro de espalhamento oceânico e a separação definitiva dos dois continentes (**Figura 2**).

As bacias de Margem Equatorial Atlântica apresentam como principais características a ruptura continental controlada pela tectônica transformante e, também, eventos controlados por transtensão ou transpressão (Françolin *et al.*, 1987; Szatmari *et al.*, 1987; Matos, 2000; Milani *et al.*, 2001; Mohriak, 2003; Zálan, 2004; Basile *et al.* 2005).

Matos (2000) definiu para a Margem Equatorial três grandes estágios tectônicos: Estágio Pré-transformante (Pré-transtração e Sin-transtração), Sin-transformante e Pós-transformante, conforme detalhado na **Tabela 01.** 

O período pré-transtração do estágio pré-transformante corresponde ao intervalo de tempo que vai desde o Jurássico até Neocomiano (Eocretáceo) e está relacionado com a principal fase de estiramento da Margem Equatorial.

Esta fase é representada pela formação do rifte de Marajó e da Bacia Potiguar onshore relacionados com a abertura do Atlântico Central e Sul respectivamente



Figura 2: Esquema simplificado dos estágios evolutivos da Margem Equatorial Atlântica. (Modificado de Mascle e Blarez, 1987).

O período sin-transtração do estágio pré-transformante corresponde ao intervalo que vai do Barremiano ao Aptiano e está relacionado com a formação dos depocentros das bacias principalmente na direção NW-SE na fase de estiramento crustal.

O estágio Sin-Transformante está subdividido em: Transtração dominada por cisalhamento puro, Transtração dominada por rejeito direcional, Transpressão dominada por rejeito direcional e Margem Passiva Transformante. Estão incluídas no intervalo que vai do Albiano ao Cenomaniano.

O estágio Pós-Transformante corresponde ao estágio de margem passiva que vai do Cenomaniano ao Recente. A Figura 3 exemplifica os estágios tectônicos propostos por Matos (2000).

Tabela 1: Evolução	Geodinâmica da	Margem Equatoria	I (Modificado de Matos	, 2000).
3			<b>`</b>	/ /

Estágio	Contexto tectônico	Eventos	Idades	Fases
Pós-Transformante (Drifte)	Margem Passiva Margem Passiva	Sedimentação quase contínua devido a contração da Litosfera por resfriamento Contato Crosta Oceânica com Crosta continental	Cenomaniano ao Recente	Drifte
	Transformante	através das falhas transformantes ativas		
Sin-Transformante (Pós-rifte)	Transpressão dominada por rejeito direcional Transtração dominada por rejeito direcional Transtração dominada por cisalhamento puro	Um grande cinturão transpressivo (desenvolvimento nas Bacias Piauí-Camocim) como resultado de um encurtamento geral e elevação em torno de uma curva de restrição do Atlântico Equatorial A movimentação divergente foi acomodada por zonas relativamente estreitas, responsáveis pela maior parte do deslizamento BR-AF (Bacias Pará- Maranhão e Potiguar Leste) Bacias distensivas limitadas por discretas zonas de cisalhamento (Bacias Barreirinhas e	Albiano ao Cenomaniano	Rejeito Direcional
Pré-Transformante	Sin-Transtração (Rifte III)	Mundaú-Potiguar) Depocentros <i>en-echelon</i> de direção NW-SE, sin- rifte amplo e raso, que comumente se assemelha a bacia tipo	Barremiano ao Aptiano	Estiramento
	Pré-Transtração (Rifte II)	Formação do rifte Marajó e Potiguar	Pré- Barremiano	Pré- Estiramento



Figura 3: Exemplifica os estágios tectônicos propostos por Matos, 2000. A) fase representada por conglomerados de borda de falha e sedimentos de lagos – fase sin-rifte (R). B) Fase posterior é caracterizada por falhas transformantes transtrativas, fase sin-transformante – S-TR. C) A última fase - pós-transformante com sedimentação contínua – P-TR. D) Exemplifica as três fases correspondente ao desenvolvimento das bacias de Margem Equatorial Brasileira. Essas fases também são exemplificadas na tabela 1. Legenda: P-TR = Seção Pós-Transformante; S-TR = Seção Sin-Transformante e PrTR /S-Tr = Seção Pré-Transformante/Sin-Transtração. PR = Pré-rifte, t = transicional e R = rifte (Modificado de Matos, 2000).

Na configuração atual das bacias de Margem Equatorial, a porção brasileira engloba as bacias localizadas entre o oeste do Estado do Amapá até o leste do Rio Grande do Norte, incluindo as bacias da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar, já a Margem Transformante da África Ocidental abrange as bacias da Costa do Marfim, Tano, Saltpond, Central, Accra-Keta, Togo e Benin (**Figura 4A**).

Devido às descobertas nos últimos 15 anos de enormes reservas de petróleo e gás natural nas bacias transformantes da África Ocidental (**Figuras 4B e 4C**), as bacias da margem equatorial brasileira se tornaram foco de diversos estudos principalmente após a descoberta do *play* Jubilee, na Bacia de Tano, que atualmente produz aproximadamente 100.000 barris/dia em apenas cinco anos após a sua descoberta (Karagiannopoulos, atualizado em 2018).



Figura 4: A) A conjuntura atual da Margem Equatorial brasileira e da margem Transformante da África Ocidental. B) As bacias da Margem Equatorial brasileira com alguns poços com indícios tanto de petróleo, gás natural e petróleo e gás natural. C) As bacias transformantes da África Ocidental e seus respectivos campos e poços contendo óleo e gás. (mapa confeccionado pela autora a partir dos dados ETOP-1 da National Oceanic and Atmospheric Administartion (NOAA)).

## 5.2 Sistemas deposicionais marinhos de águas profundas e ultraprofundas: Turbiditos

Os processos que dominam o ambiente marinho profundo são aqueles relacionados com fluxos gravitacionais de sedimentos, fluxo gravitacionais de massa e correntes de fundo (D'Ávila *et al.*, 2008). Dentre esses processos os fluxos gravitacionais de sedimentos são aqueles formadores dos sistemas turbidíticos, os outros dois são modificadores desses sistemas, para reservatórios turbidíticos esses dois últimos agente (fluxo gravitacionais de massa e correntes de fundo) podem piorar ou melhorar a qualidade permoporosa dos mesmos.

Para Middleton & Hampton (1973) os fluxos gravitacionais de sedimentos podem ser classificados em quatro tipos diferentes: Fluxo de detritos, correntes de turbidez, fluxo fluidizado (fluxo liquefeito) e fluxo de grãos.

Lower (1979, 1982) relacionou os tipos de fluxos gravitacionais de sedimentos com o comportamento reológico dos materiais e o mecanismo de suporte dos grãos, conforme a **Tabela 2** abaixo.

Comportamento Dinâmico	<i>Mecanismo de suporte de sedimentos</i>	Tipo de Fluxo		
	Turbulência	Correntes de turbidez		
Fluido	Movimentos Ascendente de um fluxo de fluido	Fluxo liquefeitos e/ou fluidizados		
Transicional	Transicional	Slurry Flows		
Plástico	Colisão entre os grãos (Fricção)	o de itos	Fluxo de grãos (Friccional)	
1 100100	Colisão entre os grãos (Argilas)	Flux detr	Fluxo de detritos coesivos	

**Tabela 2**: Classificação dos tipos de fluxos gravitacionais de sedimentos (Modificado de<br/>Lower,1982 e D'Ávila et al., 2008).

Dentre essas classificações este capítulo abordará principalmente as correntes de turbidez que são os tipos de fluxos formadores dos reservatórios turbidíticos.

Segundo D'Ávila *et al.* (2008) as correntes de turbidez são os tipos de fluxos gravitacionais bipartidos com uma configuração de camada basal granular que flui devido uma sobrepressão de poros em condições inerciais, e uma camada superior mais diluída e turbulenta que eventualmente retrabalha e ultrapassa o depósito final da camada basal (**Figura 5**).

A ocorrência das correntes de turbidez pode estar ligada a eventos catastróficos de curta duração, como ondas de tempestade, terremotos, deslocamentos de sedimentos devido a taludes muito íngremes ou mais de longa duração, tais como grandes cheia fluviais. A corrente de turbidez pode ser dividida em três partes: 1) a cabeça, porção frontal, mais rápida e até duas vezes mais espessa que o resto do fluxo, onde são transportados os grãos maiores; 2) o corpo, a região central da corrente onde o fluxo é aproximadamente uniforme; 3) a cauda da corrente, uma zona de rápido adelgaçamento do fluxo, onde dominam os tamanhos de grão menores (**Figura 6**).

As correntes de turbidez podem ser classificadas com base na presença e na proporção dos grãos como: Correntes de turbidez de baixa densidade e correntes de turbidez de alta densidade.

As correntes de turbidez de baixa densidade são constituídas predominantemente por grãos finos que vão desde argila até areia média, que podem ser suspensos pela turbulência do fluxo, sendo depositados pela lenta desaceleração da corrente, começando com a deposição sob tração das areias e finalizando com silte e argila com feições de tração de suspensão. Com o cessar da corrente de turbidez são depositados os sedimentos hemipelágicos e pelágicos em suspensão. A camada gerada possui gradação ascendente.

As correntes de turbidez de alta densidade incluem todos os tamanhos de grãos e com a desaceleração da corrente são depositados os grãos maiores e consecutivamente os menores, tanto mergulho abaixo como radialmente. As correntes de turbidez normalmente iniciam-se com alta densidade e evoluem mergulho abaixo para correntes de baixa densidade (Kuenen & Migliorini, 1950).

19



Figura 5: Esquema de simplificado de um experimento mostrando a composição bipartida de uma corrente de turbidez, onde a camada basal é mais densa e laminar e a camada superior (Postma et al., 1988 apud D'Ávila et al., 2008).



Figura 6: Desenho esquemático de uma típica corrente de turbidez (cabeça, corpo e cauda). (Pickering et al., 1986 apud D'Ávila et al., 2008).

A variação de densidade ao longo da horizontal está presente também quando examinamos a vertical de uma corrente de turbidez, em sua parte proximal e mediana, onde está presente alta densidade próximo à base e baixa densidade próximo ao topo (Lowe,1982).

A fisiografia da bacia, o clima e o relevo da área fonte influenciam, sobremaneira, o tipo de corrente de turbidez e os depósitos turbidíticos formados. Correntes de turbidez iniciadas a partir de cheias fluviais em bacias de *foreland* sofrem duas acelerações – na região montanhosa cortada pelos rios

e, posteriormente, no talude continental – ao passo que as correntes de turbidez geradas por fluxos hiperpicnais (hiperpicnitos), em bacias de menor gradiente, aceleram apenas nas encostas das montanhas e normalmente depositam sua carga na plataforma, antes de atingir o talude e sofrer aceleração catastrófica (Mutti *et al.*, 2003).

A **Figura 7** apresenta os fluxos gravitacionais de massa e fluxos gravitacionais de sedimentos ao longo da trajetória bacia adentro.



Figura 7: Perfil esquemático dos fluxos gravitacionais de massa e fluxos gravitacionais de sedimentos ((Shanmungan & Moiola, 1994 apud D'Ávila et al., 2008).

Para Bouna (1962) a sucessão ideal de um turbidito era composta de agradação normal e uma sucessão vertical de estruturas sedimentares, sendo que quando completa uma porção basal (intervalo Ta), passando para arenitos com laminação paralela (Tb), em seguida com laminação cruzada - *ripples* (Tc), sedimentos finos (silte e argila) associados aos turbiditos (Td) e finalizando com os sedimentos hemipelágicos finos da bacia (Te) como demostrado na **Figura 8**.

Para muitos autores essa sucessão está relacionada com desaceleração da corrente de turbidez que normalmente é atribuída as correntes de turbidez de baixa densidade. A Sequência de Bouna era praticamente restrita a delgadas camadas de areia fina à média intercaladas com folhelho, que se passou a denominar de "turbiditos clássicos" ou TBT's (*Thin Bedded Turbidites*) por Mutti (1992).

Os contínuos estudos sobre os processos atuantes nas correntes de turbidez de alta densidade, aqueles responsáveis pelo transporte de enormes volumes de areia para o contexto marinho profundo, revelou na verdade que os turbiditos resultam de mecanismos mais complexos de transporte e deposição do que aqueles relacionados à Sequência de Bouma.

Por fim, Lowe (1982) subdividiu as correntes de turbidez de alta densidade em dois tipos principais: as correntes de alta densidade arenosas (SHDTC – *sandy high density turbidity currents*) e as cascalhosas (GHDTC - *gravelly high density turbidity currents*), e subdividiu de S1 a S3 para as correntes arenosas e R2 e R3 para as correntes cascalhosas. A **Figura 8** resume as interpretações feitas por Bouma (1962), Lowe (1982) e Mutti (1992).

•••••	Textura	Divisões de Bouma (1962)	Interpretação atual Lowe (1982) e Mutti (1992)
	Lama	Te - Lama pelágica/ hemipelágica laminada	Correntes de Turbidez de baixa densidade desacelerante: decantação pelágica/hemipelágica
	Silte	Td - Silte laminado	Tração + decantação
A A A A A A A A A A A A A A A A A A A	Areia	Tc - Ripples de correntes e cavalgantes, laminas convolutas	Sob regime de fluxo inferior
	Areia	Tb - Laminação Plano-paralela	Sob regime de fluxo superior
	Areia grossa a grânulos	Ta - Maciço ou com gradação normal	Correntes de turbidez de alta densidadede desacelerante: deposição em massa dos grãos
			Carga e erosão

Figura 8: Sequência de turbiditos clássicos de Bouma, (1962), com as interpretações de Lowe (1982) e Mutti (1992) (Seção da sequência de Bouma, 1962 modificado).

Mutti (2004 *apud* D'Ávilla *et al.*, 2008) classificou os sistemas turbidíticos em cinco principais tipos: 1) *foredeep*; 2) prodelta; 3) mistos; 4) canais meandrantes; e 5) canal-*levee* (**Figura 9**). Sendo que normalmente para as bacias de margem divergente os principais tipos são os sistemas turbidíticos 4 e 5.

O sistema turbidítico tipo canais meandrantes se dispõem tanto pela morfologia quanto pela deposição dos canais meandrantes e são caminhos importantes para a passagem de correntes de turbidez, fazendo o transporte de sedimentos para águas profundas. A deposição desses sistemas forma corpos arenosos que podem chegar a dezenas de quilômetros com a migração lateral do canal, se configurando importantes reservatórios petrolíferos (Mutti, 2004).

O sistema turbidítico tipo canal-*levee* é caracterizado por canais confinados entre duas ombreiras ou diques marginais (*levees*), menos sinuosos que os canais meandrantes, sendo que os corpos arenosos ocorrem verticalmente a com a exceção dos casos de rompimento do canal marginal que podem provocar camadas laterais. As camadas de arenitos espessas que preenchem esses canais, normalmente geram refletores sísmicos de alta amplitude (*high -amplitude reflectors -* HARs). Os reservatórios desse tipo de sistema normalmente apresentam excelente conectividade vertical e baixa horizontal (Mutti, 2004).

Tipo	Bacia	Geometria		Continuidade/ interconectividade	
Sistemas	Dacia	Planta	Seção	Lateral	Vertical
1-Turbidíticos de foredeep	foredeep de uma foreland	-10,s Km-1	Bacia	Ótima	Ruim
2-Turbidíticos de prodelta	Wedge top basin deep de uma foreland;	100,s Km-	H100,s Km-J	Boa	Ruim/Regular
3-Turbidíticos misto	divergente rifte intracratônica	F Km H	Raso-Profundo	Boa	Boa
4-Turbidíticos de canais meandrantes	Margem divergente	UR	Bacia		Ruim
5-Turbidíticos de canal- <i>levee</i>	Margem divergente; tipo Cone do Amazonas		-10-20Km-I		Boa

Figura 9: Quadro comparativos entre os principais tipos de sistemas turbidíticos, com destaque nos que ocorrem nas margens passivas das bacias brasileiras (modificado de D'Ávila et al., 2008).

# 5.2.1 - Expressão sísmica de turbiditos e depósitos de transporte de massa (MTD) em águas profundas/ultraprofundas.

A identificação em sísmica dos turbiditos e dos depósitos de movimentos de massa (MTD) requer uma caracterização dos padrões de reflexões sísmicas oriundas de dados sísmicos 3D ou 2D a partir da interpretação dos mesmos.

A identificação desses padrões requer uma análise de fáceis sísmica e sua relação com a dinâmica da bacia sedimentar. A análise de sismofáceis requer o conhecimento das principais feições características dos turbiditos e dos depósitos de movimentos de massa. Quais são as principais feições de turbiditos/MDT em sísmica? Como reconhecer esses sistemas em sísmica? E onde devemos procurar tais feições? São algumas perguntas que serão respondidas nesse subitem.

Ao longo dos anos a indústria petrolífera vem aprimorando o conhecimento para os sistemas turbidíticos, pois ainda são os elementos principias dos reservatórios explorados. Devido as grandes descobertas em arenitos turbidíticos do Neocretáceo da Margem Transformante Africana e da Bacia da Guiana-Suriname, esses tipos de reservatórios ganharam ainda mais importância.

As características principais, porém, pouco evidente, dos modelos de turbiditos e depósitos de movimento de massas em que as correntes de turbidez constituem os blocos fundamentais dos sistemas deposicionais de águas profundas/ultraprofundas são os vários modelos de fáceis a eles associados.

O reconhecimento desses sistemas ocorre devido a padrões de reflexões sísmicas característicos de cada um. Esses padrões estão intimamente relacionados ao tipo de deposição/ambiente em que cada um se deposita ou erode.

Os padrões de reflexão sísmicas revelam, de certo modo, os padrões de estratificação dos processos deposicionais, erosionais e da própria paleotopografia que podem ser interpretados dentro de uma bacia. A continuidade do refletor sísmico está associada com a continuidade lateral dos estratos, sendo que esses refletores contínuos sugerem uma deposição uniforme. Já a amplitude sísmica dos refletores possui informações dos contrastes de densidade e velocidade, mas conhecido como impedância

24
acústica, usada normalmente para predizer mudanças litológicas ou ocorrência de hidrocarbonetos e/ou água.

A frequência é uma característica natural do pulso sísmico, mas ela está relacionada também com fatores geológicos, como o espaçamento dos refletores ou mudanças laterais nos intervalos de velocidade, associadas com a ocorrência de gás. O agrupamento desses parâmetros em unidades de sismofáceis mapeáveis permite sua interpretação em termos de ambientes deposicionais, fonte de sedimentos e ambiente geológico. A configuração dos estratos é interpretada a partir da configuração da reflexão sísmica e se refere aos padrões geométricos e às relações dos estratos dentro de uma unidade estratigráfica. Eles são indicativos dos processos e ambientes deposicionais e, posteriormente, da movimentação estrutural (Mitchum Jr. *et al.*, 1977b; Berg, 1982).

Os parâmetros de configuração interna das reflexões sísmicas (Mitchum Jr. et al., 1977b; Berg, 1982) são apresentados na Figura 10, em uma seção sísmica com essas configurações, com destaque para os padrões de ocorrência dos turbiditos e depósitos de movimento de massa dentro de uma bacia. As configurações progradantes ocorrem em áreas de superposição lateral de estratos, constituindo-se em superfícies inclinadas denominadas de clinoformas. Os padrões das clinoformas diferem em função das variações na razão de deposição e profundidade da lâmina d'água. No padrão oblíguo, o ângulo de mergulho é relativamente alto, as terminações mergulho acima são em toplap e mergulho abaixo em downlap. Os padrões das clinoformas obliguas podem ser: a) Tangencial, quando diminui gradualmente na sua porção inferior; b) Paralela, quando a terminação mergulho abaixo se der em alto ângulo contra a superfície inferior da sequência ou unidade sísmica. Esse padrão é tipicamente associado a condições de suprimento sedimentar relativamente alto, pouco ou nenhuma subsidência e nível do mar estacionário, indicando águas rasas e alta energia de deposição. As clinoformas sigmoidais caracterizam-se pela disposição lateral em forma de "S", através do crescimento progressivo em superfícies que mergulham suavemente para águas profundas. Esse tipo de clinoforma sugere baixa taxa de suprimento sedimentar, subsidência contínua ou subida relativa do nível do mar rápida num ambiente deposicional de baixa energia.

O complexo sigmoidal-oblíquo combina os padrões sigmoidal e oblíquo dentro de uma fácies sísmica, originando-se num ambiente deposicional de alta energia, onde ocorre a alternância de processos construtivos (sigmóides) e *bypass* sedimentar nos *topsets* (oblíquo).



**Figura 10**: Esquemas de Padrões de configurações de sismofáceis (Mitchum Jr. et al, 1977a apud Severiano Ribeiro, 2001).

A ocorrência dos sistemas turbiditicos e os MTDs são muito variáveis e dependerá de vários fatores dentro de uma bacia sedimentar. Os principais sistemas de águas profundas e ultraprofundas a serem considerados são: cânions, canais, depósitos de *levee/overbank* e os leques submarinos - lobos turbidíticos (**Figura 11**). Estas diferentes fáceis combinadas e suas características formam a arquitetura de sedimentos de águas profundas e

ultraprofundas, que refletem diferentes taxas de acumulação de sedimentos, mesurar esses padrões permitem a comparação de diferentes configurações.

Os cânions submarinos (**Figura 12** – Perfil A-A') transportam sedimentos da plataforma até a bacia é normalmente são formados pelo desgaste dos depósitos pré-existentes através da passagem desses sedimentos. São normalmente preenchidos por depósitos de escorregamento e blocos arenosos da plataforma, com pouca ou nenhuma ocorrência de sedimentos finos (Bouma, 2000).

Os canais se formam no sopé do talude e/ou na planície abissal. No talude são formados os complexos de canais. Os arenitos tendem a ser levemente lamosos, comparados com aqueles da planície abissal porque neste ponto os gravitacionais não ainda forma fluxos possuem uma organizada. Uma vez que os sedimentos alcançam a Planície abissal estes podem ser depositados em um complexo de canais *levee* mais desenvolvido. Os arenitos de sopé de talude preferencialmente preenchem um conjunto de amplos canais delgados com algumas ocorrências de depósitos de canais, overbank e levee arenosos. Os arenitos dos canais levee da planície abissal são geralmente maciços e amalgamados (Figura 11).

Os depósitos de *levee-overbank* ocorrem quando a parte superior de uma corrente de turbidez transborda por sobre o canal e o fluxo muda de caráter turbulento para um fluxo trativo (Bouma, 2000). Estes depósitos apresentam grãos finos, camadas delgadas, e contêm laminações de corrente assim como *climbing ripples*. Os depósitos de canais tendem a apresentar camadas mais espessas, amalgamadas, maciças e de granulometria fina (**Figura 12** - Perfil B-B').

Bouma (2000) separa os leques submarinos em: leque superior (interno), leque intermediário e leque inferior (externo).

O leque superior transporta sedimentos da plataforma até a bacia. Seu preenchimento normalmente é formado por folhelhos e areias. Se configura como uma zona inicial de deposição, composta por um extenso empilhamento de canais finos com menor ocorrência de depósitos de *levee/overbank*. Esse tipo de deposição começa a mudar no talude até o início da zona de leque intermediário onde ocorre maior deposição.

O leque intermediário é formado por canais, *levee* e depósitos de *overbank*. Os depósitos de canais de *levee* consistem em folhelhos e arenitos intercalados. Se uma corrente turbulenta transborda um dos canais de *levee*, uma extensa deposição *overbank* ocorre. Ao mesmo tempo, as bases dos depósitos são tipicamente compostas de arenitos maciços, amalgamados e os fluxos

gravitacionais mudam de turbulentos para correntes trativas. Os sedimentos que transpassam o leque intermediário normalmente chegam no leque inferior

Durante a transição do leque intermediário para o leque inferior, o sedimento é transportado de um ambiente canalizado para um não-canalizado, resultando na deposição de camadas de areias tabulares. Camadas individuais de areia tendem a ser plano-paralelas com adelgaçamento (*thining*) nos limites distais de cada depósito. Contatos amalgamados em arenitos laminados são comuns, o que indica que cada camada pode ter sido depositada por fluxos gravitacionais distintos de correntes fracamente erosivas (**Figura 11**).



Figura 11: Os principais elementos arquiteturais onde podem ser encontrados os diversos sistemas turbidíticos de águas profundas e ultraprofundas (taludes e planícies abissais) (http://www.sepmstrata.org/page.aspx?pageid=39).



Figura 12: Principais ocorrência de turbiditos e depósitos de movimentos de massa dentro de uma bacia. Perfil A-A' mostrando cânions do talude onde ocorre frequentemente areia no seu talvegue. Perfil B-B' mostrando a ocorrência de turbiditos de levee/overbank. Perfil C-C' mostrando ocorrência dos depósitos de movimento de massa (modificado de <u>http://www.sepmstrata.org/page.aspx?pageid=39</u>).

### 5.3 Sistema Petrolífero

O sistema petrolífero é visto de várias maneiras por diferentes organizações. Existe vários termos para a sua definição embora definições rigorosas tenham sido propostas (Magoon, 1988). O sistema petrolífero é visto como a relação entre os elementos geológicos no tempo e no espaço que são necessários para o desenvolvimento de acumulações petrolíferas comerciais (Katz e Mello, 2000). Sendo que os elementos essenciais são aqueles que viabilizam o sistema petrolífero, que são: as rochas geradoras, as rochas reservatórios, as rochas selantes, as trapas e o soterramento para o processo de geração de hidrocarbonetos. Assim como os processos que são de fundamental importância para o sistema, que são: formação de trapas, migração, acumulação e preservação do petróleo. Tanto elementos essenciais como processos fundamentais devem estar conjuntamente sincronizados para que ocorra uma reserva petrolífera, o chamado sincronismo (**Figura 13**).



Figura 13: Alguns elementos do sistema petrolífero e seus respectivos processos. (Modificado e redesenhado de Tissot e Welte, 1978).

A Classificação para um sistema petrolífero obedece ao seguinte critério:

1 – Nome da Formação onde está contida a rocha geradora;

2 - Nome da Formação onde está contida a principal rocha reservatório e

3 – O símbolo que expressa o grau de certeza quanto ao conhecimento da rocha geradora: (!) *conhecido*, quando existe correlação geoquímica estabelecida entre o óleo de uma acumulação e uma determinada rocha geradora; (.) *hipotético*, quando ainda não foi estabelecido uma correlação geoquímica entre o óleo e a sua respectiva rocha geradora, indicando-se uma provável geradora e (?) especulativo, quando não há comprovação da existência nem do óleo e nem da rocha geradora somente evidências indiretas interpretadas a partir de dados geológicos e geofísicos.

Por exemplo, na Bacia Potiguar foram interpretados vários sistemas petrolíferos, e cada sistema contém a sua própria identificação, como: Pendência-Pendência (!), Pendência-Alagamar (!), Alagamar-Açu (!) (Morelatto e Fabionovicz, 2015) e Pendência-Pescada (!), Alagamar-Alagamar (!), Alagamar-Ubarana (.) e Quebradas-Ubarana (.) (Silva, 2020).

Já os modelos de acumulações relacionados aos estilos estruturais, tipos de reservatórios específicos associados e também a idade/época da deposição das rochas reservatórios são conhecidos como <u>*Plays* Exploratórios</u>. A **Tabela 3** exemplifica alguns modelos de acumulações para a Bacia Potiguar.

Play	Alvo exploratório	
Neocretaceo/Paleógeno –	Arenitos turbidíticos e contornitos da	
	Formação Ubarana em trapas	
SIL VA (2021)	estratigráficas ou pinchouts.	
Aptiano/Albiano – ANP (2013)	Arenitos flúvio-deltaico do Membro	
	Upanema da Formação Alagamar em	
	trapas estratigráficas, altos estruturais e	
	pinchouts.	
	Arenitos flúvio-deltaicos da Formação	
Neocomiano/Aptiano	Pescada e arenitos turbidíticos da	
SILVA (2021)	Formação Pendência em trapas	
	estratigráficas ou mistas.	

 Tabela 3: Exemplificando alguns tipos de plays exploratórios da Bacia Potiguar.

A seguir serão definidos os elementos essenciais e os processos fundamentais dentro do sistema petrolífero.

Rochas Geradoras: São rochas sedimentares normalmente de granulação fina que possuem matéria orgânica (M.O) e quando submetidas a um certo grau de temperatura e pressão geram hidrocarbonetos (Tissot e Welte, 1984). Devido a matéria orgânica se depositar por decantação, ela é facilmente incorporada aos sedimentos de granulação fina, como folhelhos, margas e calcilutitos, são esses tipos de rochas que devem ser estudados pela geoquímica orgânica para análise do conteúdo da M.O nelas contidas.

O petróleo é o produto da transformação termoquímica da matéria orgânica presentes nas rochas sedimentares.

Para que uma rocha geradora seja considerada como uma excelente/boa geradora de hidrocarbonetos ela deve obedecer a alguns critérios, principalmente no que tange à quantidade e qualidade da M.O que a mesma possui, além é claro, ter sido submetida a temperatura adequada para a geração de hidrocarbonetos. Então se faz necessário o reconhecimento dos diferentes tipos de matéria orgânica que compõe uma rocha geradora, temperatura para determinar o grau de evolução térmica e quantidade expressa em porcentagem de peso, onde nenhum dos três fatores é suficiente por si só.

A quantidade matéria orgânica é avaliada levando em consideração a quantidade de carbono orgânico total (COT) de uma amostra. É necessário que a amostra possua teores maiores que 1% de COT para rochas siliciclásticas (principalmente folhelhos) e em torno de 0,5% de COT para rochas carbonáticas (principalmente calcilutitos) (Tissot e Welte, 1984; Milani *et al.*, 2001).

A qualidade da M.O. está relacionada com a composição, por isso se faz necessário a identificação dos seus diferentes tipos. Uma matéria orgânica composta essencialmente de resto de vegetais superiores dificilmente vai produzir quantidades significativas de hidrocarbonetos devido a mesma possuir composição pobre em hidrogênios e ela geralmente irá produzir gás, diferente de uma matéria orgânica que é constituída de organismos aquáticos ricos em hidrogênio (bactéria, fitoplanctons e zooplanctons) que irão produzir quantidades significativas de óleo (Milani *et al.*, 2000; Durand, 1980 *apud* Peters e Cassa, 1994; Peter e Casa, 1994).

32

Existem diferentes métodos empregados para distinguir os tipos de matéria orgânica e classificar quanto ao tipo de querogênio. Um dos métodos mais utilizados é análise físico-química conhecida como Pirólise Rock-Eval (Espitalié *et al.*, 1977). Essa análise consiste em simular em laboratório as condições físico-químicas que uma rocha é submetida ao longo do processo de geração. Uma pequena quantidade de rocha é colocada em Pirolisador Rock-eval, onde a amostra é aquecida entre 350°C e 550° C para que se possa medir a quantidade de CO<sub>2</sub> e hidrocarbonetos da amostra. As quantidades de CO<sub>2</sub> e hidrocarbonetos da amostra. As quantidades de CO<sub>2</sub> e hidrocarbonetos liberados na análise são medidos e os resultados são expressos em porcentagem em mg HC (mg de hidrocarbonetos/grama de rocha ou mg CO<sub>2</sub>/g de rocha).

O resultado dessa análise fornece os seguintes parâmetros (Figura 14):

- **S1**: É o pico que corresponde aos hidrocarbonetos liberados até uma temperatura de 350° C e representa os hidrocarbonetos livres na rocha;

 - S2: É o pico que corresponde ao craqueamento térmico do querogênio entre 350°C a 550°C, significando os hidrocarbonetos contidos na rocha que ainda não foram gerados (o potencial gerador), sendo o valor de Tmáx correspondente ao momento de maior geração de hidrocarbonetos, ou seja, o pico S2;

-S3: É o pico que representa a quantidade de dióxido de carbono liberado entre 250°C e 390°C e corresponde a quantidade de oxigênio presente no querogênio.



**Figura 14**: Perfil esquemático dos resultados da Pirólise Rock-Eval. S1 – corresponde aos hidrogênios livres, S2 – corresponde ao potencial gerador (ao HC produzido no craqueamento) e S3 o dióxido de carbono liberado da matéria orgânica (modificado de Espitalié, 1977).

A partir desses dados, mais o valor de COT da amostra, é possível calcular os Índices de Hidrogênio (IH = S2/COT x 100) e o Índice de Oxigênio (IO = S3/COT x 100) que correspondem aproximadamente as relações H/C e O/C da análise elementar do querogênio. Expressando esses dados na forma de gráfico tipo "Van Krevelen", pode-se classificar os diferentes tipos de matéria orgânica (Espitalié *et al*.1977; Brooks, 1981) (**Figura 15**).

 Querogênio tipo I (Sapropélica): rico em hidrogênio e pobre em oxigênio, corresponde a matéria orgânica amorfa, normalmente geram grandes quantidades de hidrocarbonetos líquidos;

 Querogênio tipo II (Liptinítica): menos rico em hidrogênio que o tipo precedente, normalmente formado a partir de Algas dendríticas, Fitoplanctons e zooplanctons, geram volumes significativos de hidrocarbonetos líquidos e gasosos.

- Querogênio tipo III (Húmica ou terrestre): agrupa um conjunto de matéria orgânica com muito oxigênio e pouco hidrogênio, constituída por matéria orgânica terrestre, engloba partes de vegetais superiores e restos orgânicos



oxidados, quando geram, restringem-se à hidrocarbonetos gasosos.

**Figura 15**: Gráfico tipo Van Krevelen, mostrando os três tipos de ocorrência de querogênio em amostras do poço 1-BRSA-1205-CES da Bacia Potiguar (gráfico confeccionado pela autora a partir de dados do poço concedidos pela ANP).

Também é possível fazer uma análise semi-quantitativa do potencial gerador da matéria orgânica presente em cada amostra de rocha, quanto se utiliza os valores de IH (mg HC/ g COT) e os valores de S1 (mg HC/g rocha) e S2 (mg HC/g rocha) como apresentado na **Tabela 4**.

Além disso, os dados da análise de pirólise permitem a obtenção da evolução térmica da matéria orgânica (Espitalié, 1977) a partir dos valores de Tmáx, que corresponde ao pico S2. A **Tabela 5** apresenta os estágios de

maturidade térmica da matéria orgânica, valores de Tmáx e os processos de soterramento.

Potencial Petrolífero	COT (% peso)	S1	S2
Pobre	0 – 0,5	0 – 0,05	0 – 2,5
Regular	0,5 - 1	0,5 - 1	2,5 - 5
Bom	1 - 2	1 - 2	5 - 10
Muito Bom	2 - 4	2 - 4	10 - 20
Excelente	> 4	> 4	> 20

Tabela 4: Definição do Potencial Petrolífero segundo parâmetros obtidos na Pirólise Rock-Eval<br/>(modificado de Peter e Cassa, 1994).

Tabela 5: Estágios de evolução térmica da matéria orgânica mostrando os valores detemperatura obtidos para cada fase pela pirólise Rock-Eval (Tmáx) e os estágios de evoluçãoda MO pelos processos de soterramento (diagênese, catagênese e metagênese) (modificadode Selley, 1998: Peters e Cassa, 1994).

Maturidade térmica do querogênio	Tmáx (⁰C) pirólise	Processos	Soterramento (°C)
Imatura	< 435	Diagênese	< 60
Matura (fase Inicial)	435 - 445	Catagênese	
Matura (pico)	445 - 450	Catagênese	120
Matura (tardio)	450 - 470	Catagênese	
Supermatura ou Senil	>470	Metagênese	>150

Verifica-se a importância da pirólise na análise dos tipos de querogênio e consequentemente na qualidade do petróleo gerado, sendo assim a pirólise possui quatro aplicações principais: identificações do tipo de matéria orgânica, potencial gerador da rocha, estágio de maturação das rochas geradoras e indícios de petróleo.

Outro elemento fundamental dentro do sistema petrolífero é a rocha reservatório que desempenha um papel importante, pois é nela que serão armazenados os hidrocarbonetos migrados das rochas geradoras. Existem vários tipos de rochas reservatórios, desde rochas ígneas (como basaltos) até rochas sedimentares (como carbonatos e arenitos). Aqui nessa dissertação será focado os reservatórios areníticos.

Para ser considerada uma rocha reservatório as seguintes propriedades devem estar presentes: porosidade e permeabilidade. Entende-se por porosidade a percentagem de vazios de uma rocha quando comparada a seu volume total. Sendo que a porosidade nas rochas sedimentares está em função da forma da partícula, do empacotamento, da seleção, entre outras.

A porosidade *absoluta* ou total é a percentagem de vazios contidos na rocha, já a porosidade *efetiva* é a percentagem de espaços vazios interconectados, contidos na rocha.

A porosidade pode ser classificada quanto a sua efetividade, quanto ao seu tipo, quanto ao seu tamanho e quanto a sua origem, conforme Tabela 6.

Quanto a sua efetividade		Tipo	Quanto ao tamanho		Quanto a origem
0-5%	Insuficiente	Intergranular ou interpartícula	4 mm megaporo		Pré- deposicional
5-10 <b>%</b>	pobre	Intercristalina/ Fenestral	4 a 1/16 mm	mesoporo	Sin- deposicional
10-15%	regular	Vugular ou móldica	< 1/16 mm	microporo	Pós- deposicional
15-10%	bom	Fratura	-	-	-
>20%	excelente	-	-	-	-

Tabela 6: Classificação da porosidade (Hyne, 2001; PGT, 2011).

A porosidade intergranular ou interpartícula refere-se aos vazios entre grãos, ou seja, todos os tipos de vazios intersticiais em todos os tipos de rocha (**Figura 16 A**), já os espaços porosos dentro de partículas ou grãos das rochas são conhecidos como porosidade intragranular ou intrapartícula (Selley, 2000), conforme **Figura 16 B**.



**Figura 16**: Representação da porosidade primária. (A) Porosidade intergranular (ou interpartícula), comumente encontrada em arenitos. (B) Porosidade mista intergranular (ou interpartícula) e intragranular (ou intrapartícula) (Selley (2000).

A outra propriedade importante é a permeabilidade, que ao contrário da porosidade é fortemente influenciada pelo tamanho partícula, sendo que os sedimentos mais grossos tendem a possuir uma permeabilidade mais alta que os mais finos

A permeabilidade está em função da forma das partículas, da seleção, da fábrica e do empacotamento.

Na produção do petróleo, é a porosidade efetiva que irá determinar o cálculo do volume das reservas, mas, é a permeabilidade que irá determinar quanto de óleo será extraído, ou recuperado.

A permeabilidade é expressa em Darcy (D) ou milidarcys (mD) e pode ser classificada em baixa, regular, boa, muito boa e excelente (**Tabela 7**).

Valor de permeabilidade	Classificação		
< 1 mD	Baixa		
1-10 mD	Regular		
10-100 mD	Boa		
100-1000 mD	Muito boa		
>1000 ou 1Darcy	Excelente		

Tabela 7: classificação quanto a permeabilidade (modificado de Hyne, 2001; PGT, 2011).

Ainda falando sobre os elementos essenciais dentro do sistema perolífero, a ocorrências de rochas selantes ou capeadoras é de extrema importância pois é nela que os hidrocarbonetos gerados e migrados serão impedidos de migrar para a superfície. Normalmente esse tipo de rocha possui granulometria muito fina e com baixa permeabilidade que impede a passagem dos fluidos.

As rochas selantes mais eficazes são os folhelhos e os evaporitos, além de existir siltitos e calcilutitos (Magoon e Dow, 1994; Milani *et al.*, 2001).

Os processos fundamentais tornam os sistemas petrolíferos eficazes e são capazes de controlar e alterar os percursos do gás e do óleo. A formação das trapas faz parte desses processos, devido as mesmas controlarem a dinâmica e o momento de armazenamento do petróleo. As trapas são classificadas em estratigráficas, estruturais, mistas e hidrodinâmicas (**Figura 17**).

Outros processos fundamentais que são de extrema importância são a migração, a acumulação e claro a preservação. A migração do petróleo pode ocorrer de duas formas: a migração primária e a migração secundária.

A migração primária ocorre devido à diferença de pressão dentro da rocha geradora que expulsa o petróleo para fora após a sua geração (PGT, 2011). Este aumento de pressão produz microfraturas na rocha geradora que permitem a passagem do fluido e consequentemente o alívio de pressão. Já a migração secundária do petróleo se dá dentro da rocha carreadora, com características semelhantes às rochas reservatório, até ser interceptado por alguma trapa que aprisiona o óleo/gás (**Figura 18**).

A acumulação é o resultado de todos os processos envolvidos em uma escala de tempo adequada denominada sincronismo. Os elementos essenciais e os processos fundamentais devem estar em sincronismo para que ocorra uma acumulação e a preservação desta (Magoon e Dow, 1994; PGT, 2011).



Figura 17: Esquema exemplificando os principais tipos de trapas que ocorrem dentro do sistema petrolífero. As letras a, b, e c exemplificam as trapas estratigráficas (*pinch-out*, discordância e digenética, respectivamente), as letras d), e), f) exemplificam as trapas estruturais (dobras, falhas e domos de sal) e g) hidrodinâmica.



Figura 18: Os processos fundamentais dentro do sistema petrolífero. Migração primária, migração secundária, trapas e as acumulações (modificado de <u>http://railsback.org/PGSG/PetroleumFive04.pdf</u>).

## 5.3.1 Sistemas Petrolíferos da margem equatorial sul-americana e africana

Atualmente, as grandes riquezas petrolíferas se encontram situadas em águas profundas (lâmina d'agua superiores a 600 m) e ultraprofundas (lâminas d'água superiores a 1500 m) dos taludes, sopé de taludes e bacias profundas em determinadas regiões do planeta (Milani *et al.*, 2000)

A maioria dos reservatórios dos sistemas petrolíferos ativos em águas profundas e ultraprofundas são arenitos turbidíticos. As rochas geradoras podem ser folhelhos (Eocenicos-Oligocenicos) existentes antes da progradação de grandes deltas oligo-miocênicos, ou folhelhos mais antigos, relacionados a depósitos marinhos anóxicos do Cenomaniano/Turoniano. Os reservatórios são predominantemente arenitos turbidítico, variando do Albiano até o Mioceno (Milani *et al.*, 2000)

Os sistemas petrolíferos da margem equatorial sul-americana são em sua grande maioria constituídos de folhelhos do Eocretáceo e em algumas bacias folhelhos do Neocretáceo como rochas geradoras e os principais reservatórios são arenitos flúvio-deltaicos Eocretáceos e arenitos turbidíticos do Neocretáceo, tendo como trapas as estratigráficas (*pinch out* e associadas à discordâncias) e estruturais (dobras e falhas). As migrações nas bacias equatoriais sul-americanas se dão preferencialmente por lateralidade entre as camadas e por falhamentos e as rocha selantes muitas vezes são os folhelhos marinhos.

As bacias que compõem esse sistema são: Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar (**Figura 19**).

Bacia da Foz do Amazonas	Bacia Pará-Maranhão	Bacia de Barreirinhas	Bacia do Ceará	Bacia Potiguar
	See and a second	SW previous Parsentery States NE	SW (Pros. Dates) NE Berton Barton	S journe N
TU EL TORA	ARE	94 <sup>1</sup> 00	18	
				TR at MOL
	ARE			MAG
	R R	-	18 (3) (3)	MAC
				MAC
			UHA	080
TOPO DO CRETACEO	- IRA		R	ava R
R	<b>R R</b>	R R	R	R -
TOPO DO ALBIANO	G	G		
	CAN	Automatic and a second second second		
G	Contracticoon and		G B	PEST
		Contraction of the second seco		PEN ()
ROCHA GERADORA      seta indicando o	x sistemas petroliferos			
R ROCHA RESERVATÓRIO	ロンロンス ひていかせい 大手 ひ ていて さい 古田 谷			

Figura 19: Cartas estratigráficas das bacias brasileiras da margem equatorial sul-americana e a localização das principais rochas geradoras e reservatórios dentro do sistema petrolífero de cada bacia (modificado de Condé et al.,2007; Figueiredo et al.,2007; Pessoa Neto et al., 2007).

Da Cruz; (2020) descreve três sistema petrolíferos relacionados à Bacia da Foz do Amazonas, sendo eles: 1. Cassiporé-Limoeiro (.): Folhelhos lacustres/deltaicos do final do Aptiano sendo as rochas geradoras e os arenitos turbidíticos do Neocretáceo como os reservatórios. 2. Codó-Limoeiro (.): as rochas geradoras são os folhelhos lacustres do final do Aptiano e os reservatórios são arenitos turbidíticos do Neocretáceo. 3. Limoeiro-Limoeiro (.): as rochas geradoras são os folhelhos marinho do Cenomaniano-Turoniano e as rochas reservatórios são também os arenitos turbidíticos do Neocretáceo. A migração do petróleo se dá tanto através de falhas quanto lateralmente entre a rocha geradora e o reservatório. As rochas selantes da bacia são geralmente folhelhos marinhos e depósitos de movimentos de massa provenientes do Cone da Foz do Amazonas que recobrem esses sistemas. Essas rochas selantes formam importantes barreiras para a migração vertical dos prováveis sistemas petrolíferos da bacia.

Para Pellegrini & Severiano Ribeiro (2018) as principais rochas geradoras da Bacia Pará-Maranhão e Barreirinhas correspondem aos folhelhos marinhos da Formação Pimenteiras do Devoniano, os folhelhos lagunares da Formação Codó (Aptiano), calcilutitos e folhelhos marinhos relacionados ao Grupo Cajú (final do Albiano-Cenomaniano) e os folhelhos marinhos da Formação Travosas (Cenomaniano-Turoniano). Já as rochas reservatórios da Bacia Pará-Maranhão, incluem arenitos flúvio-deltáicos da Grupo Canárias (Albiano), carbonatos fraturados, e carbonatos da Formação Ilha de Santana (Paleógeno) e arenitos turbidíticos da Formação Travosas (final do Cretáceo-Paleógeno). Já para a Bacia de Barreirinhas existem três principais reservatórios, que incluem os arenitos plataformais das formações Bom Pasto e Barro Duro (Albiano) e os arenitos turbidíticos da Formação Travosas (final do Cretáceo-Paleógeno). Pellegrini & Severiano Ribeiro (2018) identificaram três sistemas petrolíferos para as bacias Pará-Maranhão e Barreirinhas: Codó-Travosas (.), Cajú-Travosas (.) e Travosas-Travosas (.), sendo que a migração se daria por contato direto entre a rocha geradora e o reservatório e também por longas falhas lístricas, sendo as trapa essencialmente estratigráfica (pinch out) e as rocha selante são os folhelhos marinhos da Formação Travosas.

Bastos; (2017) descreve quatro sistemas petrolíferos para a Bacia do Ceará: Mundaú-Mundaú (!); Mundaú-Paracuru (!); Paracuru-Paracuru (!) e

Paracuru-Ubarana (!). Esses sistemas apresentam trapeamento principalmente estrutural e misto, envolvendo blocos basculados associados a falhas lístricas e as acumulações estão contidas em arenitos tubidíticos do Neocretáceo-Terciário. Os folhelhos de ambiente marinho-evaporítico da Formação Paracatu (Neoaptiano) representam as principais rochas geradoras da bacia, e possuem matéria orgânica do tipo I e II, além de altos valores de COT e excelente potencial gerador. Sendo que a migração se dá ao longo das falhas até as trapas. As rochas selantes são em sua grande maioria os folhelhos da Formação Ubarana. Os folhelhos lacustres da Formação Mundaú (início do Aptiano) também são considerados rochas geradoras com um bom potencial gerador. Os principais reservatórios são arenitos flúvio-deltáicos da Formação Paracuru e da Formação Mundaú, ambos com porosidade média acima de 20% e permeabilidade que chegam a 2.000 mD. Existe também os arenitos turbidíticos da Formação Ubarana (Santoniano/Turoniano) que apresentam uma porosidade média de 20% e permeabilidade entre 50 a 900 mD.

Portella e Fabianovicz; (2017) descrevem os sistemas petrolíferos da Bacia Potiguar emersa sendo: Pendência-Pendência (!); Pendência-Alagamar (!) e Alagamar-Açu (!).

A geração de hidrocarbonetos na porção submersa da Bacia potiguar provém de folhelhos lacustres da Formação Pendência (Neocomiano-Barremiano) e de folhelhos marinhos-evaporíticos, margas e folhelhos lacustres da Formação Alagamar (membros Galinhos, Upanema e as Camadas Ponta de Tubarão (CPT) do Aptiano, além da ocorrência de folhelhos marinhos da Formação Quebradas (Cenomaniano-Turoniano), sendo os principais reservatórios os arenitos flúvio-lacustre da Formação Pendência, os arenitos flúvio-deltaicos da Formação Alagamar e os arenitos turbidíticos da Formação Ubarana (Neocretáceo-Terciário).

A geoquímica aponta as rochas geradoras (folhelhos escuros ricos em matéria orgânica) da Formação Pendência como boas geradoras de hidrocarbonetos, com teores de COT que chegam até 4%, predominando querogênio do tipo I e II (Trindade *et al.*, 1992), já a seção lacustre da Formação Alagamar apresenta dados geoquímicos excelentes, principalmente os membros Galinhos e as CPT, que são constituídos por folhelhos negros e margas com

45

teores elevadíssimos de COT, chegando a 21% e querogênio tipo I e II (Silva; 2021 no prelo).

A migração se dá tanto por falhas quanto por contato lateral entre a rochas geradores e os reservatórios.

As rochas selantes da Bacia são predominantemente os folhelhos que fecham os caminhos de migração.

As trapas são do tipo estrutural e estratigráfica. O tipo estrutural está associado a blocos falhados e as zonas de transferências, já as estratigráficas são *pinch out* associados com os arenitos turbidíticos envolvidos por folhelhos.

Os sistemas petrolíferos para a Bacia Potiguar em águas profundas/ultraprofundas serão melhor discutidos nos capítulos 5 e 6.

Os sistemas petrolíferos da margem transformante do oeste africano das bacias do Golfo da Guiné (Costa do Marfim, Tano, Saltpond, Central, Accra-Keta, Benin e Nigéria) apresentam, geralmente folhelhos e margas como rochas geradoras e rochas reservatórios de arenitos flúvio-deltaicos e arenitos turbidíticos, as trapas são mistas, tanto estratigráficas como estruturais, as rochas selantes, na sua grande maioria, são os folhelhos (**Figura 20**).

Tetteh, (2016) individualiza os sistemas petrolíferos para a Bacia de Tano em que as rochas geradoras são folhelhos do Albiano, Cenomaniano e Turoniano e foram formadas durante a formação do estágio de bacia *pull-apart*. Tais rochas geradoras se encontram intercaladas com as rochas reservatórios. Sendo os tipos de querogênio II e III encontrados nestas rochas geradoras e uma pequena quantidade de querogênio tipo I e IV, comprovando o bom potencial de gás e óleo para a bacia. O teor de COT para essas rochas ficam entre 1 e 4, indicando bom potencial gerador.

As rochas reservatórios são arenitos turbidíticos do Albiano, Cenomaniano e Turoniano. Esses arenitos possuem porosidade entre 17% a 22%, permeabilidade alta que chegam 2000 mD e possuem espessura de 58 m (*oil pay*). Principalmente os reservatórios do Turoniano que apresentam valores extraordinários, com porosidade entre 17 a 23% e permeabilidade de até 3000 mD e óleo com grau API entre 32º a 38º.

As rochas selantes são folhelhos marinhos do Albiano, Cenomaniano e Turoniano. As trapas são tanto estratigráficas como estruturais, sendo a de *pinch out* as principais.

46

Em resumo, a evolução da Bacia de Tano e as demais bacias transformantes do oeste africano ocorreram principalmente no Cretáceo, sendo que os seus principais sistemas petrolíferos se encontram no Neocretáceo, sendo os folhelhos do Albiano, Cenomaniano e Turoniano as principais rochas geradoras e os arenitos turbidíticos seus principais reservatórios.

O *Play* Jubilee se localiza na Bacia de Tano e é uma das maiores reservas já encontradas, além de outros campos como Lion, Tano, Belier, Espoir, Foxtrot, Panthere, Seme, Aje, Hihon e Fifa, como demostra a **Figura 20** 



**Figura 20**: Carta estratigráfica das Bacias do Golfo da Guiné, margem transformante do oeste africano, com destaque para os principais reservatórios que estão sendo explorados, principalmente o *Play* Jubilee que se encontra na Bacia de Tano. (Redesenhado e modificado de Wells *et al.*, 2012).

# 5.4. Descobertas nas bacias da Margem Transformante da África Ocidental e na Bacia Guiana-Suriname.

A Província do Golfo da Guiné, localiza-se na margem transformante africana e está localizada ao longo da costa da Nigéria, Benin, Togo, Gana, Costa do Marfim e Libéria. É composta pelas bacias da Costa do Marfim, Tano, Saltpond, Central, Accra-Keta e Benin. Nessas áreas foram descobertos campos gigantes de petróleo, mostrando grande potencial tanto para óleo quanto para gás (**Figura 21**).

Brownfield & Charpentier (2006) sugerem três fases de evolução para a Margem Leste Africana: Pré-Transformante (Jurássico?), Sin-Transformante do Berriasiano ao Albiano e Pós-Transformante do Cenomaniano até o Recente (**Figura 22**).

A bacia da província do Golfo da Guiné que seria correlata com a Bacia Potiguar é a Bacia de Benin que faz parte de um sistema de bacias limitadas por zonas de fraturas. A Bacia de Benin se encontra entre a Zona de Fraturas de Romanche (oeste) e Zona de Fratura de Chain (leste). Esta bacia é também conhecida por outros autores por Bacia de Keta-Benin ou Bacia de Keta-Togo-Benin e sua porção *onshore* é conhecida como Dahomey Embayment (**Figura 23**).



Figura 21: Localização das bacias da Província do Golfo da Guiné, com as principais descobertas de óleo e gás (Modificado de Brownfield et al., 2006).



Figura 22: Carta estratigráfica das bacias do Golfo da Guiné com as três fases principais de evolução tectônica. Em destaque (retângulo vermelho) o intervalo de ocorrência das grandes descobertas petrolíferas (modificado de Brownfield & Charpentier, 2006).



Figura 23: Mapa de localização da Bacia de Benin, bacia correlata à Bacia Potiguar (Brownfield & Charpentier, 2006).

Segundo Whaley, (2008); Sutherland, (2010); Jewell, (2011); Mello *et al.*, (2013) e Borsato *et al.*, (2012), o campo de Jubilee se destaca como um dos maiores campos de petróleo da região, com aproximadamente 95 m de *net pay* e com óleo leve (grau API em torno de 35°), possuindo reservas estimadas em torno de um bilhão de barris de óleo recuperável. Os reservatórios correspondem à arenitos de sistemas de leques e canais turbidíticos, depositados durante episódios de queda do nível do mar durante o Neocretáceo. As rochas geradoras correspondem aos folhelhos negros também do Neocretáceo.

A **Figura 24** mostra uma seção geológica esquemática da Bacia de Tano com seus principais *plays* exploratórios, incluindo o *Play* Jubilee.



Figura 24: Seção geológica esquemática do Campo de Jubilee, com a identificação dos principais plays exploratórios (modificado de Borsato et al., 2012).

Outros campos que merecem destaque são os campos de Zaedyus e Lisa na Bacia da Guiana-Suriname, na porção *offshore* da Guiana. Principalmente o Complexo de Lisa que abrange os campos de Lisa, Payara, Snoek e Ranger (**Figura 25**).





As principais rochas geradoras da bacia Guiana-Suriname são folhelhos marinhos depositados durante o evento transgressivo caracterizado por um ambiente anóxico regional (Erlich *et al.*,2003; Workman e Birnie, 2007; Dennison, 2017). Essas geradoras pertencem a Formação Canje, que pode alcançar 500m de espessura, 7% de COT e apresentam querogênio do Tipo II (Razack, 2018). Para além desses folhelhos, o *Ocean Drilling Program* (ODP) registrou argilitos com 30% de COT também de idade CenomanianoTuroniano (Mosher *et al.*, 2004). As rochas-reservatório são principalmente arenitos turbidíticos

localizados no sopé de talude e em águas profundas/ultra profundas. Carbonatos podem representar reservatórios potenciais (Yang e Escalona, 2011; Dennison, 2017; Razack, 2018).

Para Mackenzie, (2019) o Complexo Liza é um dos maiores e melhores projetos em águas profundas do mundo. Uma combinação vencedora de termos fiscais atraentes, escala de recursos e qualidade de reservatório impulsiona os retornos de classe mundial de Liza, tornando-o comparável com o melhor que o pré-sal tem para oferecer no Brasil (**Figura 26**).



Figura 26: Gráfico mostrando aumento da produção a partir das principais áreas de águas profundas (indexadas ao primeiro óleo)

### 5.5 Bacia Potiguar

A Bacia Potiguar está localizada na porção mais oriental do Nordeste, nos limites entre as margens leste e equatorial brasileiras, abrangendo nas suas porções emersas aproximadamente 22.500 km<sup>2</sup> e submersas aproximadamente 26.500 km<sup>2</sup>, dispondo-se quase que totalmente no Estado do Rio Grande do Norte e ocupando apenas uma porção do Estado do Ceará (**Figura 27**).

A Bacia Potiguar é delimitada a noroeste pelo Alto de Fortaleza que a separa da Bacia do Ceará, a leste pelo Alto de Touros que a separa da Bacia Pernambuco-Paraíba, ao norte com o Oceano Atlântico (isóbata de 2000 m) e o limite sul pelo embasamento cristalino da Província Borborema (Bertani *et al.*, 1990; Pessoa Neto, 1999; Pessoa Neto *et al.*, 2007 e Soares *et al.*, 2005).



**Figura 27**: Mapa de localização da Bacia Potiguar e suas principais feições estruturais, (confeccionado a partir do Banco de Dados de Exploração e Produção GeoANP e CPRM).

De acordo com carta estratigráfica (Figura 28) mais recente (Pessoa Neto et al.. 2007) da Bacia Potiguar existem três supersequências tectonoestratigráficas importantes, sendo que cada uma está correlacionada tanto em tempo como em espaço. Tais eventos estão subdividos em: Superseguência Rifte, depositada durante o Neocretáceo, Superseguência Pósrifte depositada durante o Andar Alagoas que corresponde ao intervalo que vai do Aptiano ao Eoalbiano e a Supersequência Drifte depositada entre o Mesoalbiano e o Recente.

A Supersequência Rifte está subdividida em fase Rifte I e Rifte II que corresponde ao período de estiramento crustal, com o desenvolvimento de falhas normais e de grandes rejeitos de aproximadamente 5000 m, definindo hemigrábens assimétricos, com altos estruturais de direção principal NE-SW. Esta fase é representada pelas formações Pendência e Pescada que correspondem aos depósitos flúvio-deltáicos e lacustres (Berriasiano/Eoaptiano). A Formação Pendência é constituída por depósitos lacustrinos com fluxos gravitacionais (turbiditos), fandeltáicos e flúvio-deltaicos progradantes, já a Formação Pescada é constituída por leques aluviais, sistemas fluviais e bancos carbonáticos restritos (Bertani *et al.*, 1990).

A Supersequência Pós-rifte é o período transicional da bacia, marca a transição de ambientes continentais para ambientes marinhos e subsidência térmica, sendo a sedimentação dominada por ambientes flúvio-lacustres que se encontram assentados sobre uma forte discordância angular do topo da seção rifte. O registro sedimentar dessa fase corresponde à Formação Alagamar (Aptiano/Eoalbiano). Sendo essa formação subdividida em três membros e camadas: Membro Canto do Amaro, Membro Upanema e Membro Galinhos, além das conhecidas Camadas Ponta de Tubarão (CPT). Os membros Canto do Amaro e Upanema marcam a sedimentação flúvio-deltaica e fandeltáica, o Membro Galinhos é constituído por folhelhos transicionais. As Camadas Ponta de Tubarão é um evento que marca a máxima transgressão marinha na bacia e é representado por folhelhos negros e calcilutitos ostracoidais com ampla distribuição espacial.

A Supersequência Drifte compreende a sequência marinha ocorrida após o Eoalbiano, estando dividida em sequências Marinha Transgressiva e Regressiva.

55

A Sequência Marinha Transgressiva corresponde ao intervalo que vai do Eoalbiano ao Eocampaniano e é constituída pelos sedimentos silicicláticos proximais (principalmente arenitos) da Formação Açu, os folhelhos pretos marinhos distais da Formação Quebradas, assim como pelos depósitos carbonáticos marinhos rasos da Formação Ponta do Mel. O máximo transgressivo é marcado pela implantação da plataforma carbonática representada pela Formação Jandaíra do Eocampaniano.

A Sequência Marinha Regressiva acontece a partir de um grande evento erosivo ocorrido durante o Neocampaniano. Os depósitos dessa sequência caracterizam-se por sistemas mistos compostos por leques costeiros, sistemas de plataformas rasas com carbonatos associados, representados pelas formações Ubarana, Guamaré, Tibau e Barreiras. Além de eventos magmáticos importantes associados a esse intervalo, que correspondem às formações Serra do Cuó (Turoniano) e Macau, com pulsos do Eoceno ao Mioceno.



Figura 28: Carta estratigráfica simplificada da Bacia Potiguar (modificado de Pessoa Neto et al., 2007).

#### 5.5.1 Evolução Tectono-sedimentar

A evolução tectono-sedimentar da Bacia Potiguar está relacionada à fragmentação do supercontinente Gondwana com a consequente abertura do Oceano Atlântico (**Figura 29**). A evolução das fases na bacia envolve um sistema de rifte continental que se inicia no Neoberriasiano indo até o Eobarremiano (fase Rifte I), com o regime tectônico predominantemente de estiramento crustal, com altas taxas de subsidência mecânica do embasamento. Nos grábens assimétricos desenvolvidos durante essa fase houve a formação de grandes lagos, com possível contribuição fluvial, nesses ambientes foram depositados sedimentos deltaicos progradantes e folhelhos ricos em matéria orgânica, intercalados com turbiditos, agrupados na Formação Pendência (Bertani *et al*; 1990). A **Figura 30 A** mostra um bloco diagrama esquemático representativo dessa fase.



Figura 29: Mapa Tectônico da fragmentação do supercontinente Gondwana com a formação da Bacia Potiguar do lado da América do Sul e das bacias do Golfo da Guiné na margem transformante **a**fricana. Os pontos em vermelho são as localizações de Jubilee (Bacia de Tano) e Zaedyus e Lisa (Bacia Guiana-Suriname) (baseado em Herbst et al., 2012).



Figura 30: Blocos diagramas de cada fase evolutiva da Bacia Potiguar: A) Fase Rifte I – composta pelos sedimentos da Formação Pendência; B) Fase Rifte II – composta pela sedimentação da Formação Pescada; C) Fase Pós-Rifte – representado pela Formação Alagamar e seus respectivos membros e camada; D) Fase Drifte Transgressiva – composta pela Formações Açu, Ponta do Mel, Quebradas e Jandaíra; E) Fase Drifte Regressiva – representada pelas formações Ubarana, Guamaré, Tibau e Barreiras (Modificado e redesenhado de Bertani et al., 1990 e ANP, 2011).

A fase Rifte II ocorre durante o intervalo Neobarremiano/Eoaptiano com a modificação no regime tectônico da bacia que evolui para um regime transcorrente/transformante, alterando a direção de movimentação tectônica para E-W, sendo que o eixo de rifteamento se deslocou para parte submersa da bacia, ao mesmo tempo que a porção emersa sofreu soerguimento e erosão. Nessa fase foram depositados os arenitos grossos e pelitos da parte superior da Formação Pendência e também os depósitos de leques aluviais e fluviais de alta energia da Formação Pescada, em sistemas deposicionais continentais (**Figura 30B**).

A fase pós-rifte da bacia ocorreu do Aptiano ao Albiano, com passagem gradativa de ambientes continentais para ambientes marinhos, com subsidência térmica contínua e quiescência tectônica, que são registrados pelas rochas da Formação Alagamar e seus membros: Canto do Amaro e Upanema, parte basal da formação que foram depositados em ambientes flúvio-deltáicos, os quais foram afogados por uma transgressão marinha, registrada pelos folhelhos do Membro Galinhos. O evento de máxima transgressão marinha está associado à deposição de folhelhos e margas das Camadas Ponta de Tubarão (CPT) (**Figura 30 C**).

A transição tectônica a partir do Albiano (Fase Drifte Transgressiva), que passou de um regime de subsidência térmica para um regime de deriva continental, marca também um período transição entre os sistemas fluviais continentais para um ambiente de plataforma rasa, com predomínio de sedimentação siliciclástica e carbonática na borda da plataforma, e um sistema de talude com escavação de cânions submarinos, como por exemplo os cânions de Pescada e Ubarana, que foram preenchidos por folhelhos intercalados por turbiditos e diamictitos, sendo que essa variedade de litotipos correspondem, respectivamente, à Formação Açu (arenitos fluviais), à Formação Quebradas (folhelhos marinhos) e à Formação Ponta do Mel (depósitos marinhos carbonáticos).

Na passagem entre o Cenomaniano-Turoniano ocorre outro evento de máximo transgressivo, marcado pela deposição contínua de folhelhos na parte submersa da bacia e pelo afogamento de sistemas costeiros na parte emersa, a máxima transgressão ocorrida durante o Neocretáceo implantou a plataforma carbonática dominada por maré, cuja sedimentação se prolongou até o

60

Eocampaniano e corresponde aos depósitos carbonáticos da Formação Jandaíra. A **Figura 30 D** representa essa fase, que corresponde à Fase Drifte Transgressiva da bacia.

A Fase Drifte Regressiva na bacia ocorre a partir do Neocampaniano que se estende até o Recente. As sequências sedimentares depositadas nesta fase marcam a transição de ambientes de leques costeiros, com predomínio de sedimentação siliciclástica passando para uma sedimentação carbonática de borda de plataforma e, em águas profunda, o predomínio de folhelhos associados com turbiditos. As formações Barreiras, Tibau, Guamaré e Ubarana representam essa fase (Figura 30 E).

Essas fases ou supersequências (Pessoal Neto *et al.*, 2007) são representativas da evolução tectono-sedimentar da Bacia Potiguar.
#### 5.5.2 Sistemas Petrolíferos e Principais Campos

A exploração petrolífera na Bacia Potiguar iniciou-se em meados de 1949, com a perfuração de dois poços na porção emersa que apresentaram indícios de petróleo. A atuação da PETROBRAS nas atividades de exploração de bacia foi de grande importância para a descobertas de grandes campos petrolíferos.

A partir da década de 70, com a intensificação de novos levantamentos sísmicos tanto na parte emersa (*onshore*) quanto na submersa (*offshore*), foram descobertos os campos de Ubarana (1973) e de Agulha (1975) na plataforma continental e o campo de Mossoró (1979) na porção terrestre. A partir dessas descobertas, os estudos na Bacia Potiguar foram se tornando cada vez mais intensos, o que levou a descobertas de novos campos tais como: Fazenda Belém (1980), Alto do Rodrigues (1981), Estreito, Fazenda Pocinho, Guamaré, Serraria (1982), Lorena, Upanema (1984), Canto do Amaro (1985) entre vários outros ao longo dos anos (Figura 31).

A partir da década de 90, a exploração da bacia foi intensificada principalmente devido a criação da ANP em 1997, com a entrada da bacia nas rodadas de licitação de novos campos tanto da parte *onshore* quanto da parte *offshore* da bacia. Os grandes levantamentos sísmicos possibilitaram descobertas de novos campos de petróleo, principalmente na parte *offshore* da bacia com grande potencial para geração de hidrocarbonetos.

No que tange aos modelos petrolíferos para Bacia Potiguar em relação à migração, estruturação e acumulação de hidrocarbonetos nas diferentes sequências ou supersequências serão descritos a seguir, tomando como base os modelos de acumulações propostos por Bertani *et al.* (1991).

O sistema petrolífero da Supersequência Rifte é caracterizado por possuir trapas mistas e com a predominância de trapas estruturais. Os principais *plays* dessa fase estão associados às falhas normais com rotação de blocos, falhas normais antitética, falhas normais reativadas com rejeito lateral, falhas de transferências e deslizamentos gravitacionais. Em todos esses casos, os hidrocarbonetos foram gerados por folhelhos estratigraficamente associados aos reservatórios. Os reservatórios dessa fase são os arenitos flúvio-deltaicos da Formação Pendência, assim como as rochas geradoras são os folhelhos lagunares dessa mesma formação.



Figura 31: Principais campos produtores da Bacia Potiguar. Em preto as seções geológicas apresentadas nas Figuras 32, 33, 34 e 35 (mapa confeccionado pela autora a partir de dados da ANP).

Os *plays* associados às falhas normais geralmente ocorrem ao longo das principais falhas de borda dos grábens, podendo ser exemplificado pelos campos de Upanema e Janduí (Seção A-A', **Figura 32**). Já nos campos de Lorena e Rio Mossoró, as falhas normais antitéticas são predominantes (Seção B-B', **Figura 32**), normalmente o fechamento é essencialmente estrutural, com alguns *pinch outs*, e a migração ocorre tanta lateral como pelas falhas, e o capeamento é dado pelos folhelhos da Formação Alagamar.

Os campos de Pescada, Livramentos e Cachoerinha apresentam falhas de transferência e normais com rejeito lateral e estruturas em flor positiva associadas com falhas transpressivas.

O *play* do Campo de Serraria está associado a deslizamentos gravitacionais onde o colapso sin- e pós-sedimentar de sequências deltaicas originou anticlinais (Seção C-C', **Figura 32**).



Figura 32: Seções geológicas dos campos de petróleo da fase rifte da Bacia Potiguar e suas principais características estruturais e estratigráficas. Vê seções no mapa da Figura 31 (modificado de Bertani et al., 1991 apud Morais., 2007).

A Supersequência Pós-Rifte da bacia apresenta modelos de *plays* exploratórios associados com homoclinais truncadas por cânions erosionais e estruturas dômicas associadas a falhas transcorrentes. Os reservatórios dessa sequência normalmente estão aprisionados por trapas estruturais e estratigráficas. Os *plays* associados aos homoclinais ocorrem ao longo dos cânions que cortam a seção cretácea e são preenchidos por folhelhos marinhos da Formação Quebradas. Sendo que esses folhelhos servem como selo sobreposto as paredes dos cânions (Seção D-D', **Figura 33**).

Os *plays* associados às falhas transcorrentes ocorrem ao longo das falhas da Fase Rifte reativadas no Pós-Rifte, a partir do Eoalbiano, com componente de rejeito direcional, gerando uma série de estruturas em flor negativa arranjadas *en échelon* (Seção E-E', **Figura 33**).



Figura 33: Seções geológicas próximas aos campos de Ubarana e Pescada (modificado de Bertani et al., 1991 apud Morais., 2007).



Figura 34: Seções geológicas dos campos de Estreito-Guamaré-Macaú, Canto do Amaro e Fazenda Belém, parte onshore da Bacia Potiguar (modificado de Bertani et al., 1991 apud Morais., 2007).

Na Supersequência Drifte, as acumulações ocorrem nos arenitos fluviais da Formação Açu na parte *onshore* da Bacia. Estas acumulações estão em reservatórios de alta continuidade lateral e suas trapas são essencialmente estruturais. Os principais exemplos de *plays* dessa sequência estão nos campos do alinhamento Estrito-Guamaré, Macaú e Aratum (Seção F-F', **Figura 34**). O segundo tipo de *play* ocorre nos campos de Baixa do Algodão, Mossoró, Alto da Pedra e Canto do Amaro, onde ocorrem falhas reativadas e variações laterais de fáceis que condicionam a acumulação, ocorrendo ao longo das linhas de flexura, onde as reativações das falhas foram suficientes para gerar o fechamento estrutural e condicionar as acumulações (Seção G-G', **Figura 34**).

No Campo de Fazenda Belém ocorre um tipo específico de trapeamento denominado de palogeomórfico, onde os reservatórios são arenitos grossos depositados por leques aluviais encaixados nos flancos de paleoaltos do embasamento (Seção H-H', **Figura 34**).

No campo de Agulha, a acumulação ocorre na unidade cretácea-terciária progradacional, sendo as trapas essencialmente estratigráficas, com migração a partir das sequências mais antigas através de fraturas de diques de diabásio da Formação Macaú que cortam a sequência (Seção I-I', **Figura 35**).

Outro *play* importante se localiza nas unidades do Neocretáceo representados pelos arenitos turbidíticos da Formação Ubarana que se encontram associados às trapas tipo *pinch out* e a migração se dá devido a reativação de falhas pretéritas das sequências mais antigas. Essas ocorrências se dão mais na parte *offshore* da bacia (Seção J-J', **Figura 35**).





Figura 35: Seções geológicas representativas da Fase Drifte com as principais acumulações da Bacia Potiguar (Modificado de Bertani et al., 1991).

# 5.5.3 Sistemas Petrolíferos da Bacia Benin, Bacia correlata da Bacia Potiguar

A Bacia de Benin está localizada no *offshore* da margem oeste transformante africana é faz parte do conjunto de bacias do Golfo da Guiné, limitada pelas zonas de fratura Romanche (oeste) e a zona de fratura Chain (leste) (Benvenutti, 2012). A Bacia de Benin é também conhecida como Keta-Benin ou Keta-Togo-Benin e na sua porção *onshore* como Dahomey Embaymet (**Figura 36**)



Figura 36: Localização da Bacia de Benin e seus principais campos e poços (modificado de Benvenutti, 2012).

A carta estratigráfica da Bacia de Benin (**Figura 37**) está subdividida em quatro fases tectônicas: Pré-Rifte, Rifte, Transformante (Sin-Transformante) e Margem Passiva (ou Pós-transformante).

A Sequência Pré-Rifte consiste no embasamento da bacia, constituído por rochas ígneas ácidas e metamórficas.

A Sequência Rifte é composta por conglomerados, arenitos e folhelhos de ambientes lacustre, fluvial e deltáicos da Formação Ise do Neocomiano (Eocretáceo).

A Sequência Transformante ou Sin-Transformante é composta de arenitos e folhelhos que compõe a parte superior da Formação Abeokuta e Awgu. Durante o Cenomaniano e Eoconianciano houve deposição de arenitos grossos intercalados com finas camadas de folhelhos e sobrepostos a folhelhos e argilitos de legues deltáicos. A Formação Abeokuta, também conhecida como "Arenito Turoniano", está presente em toda a Bacia de Benin (Brownfield & Charpentier, 2006). A discordância senoniana separa a Formação Abeokuta da Formação Awgu, sendo que esta formação é composta por folhelhos calcíferos de coloração cinza escuro intercalados com argilitos calcíferos e arenitos finos, depositados em ambiente marinho anóxico (Brownfield & Charpentier, 2006).

A Sequência de Margem Passiva ou Pós-transformante é caracterizada pelas formações Araromi, Imo, Oshoshum, Afowo e Benin.

A Formação Araromi é constituída por folhelhos que variam entre 100 a 500 metros de espessura. A sedimentação siliciclástica é composta por folhelhos pelágicos e areias turbidíticas em águas profundas do início do Paloeógeno. A Formações Araromi é recoberta pela sedimentação da Formação Imo (Mesopaleoceno ao Eoeoceno) que por sua vez é sotoposta pelos depósitos da Formação Oshoshun do Mesoeoceno (Fugro, 2010).

A Formação Afowo do Mioceno é constituída por folhelhos e arenitos turbidíticos de águas profundas sendo subdivididos por uma forte discordância miocênica que separa o membro inferior do superior.

A Formação Benin (Plioceno-Holoceno), constituída por depósitos siliciclásticos de águas rasas e folhelhos e turbiditos de águas profundas, completa a estratigrafia da Bacia de Benin.

70

•	Crono- stratigrafia	Ma.	Plataforma	itoestratigrafia	Águas Profundas	Tect	Ambiente Deposicional	Rocha Geradora	Rocha Reservatório	Rocha Selante
	Plio-Plec	- 5	Benin			_	Marinho		Turbiditos	Folhelhos
8	Mioceno		AIOWO	2		ssiva	Marinho a Marinho Profundo		(Aguas Protundas)	Manninga
Ś	Oligoceno	- 25	Afowo			Pa				
EN	Ecceno	- 36	Osnosnum	$\sum$		gen				
C	Paleoceno	- 54			,	Mar	Marinho Profundo a Marinho			
VEOCRETÁCEO	Senoniano	66 niano	Awgu		Araromi	_?_	Marinho a Marinho Profundo		Canais Confinados e Leques Turbiditicos	Folhelhos e Argilitos Marinhos
	Turnelines	- 88	JEY.	-  _		ormante				
	Turonano	- 92	Abeokuta Z			ansfo	Marginal Marinho a Marinho Profundo	Folhelhos	Turbiditos e Areias Retrabalhadas	
	Cenomaniano					F				
	Albiano	-96,5		I¥ ŧ			Flúvio-Deltaico a Marginal Marinho	Fohelhos Deltaíco a Marinho Raso	Areias Deltaícas Marinho Raso	Folhelhos Planicie de inundação
ů	Aptiano	100			} الح الح	æ				
LÁC		-113				툺				
EOCREI	Pré-Aptiano			ISE ISE		Rifte	Flúvio-Lacustre	Folhelhos e Argilitos Lacustres	Arenitos Flúvio-Lacustre	Folhelhos Lacustre Intercalados
		131		· · · · · · · · · ·		Pré-F				

BACIA DE BENIN

Figura 37: Carta estratigráfica da Bacia de Benin demostrando suas principais formações, estágios tectônicos e as possíveis rochas geradoras, rochas reservatórios e selantes (modificado de Benvenutti, 2012).

Para Brownfield & Charpentier (2006), as potenciais rochas geradoras da bacia são:

- Os folhelhos lacustrinos da Formação Ise (Neocomiano) que contém querogênio tipo I e Carbono orgânico Total (COT) de aproximadamente 4%;
- Folhelhos deltáicos a marinhos rasos seriam as rochas geradoras de gás do Albiano, sem uma formação definida;
- Folhelhos e folhelhos calcíferos do Cretáceo médio (continental e marginal marinho) que provavelmente possuem querogênio tipo III, favorável à geração de gás;
- 4) Folhelhos da Formação Awgu do Coniaciano;
- 5) Folhelhos da Formação Araromi do Maastrichtiano e

 Folhelhos marinhos da Formação Imo (Paloeceno-Eoceno) do offshore da bacia, com querogênio tipo II e III e COT variando entre 2 a mais de 5%.

Os mesmos autores identificam os tipos de reservatórios da bacia que são:

- 1) Arenitos flúvio-deltáicos do Eocretáceo;
- 2) Os arenitos albianos no offshore da bacia;
- Os arenitos turbidíticos da Formação Abeokuta do Neocretáceo, com porosidade superior aos reservatórios do Eocretáceo;
- 4) Os arenitos da Formação Araromi (Neógeno), que são interpretados como legues do talude.

As trapas são mistas (estratigráficas e estruturais) e as rochas selantes são os folhelhos do Neoalbiano e do Neocretáceo.

A **Figura 38** mostra um perfil esquemático do Campo de Sémé (Bacia de Benin) com os principais *plays* exploratórios.



Figura 38: Seção geológica do Campo de Sémé com os principais plays exploratórios da Bacia de Benin, ao lado a carta estratigráfica da bacia com as principais descobertas (redesenhado e modificado de Borsato et al, 2012).

Segundo Benvenutti (2012), com a descoberta de petróleo nos poços de Fifa e Hihon, foi possível traçar melhor os sistemas petrolíferos para a Bacia de Benin. Os dados geoquímicos dos poços de Fifa e Hihon indicam pelo menos duas rochas geradoras maturas: 1) Pré-Aptiano ao Aptiano de ambiente lacustre, favorável à geração de óleo e a 2) do Aptiano-Albiano de ambiente marginal marinho a continental favorável à geração de gás. Existe uma terceira geradora conhecida que é favorável a geração de óleo do Albiano-Cenomaniano, que foi reconhecida pela análise geoquímica de exsudação de petróleo como indicado na **Figura 36**.

As rochas reservatórios são os arenitos turbidíticos de águas profundas do Neocretáceo, que formam dois sistemas petrolíferos com as geradoras 1 e 2, com a existência de hidrocarbonetos em trapas estruturais (dobras) e estratigráficas (*pinch out*) e os selos desses sistemas seriam tantos os folhelhos do Neoalbiano quanto do Neocretáceo (exemplificado na **Figura 38**).

## 6. RESULTADOS E DISCUSSÕES (PAPER)

6.1. Exploratory Plays of the Potiguar Basin in deep and ultra deep water, Brazilian Equatorial Margin.

### 6.1.1. Abstract

Potiguar Basin (PB) deep/ultra-deep waters represents one of the most important exploratory frontier basins, like others on the Brazilian Equatorial Margin, after the discoveries on the West Africa conjugated margin since 2007 (Jubilee, Tweneboa, Venus, Mercury and others fields) and in the Guiana-Suriname Basin since 2011 (Zaedyus field and Liza Complex/Exxon's Stabroek block). Aiming to apply similar plays of these discoveries, was performed a 2D seismic interpretation supported by well data in deep/ultra-deep waters of the PB. Thus, based on the seismic horizons corresponding to the main tectono-sedimentary events, five chronostratigraphic intervals were interpreted: U1, U2, U3, U4, and U5. Moreover, there were interpreted three petroleum systems: Pendência-Pescada (!), Alagamar-Alagamar (!) and Quebradas-Ubarana (.). Pendência Formation source rocks are late Berriasian-early Barremian lacustrine shales. Alagamar Formation source rocks are Aptian-Albian evaporitic marine shales and marls of the Galinhos Member and Ponta do Tubarão Beds. Quebradas Formation source rocks are Cenomanian-Turonian deep water marine shales. Among these source rocks, the best is Galinhos Member/Ponta do Tubarão Beds, reaching up to 21% TOC, Type II/III kerogen, excellent petroleum potential for oil/gas generation, and with thermal maturity at the studied area. Quebradas Formation, which is correlated to Cenomanian-Turonian source rocks of the West Africa and Guyana-Suriname basins, reaches up 6% TOC, Type I/II kerogen, very good to excellent petroleum potential for oil generation, and adequate thermal maturity at the studied area. Three plays were interpreted: Strike-slip, Anticlinal and *Turbiditic*, whose seawater depth varies from 1,500m to 1,900m. Considering the seawater bottom as a datum, reservoir rocks (fluvio-deltaic and turbidites sandstones) are about 3,050m to 5,800m and source rocks nearly 3,500m to 6,500m. Seal rocks could be Upper Cretaceous marine shales. Traps are mainly stratigraphic (pinch-out). Migration pathways are mainly lateral (*Turbiditic Play*)

or also vertical through transtensive faults (*Strike-slip* and *Anticlinal* plays). The oil window top estimated depth based on well geochemical profiles is about 2,600m below the sea water bottom. Besides that, studies in African Equatorial basins state the oil window top occurs approximately at 2,700 meters below the sea water bottom. Therefore, all the source rocks to the three interpreted plays are below the oil and/or gas window top. In such way, the studied area in deep/ultradeep waters of PB has a great exploratory potential for both oil and/or gas.

Keywords: Potiguar Basin; Exploratory plays; Brazilian Equatorial Margin; New Frontier Basins

#### 6.1.2. Introduction

In the last 15 years have aroused even more the oil prospecting interest on the Brazilian Equatorial Margin basins, due to the significant discoveries in the West African basins and Guyana-Suriname Basin.

In 2007, the Jubilee play, a giant oil accumulation, was discovered in the offshore region of Ghana, in the Côte d'Ivoire Sub-basin of Tano Basin. This major discovery caused an explorationist interest in the search for new reserves, which culminated in a series of other discoveries, such as Venus (2009), Mercury (2010) and Jupiter (2011) fields in the Sierra Leone-Liberia Basin. Most of these reserves were discovered in Late Cretaceous channels and turbiditic fan reservoirs at deep waters, being pinch out their main stratigraphic traps and the source rocks are Cenomanian-Turonian marine shales (Sills and Agyapong, 2012; Tetteh, 2016). Once the African and South American equatorial basins were formed during the fragmentation of the Gondwana supercontinent, they are considered correlated and have similarities in their tectonic-sedimentary evolution (Stolte, 2013). Based on the large discoveries made in West Africa, new bidding rounds for blocks in the Brazilian Equatorial Basins were held by the ANP (National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels) starting in 2013 and also influenced by discoveries occurred in the Guiana-Suriname Basin, such as Zaedyus (2012).

The reservoir of the Jubilee field is approximately 3,800 meters below the sea level and Liza's occurred in turbiditic sandstone reservoirs at a depth of approximately 5,400 meters (Tetteh, 2016).

Benin Basin, also known as Keta-Benin or Keta-Togo-Benin, located in the Guinea Gulf Province in the West African Equatorial Margin, is correlated with Potiguar Basin (Kaki et al., 2013).

Potiguar Basin (PB) is located at the eastern end of the Brazilian Equatorial Margin and has a history of oil potential in both onshore and offshore, where the onshore region is the most exploited. However, little is still known about the offshore deep and ultra-deep waters regions, which are characterized as an Exploratory Frontier. So, based on the correlation with the West African and Guyana-Suriname basins, it expected that PB may have a great potential for oil and/or gas discoveries in Late Cretaceous to Paleogene turbiditic sandstones, with Cenomanian-Turonian shales as source rock.

# 6.1.3. Geological Setting

PB is part of the Brazilian Equatorial Margin basins (Figure 39) and presents a petroleum exploration history since 1956, with the main oil and gas fields discoveries in the 70s and 80s, both onshore and offshore shallow waters (Fazenda Belém, Alto do Rodrigues, Estreito, Fazenda Pocinho, Guamaré, Serraria, Lorena, Upanema, Canto do Amaro, Pescada, Ubarana, etc.).



Figura 39: Location of the Potiguar Basin in their oil and/or gas fields.

PB tectonic-sedimentary evolution is related to Gondwana supercontinent fragmentation during the Cretaceous and consequent Atlantic Ocean opening. Accordint to Pessoa Neto *et al.* (2007) its stratigraphic record consists in a Rift Supersequence (subdivided into Rift I and Rift II sequences), Post-rift Supersequence and Drift Supersequence (subdivided into Transgressive and Regressive sequences) (Figure 2).

The Rifte I sequence (late Berriasian/early Barremian) evolved in a crustal stretching predominant tectonic regime, with high rates of basement mechanical subsidence. In the asymmetric grabens developed during this phase formed large and deep lakes, with probable fluvial contribution, in these paleoenvironments were deposited progressive deltaic sediments and organic matter rich shales, intercalated with turbiditic sandstones, constituting the Pendência Formation (Bertani *et al.*, 1990).

In the Rifte II sequence (late Barremian/early Aptian) the basin evolves to a transcurrent/transforming tectonic regime, changing the direction of tectonic movement to E-W, with the rifting axis moving to the submerged part of the basin, meanwhile the emerged basin portion suffered uplift and erosion. In this phase, were deposited coarse sandstones and clasts of the upper Pendência Formation, as well as the alluvial fans and high-energy fluvial of the Pescada Formation, in a continental depositional system.

Post-Rifte Supersequence (Aptian/Albian) represents a transitional stage between systems, with gradual passage from continental to marine paleoenvironment, with a continuous thermal subsidence and tectonic quiescence interpreted for these times, which are recorded by Alagamar Formation and its members (Canto do Amaro, Upanema and Galinhos, in addition to the Ponta do Tubarão Beds).

Drift Supersequence (Albian-Recent) registers a transition from a thermal subsidence regime to a continental drift regime, it also marks a transition between the continental fluvial systems to a shallow platform environment with predominance of siliciclastic and carbonate sedimentation at the shelf-edge and a slope system with submarine canyons erosion, such as Pescada and Ubarana canyons, which were filled by shales intercalated with turbiditic sandstones and diamictites. This variety of lithotypes correspond, respectively, to Açu Formation fluvial sandstones, Quebradas Formation marine shales, and Ponta do Mel Formation marine carbonates.

Transgressive Sequence of the Drift Supersequence occurs approximately between the Cenomanian-Turonian, marked by the continuous deposition of shales in the submerged part of the basin and by the marine flooding of the coastal systems, the maximum transgression occurred during the Late Cretaceous, establishing a tidal-dominated carbonate platform, whose sedimentation extended to the early-Campanian and corresponds to Jandaíra Formation carbonates.

Regressive Sequence of the Drift Supersequence occurs from the middle Campanian to Recent and marking the transition from coastal fan paleoenvironment, with a siliciclastic sedimentation predominance, to a carbonate sedimentation at the shelf-edge and predominance of shales associated with turbidites in deep waters. The Barreiras, Tibau, Guamaré and Ubarana formations represent this sequence (Figure 40).



Figura 40: Potiguar Basin stratigraphic chart showing the Supersequences. The red rectangle shows the Upper Cretaceous petroleum systems interval correlated to the main discoveries in West Africa Equatorial Margin and Guyana-Suriname basins (modified from Pessoa Neto et al., 2007).

This article will mainly address to petroleum systems investigation in deep and ultra-deep waters, once this petroleum systems corresponds to Benin Basin major discoveries, the PB correlated West African basin, which has several oil and gas accumulation in Late Cretaceous deep water turbiditic sandstones.

According to Benvenutti (2012), the oil discoveries in wells Fifa and Hihon in the Benin Basin brought a new perspective to petroleum exploration. The geochemical oil data from Fifa and Hihon wells indicate at least two mature source rocks: lacustrine shales from the pre-Aptian to Aptian, favorable to oil generation, and another favorable to gas generation from the Aptian to Albian (marine marginal to continental paleoenvironment). There is a third possible source rock identified through oil seep geochemical analysis that is favorable to oil generation and interpreted to be from the Albian-Cenomanian. The reservoir rocks of the basin are the Upper Cretaceous deep water turbiditic sandstones

trapped in folds and pinch out and sealed by upper-Albian and Upper Cretaceous shales (Figure 41).



Figura 41: (a) Stratigraphic chart and (b) schematic geological section of the Benin Basin, Sémé field area, showing the main exploratory plays of the basin. The red rectangle shows the Upper Cretaceous petroleum systems (Modified from Borsato et al., 2012).

#### 6.1.4. Data set and Methods

The data were provided by the National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP), consisting of 2D pos-stack seismic lines and offshore wells of the PB and Ceará Basin (Figure 42). Seismic date comes from two different surveys: R0003\_GRAND\_NORTH and 0228\_2D\_SPEC\_BM\_POT. Besides, geological and geochemical date of the four deep and ultra-deep wells of the PB (1-BRSA-1175 CES, 1-BRSA 1158 CES, 1-BRSA-1205 RNS and 3-BRSA-1317 RNS).

The well data includes: composite well logs, lithological description, mud logging, geochemical data (pyrolysis, TOC, Tmax), Checkshot and/or Vertical Seismic Profile (VSP), biostratigraphic and chronostratigraphic data, digital logs in DLIS and LIS format of gamma-ray, sonic, resistivity, density, neutron, among others curves.

A total of six 2D post-stack lines were used, being 4 dip lines and one strike line from survey 0228\_2D\_SPEC\_BM\_POT and one strike line from the survey R0003\_GRAND\_NORTH as shown in Figure 42.

The methodology adopted in this work start with the well tying with the seismic data, allowing the seismic stratigraphic interpretation, searching to interpret the PB Upper Cretaceous turbiditic reservoirs, as well as the probable source rocks. Besides, the geochemical data were evaluated to discriminate the probable best source rocks.

The seismic stratigraphic interpretation and geochemical analysis aims to identify the basin's petroleum systems, assessing their generating potential, the maturation stage of the source rocks, as well as suggesting probable exploratory plays for the basin's deep and ultra-deep-water regions. Always looking for to correlate with the prolific basins of West Africa (mainly the Jubilee and Venus fields of the Tano Basin) and the Zaedyus and Lisa fields of the Guyana-Suriname Basin, besides Brazilian Equatorial Margin others basins.

The seismic-well tying with synthetic seismograms was attempted, but failed to achieve a satisfactory correlation. Because of that, it was applied correlations with check-shots, such as in the well C where the correlation was made through the main chronostratigraphic markers and check-shot data. Based on check-shot values it was possible to calculate the average velocity in deep and ultra-deep water regions, using 1,500 m/s for sea water, while the average velocity to sedimentary rocks in deep and ultra-deep waters was estimated in 2,600 m/s based on well data too, such as Pellegrini & Severiano Ribeiro (2018) and Da Cruz (2020).

The OpendTect® V6.4.4 software was used to load the 2D pos-stack seismic data, well logs, seismic-well tying, and integrated seismic stratigraphic interpretation.



Figura 42: Seismic and well data used in this research.

#### 6.1.5. Seismic Interpretation

There were interpreted five (5) horizons, corresponding to chronostratigraphic markers related to the main basin evolutionary tectonic-sedimentary events: Basement Top (BT - red), middle-Aptian Top (mAT - green), Albian Top (AT - pink), Cretaceous Top (KT - blue) and Oligocene Top (OT - orange), besides the seabed (Recent). In addition, five main units (chronostratigraphic intervals) could be individualized, besides the basement (Figure 43).

Figure 44 summarizes the main characteristics of each chronostratigraphic interval (U1, U2, U3, U4 and U5), in addition to its main seismic reflection internal configuration patterns, geological interpretation and the tectonic stage.

Figure 45 presents line 4 with the tying well D, summarizing all the interpreted horizons and chronostratigraphic units.

The basement was individualized taking into consideration the limits where the large lystric faults end, often entering the intrusions that structure the overlying layers (Figure 46). The basement does not have specific seismic reflectors pattern, and is often chaotic with low amplitudes and medium frequencies.

Pedrosa Junior *et al.* (2010) describe the basement being composed of Precambrian rocks from the Borborema Province, consisting of the amalgamation of Archaean and Proterozoic crustal blocks composed of igneous and metamorphic rocks. However, in ultra-deep waters there are high volcanic structures that are peculiar characteristics of well-marked magmatic events in the basin.

Unit 1 consists of sub-parallel reflectors, wavy, intensely tilted due to the block basculation per rotation, cut by large normal lystric faults with a transtesional component, forming grabens, inclined layers with high seismic amplitude and low frequency. Within the hemi-grabens there are also reflections with high amplitude and medium frequencies, possibly associated with fluvio-lacustrine sandstones in the Pre-transform/Pre-transtension stage. This unit is delimited by the BT and mAT horizons (Figure 47). Unit 1 corresponds to Rift Supersequence of the Pessoa Neto *et al.* (2007), but here, in this paper, the tectonic stages proposed by Mattos (2000) will be adopted. Thus Unit 1 is inserted in the Pre-transform/Syn-transtension stage (Figure 47).



Figura 43: Interpretated horizons with the main chronostratigraphic markers interpreted horizons and the chronostratigraphic intervals, as also the correlation well.

CHRONOSTRATIGRAPHIC INTERVALS	SEISMIC FACEIS	SEISMIC FACEIS DESCRIPTION	GEOLOGICAL INTERPRETATION	TECTONIC STAGE MODIFIED FROM MATOS (2000)		
U5 Oligocene Top		Sub-parallel reflectors, wavy, often chaotic, high amplitudes locations are observed within the chaotic. Low lateral continuity of seismic reflectors that have low amplitude and low frequency.	The recent phase of the basin, consisting of siliciclastic and carbonatic sediments.	Pos-transform		
U4 Cretaceous Top		Parallel oblique progradational reflectors and tangential, locally high amplitude and frequency averages, often with onlap terminations.	Regressive drift phase of the basin, composed of sediments sandy/silty and also carbonates and shale. unit not affected by strike-slip faults.			
U3 Albian Top	Sub-parallel, chaotic, cut-off re by the great transforming failu locally has high amplitudes se associated with chaotic reflect with high amplitude.		It is configured as the drift phase transgressive basin with deposits of deep water (shale, marl), turbidites and mass movements.	Syn-transform		
U2 middle Aptian		Continuous Plane-parallel reflectors, subparallel, with medium to high amplitude and medium to high frequency Widely distributed in the basin.				
U1 Basement Top		Plane-parallel, subparallel reflectors, intensely folded, many sometimes cut off by large lystic faults, with high amplitude and low frequency	Distensive phase of the constituted basin by the fluvio-lacustrine deposits rift phase I and fluvio-lacustrine phase II (Pendência and Pescada formations).	Syn-Transtension		
BAS		Reflectors that do not have a defined order of configuration. a pattern with disorganized reflection with low amplitude to medium frequency	Probably composed of rocks intrusive and basement rocks from Borborema Province.	Pre-Transtension		

Figura 44: Interpreted chronostratigraphic intervals, corresponding seismic facies, geological interpretation and tectonic stages.



Figura 45: Line 4. (a) Uninterpreted, (b) Interpreted horizons and (c) interpreted horizons and chronostratigraphic units. See legends on Figure 43.



Figura 46: The PB basement (BAS). Parts of lines 2 (a) and 3 (b).



Figura 47:Unit 1 is inserted in the Pre-transform/Syn-transtension context observed in the large normal lystric faults with a transtensional component which make up this unit. Hemi-grabens were observed, intensely folded, and tilted.

Unit 2 is characterized by continuous plane-parallel reflectors and locally chaotic reflectors with high seismic amplitudes. This unit and Unit 3 are cut by intense strike-slip faults, configuring the Syn-transform phase (Mattos, 2000). Unit 2 is limited below by the mAT horizon, an unconformity, and by the AT horizon above (Figure 48).



Figura 48:Unit 2 represented by continuous plane-parallel reflectors only interrupted by strikeslip faults, characterizing the Syn-transform phase, constituted by fluvio-deltaic sediments of the Alagamar Formation. See legends on Figure 47.

Unit 3 is characterized by sub-parallel, wavy and chaotic reflector patterns. The chaotic reflectors have high to medium amplitude, especially when they are associated with strike-slip faults. This unit is between the AT and KT horizons and corresponds to the Upper Cretaceous interval that marks the Syn-transform phase with the deposition of shallow marine deposits with an incipient shelf-slope-basin system (Pessoa Neto *et al.*, 2007). In deep and ultra-deep waters this unit corresponds to Quebradas Formation marine shales, intercalated with turbiditic sandstones, diamictites and carbonates. This interval is marked by a major transgression during the Cretaceous. This unit is intensely structured by dykes, sills and laccoliths intrusions. These magmatic pulses can be related to two events: Serra do Cuó Formation (132.2  $\pm$  1 Ma) and the Macau Formation where basalts occur intercalated with sedimentary rocks and dated 70-65 and 9-6 Ma, with peaks between 48.9  $\pm$  2.9 and 31.4  $\pm$  1.5 Ma. (Figure 49).

Unit 4 (Figure 50) is characterized by reflectors that have a pattern of prograding configuration rising slope and locally chaotic reflectors with high seismic amplitude and medium frequency. This unit is part of the context of the regressive drift phase of the basin, showing an evident predominance of progradational features, with a predominance of turbiditic sandstones intercalated with shales of the Ubarana Formation in deeper portions of the basin, as described by Pessoa Neto *et al.* (2007).

Unit 5 is characterized by subparallel, wavy, locally chaotic reflectors with high seismic amplitude. Low lateral continuity of the seismic reflectors that have low amplitude and low frequency, represented by sandy deposits in the paleocanyons, representing the siliciclastic and carbonate sedimentary rocks of the recent phase represented by the Ubarana Formation in deep waters (Figure 51).



Figura 49: Unit 3 between the AT and KT horizons (Upper Cretaceous), marks the transgressive marine sequences, composed of shale, turbiditic sandstones, diamictites and carbonates. Observe the igneous intrusions. See legends on Figure 47.



Figura 50: Unit 4 and its prograding features characteristic of the regressive drift phase. See legends on Figure 47.



Figura 51: Unit 5 with subparallel reflectors with little lateral continuity, interrupted by chaotic reflectors with high seismic amplitude. Corresponds to shales of the Ubarana Formation in deep waters. See legends on Figure 47.

The interpretation also had the help of some seismic attributes for identification of the seismic amplitude anomalies (bright spot) that may be possible oil and gas reservoirs. From a wide variety that the OpendTect program offers, five seismic attributes were chosen: Energy, Instantaneous, Similarity, Spectral Decomposition and Pseudo Relief. Among these, the ones that were most used and gave the best answer to the interpretation were Energy and Pseudo Relief.

The Energy attribute individualized two amplitude seismic anomalies that are possibly associated with volcanic rocks (dykes, laccoliths and sills) and the other associated with deep water turbiditic sandstones layers, as shown in Figure 52. This attribute calculates the sum of the square of the sample values in the specified interval, divided by the number of samples in the interval. The energy is a measure of reflectivity in the specified interval. The greater the energy, the greater the range. This attribute improves, among other things, lateral variations within seismic events and, therefore, is useful for the detection of seismic objects. The energy response also characterizes the acoustic properties of rocks as well as their thickness.

The Pseudo-Relief attribute has individualized very well the faults and the layers with medium, high and very high seismic amplitude corresponding to turbiditic sandstone lenses, as shown in Figure 53. This attribute that is applied in the 2D seismic to create a more consistent image to facilitate the interpretation of faults and horizons. This attribute consists of two steps: The energy attribute is calculated in the interval between -4 and 4 ms and then Hilbert's transform is applied to this RMS amplitude.



Figura 52: Energy seismic attribute. Note the very high seismic amplitudes are associated with magmatic intrusions, probably basalts, and the medium and high amplitudes are probably associated with turbiditic sandstone lenses.



Figura 53: Pseudo-Relief seismic attribute. Observe the enhancement of layers and structures given by this attribute. The impedance contrast between the layers was well highlighted, enabling interpreting faults and some indications of turbiditic sandstones lenses. See location on Figure 47.
#### 6.1.6 Structural Framework

The structural analysis of the deep and ultra-deep water region of the PB relied on the analysis of structures that compose the structural framework based on nine criteria adopted by Zalan (1986) in which he uses these to recognize strike-slip faults in 2D seismic sections. Among these criteria, five were used to interpret dentify strike-slip faults in 2D seismic sections: negative or positive flower structure recognition; change in the character of the fault (from normal to reverse) along its direction; change of the high block, from one side to another, along its direction; abrupt change in the thickness of easy seismic and complex geometries of the fault plane.

It was individualized two main domains in deep and ultra-deep water: Distal and Abyssal (Figure 54).

The Distal domain is characterized by synthetic faults with a transtensional component and folded layers that make up the Rift Phase (pre-transform/syn-transtension), the faults have NW-SE as the main strike and dipping to NE. According to Cremonini (1996) the Rift Phase (pre-transform/syn-transtention) of the PB persisted during the late Barremian and early Aptian, due to the attributed dating to some sedimentary rocks that fill this phase at the offshore portion of the basin. The main directions described by the same author are maximum distensive efforts of WNW-ESE direction. According to Pessoa Neto et al. (2007) this phase is marked by large normal faults with NW-ESE general strike. Both Cremonini (1996) and Pessoa Neto at al. (2007) take into account the shallow offshore portion of the basin, but this can be very well extended to deep/ultra-deep waters as presented in Figure 55-1.

The Abyssal domain is characterized by transcurrent faults associated with magmatism. These faults are vertical/subvertical cutting the Units 1 to 3 for all the interpreted sections with strike-slip shear, which were often accompanied by igneous intrusions that deformed and structured them along the same trend (Figure 55-2).

Magmatic intrusions are also another important event that affect the units by deforming and structuring them together with the intrusive features (dykes, sills and laccoliths). According to Cremonini (1996) the PB was submitted to an important tectonic activity during the Late Cretaceous, responsible for the formation and reactivation of several faults. This author also mentions a set of normal faults associated with transform zones of oceanic bottom, and these faults are common at the endings of divergent strike-slip zones.

The structural analysis made by Cremonini (1996) confirms a tectonic activity that occurred in the middle Campanian.

Bearing in mind that strike-slip faults are important as they are a very good migration pathway from source rocks to reservoirs.



Figura 54: Distal and Abyssal domains. The highlights white rectangles (1, 2) will be shown in Figure 55.



Figura 55: 1) Distal domain represented by synthetic faults with a transtensional component and 2) Abyssal domain represented by vertical/subvertical transcurrent faults with intrusions associated. See legends on Figure 47.

# 6.1.7 Petroleum Systems

Trindade *et al.* (1992), based on the PB source rocks geochemical and molecular characteristics, classified them in two main groups: 1) late Berriasianearly Aptian Pendência Formation lacustrine freshwater shales; and 2) Aptian Alagamar Formation marine evaporitic shales and marls.

The geochemical parameters of the analyzed wells A, B, C and D (see Figures 56 to 60) differentiate three main source rocks in deep/ultra-deep waters of the PB: 1) Pendência Formation (late Barremian-early Aptian); 2) Galinhos Member/Ponta do Tubarão Beds of the Alagamar Formation (Aptian-Albian); and 3) Quebradas Formation (Cenomanian-Turonian).

Pendência Formation dark lacustrine shales source rocks are rich in Type II and III organic matter, good for gas generation, TOC reaching up to 4%, Hydrogen Index around 250 mgHC/gTOC, Tmax values between 420 °C and 460 °C.

Evaporitic marine shales and marls of the Alagamar Formation (Aptian-Albian) source rocks are rich in Type II and III organic matter, presenting excellent geochemical parameters, mainly Galinhos Member and Ponta do Tubarão Beds. TOC values may reaches up to 21%, Hydrogen Index reaching up 900 mgHC/gTOC, Tmax values varying from 420°C to 440°C, being excellent for oil and oil/gas generation.

Deep-water marine shales source rocks of the Quebradas Formation (Cenomanian-Turonian) are rich in Type I and II organic matter, TOC values reaching up to 6%, Hydrogen Index maximum of the 500 mgHC/gTOC and Tmax values varying from 420°C to 435°C.



Figura 56: Van Krevelen Diagram of the analyzed wells, showing the predominant kerogen types of the three source rocks in the studied area.



Figura 57: Well A geochemical profile. TOC, IH and Tmax values, also related to the chronostratigraphic range and lithostratigraphic units. Observe the good and very good values of TOC and HI good for gas and gas/oil generation to Alagamar Formation, from 4,800m to 5,250m



Figura 58: Well B geochemical profile, showing TOC, HI and Tmax values and depths of occurrence, as well as the correspondent chronostratigraphic ranges and lithostratigraphic units. Observe the excellent values of TOC (6%) and HI (>600 mgHC/gTOC) for oil and oil/gas generation to Quebradas Formation (Cenomanian-Turonian) at approximately 3,850m.



Figura 59: Well C geochemical profile. TOC, HI and Tmax values with the respective depth of occurrence and chronostratigraphic ranges and lithostratigraphic units. Observe the excellent TOC and HI values at the Alagamar Formation top, between 3,800 and 3,900m.

# Well D - ultra-deep waters



Figura 60: Well D geochemical profile. TOC, HI and Tmax versus depth and the respective chronostratigraphic ranges and lithostratigraphic units. Observe the high TOC values up to 21%n near the top of the Alagamar Formation, approximately at 3,750m, being within the oil zone, with excellent generation potential for oil. This research aims to identify the possible exploratory plays and petroleum systems of the PB, looking for examples similar to the correlated West Africa and Guyana-Suriname basins, in addition to Brazilian Equatorial Margin others basins. Then, based on the above wells geochemical parameters analysis and also through the identification of the reservoirs rocks on the well and seismic data, there were interpreted three petroleum systems to the studied area (Figure 61 and Table 8).



Figura 61: Three interpreted petroleum systems to the PB studied area (based on Pessoa Neto et al., 2007).

	Petroleum Systems				
	Pendência-Pescada(!)	Alagamar-Alagamar(!)	Quebradas-Ubarana(.)		
Reservoir rock	Alagamar Formation Aptian-Albian fluvio-deltaic sandstones Pescada Formation upper Barremian-lower Aptian fluvio-deltaic sandstones	Ubarana Formation Late Cretaceous turbiditic sandstones Alagamar Formation/Upanema Member Aptian fluvio-deltaic sandstones	Ubarana Formation Late Cretaceous/Paleogene turbiditic sandstones		
Source rock	Pendência Formation late Berriasian-early Aptian lacustrine shales	Alagamar Formation (Galinhos Mb/Ponta do Tubarão Beds) Aptian-Albian marine shales	Quebradas Formation Cenomanian-Turonian marine deep water shales		

Tabela 8: Three interpreted petroleum system in the studied area.

Among these three petroleum systems presented, two are known "(!)", as there is an established geochemical correlation between the oil accumulations and the source rocks (Pendência–Pescada and Alagamar–Alagamar) (Trindade *et al.*, 1992). However, Quebradas-Ubarana Petroleum System is hypothetical "(.)", since there is still no knowledge of any publication establishing a geochemical correlation between an oil accumulation and the Cenomanian-Turonian source rocks.

In this research were interpreted three exploratory plays in deep/ultra-deep waters, named as: *Turbiditic, Anticlinal and Strike-slip* (see Table 9). The *Turbiditic play* is the focus of this research, since it is correlated with the plays of the successful discoveries in the African Equatorial Margin basins and in the Guyana-Suriname Basin.

Play	Exploratory target		
<i>Turbiditic play</i> Late Cretaceous/Paleogene	turbiditic sandstones of the Ubarana Formation in stratigraphic traps or pinch- outs.		
<b>Anticlinal play</b> Aptian/Albian	fluvial-deltaic sandstones Upanema Member (Alagamar Formation) in stratigraphic, anticlinal and pinch-outs traps.		
<i>Strike-slip play</i> late Barremian/early Aptian	fluvio-deltaic sandstones of the Pescada Formation in stratigraphic traps and large strike-slip faults.		

Tabela 9: PB exploratory plays interpreted in this research to deep/ultra-deep waters.

# <u>Strike-slip play</u>

*Strike-slip play* (Figures 62 and 63) is associated with the strikeslip faults forming transtensive faults and rearranged folds en échelon and the presence of the angular unconformity of the middle Aptian, followed by the deposits of the syn-transform phase sealing the reservoirs of this phase, making the efficiency of this play is achieved. This play is part of the Pre-transform/Syntranstension phase, containing the reservoirs of fluvio-deltaic-lacustrine sandstones of the Pendência Formation and fluvio-deltaic sandstones of the Pescada Formation (late Barremian/early Aptian) (Figure 64). Source rocks are lacustrine shales of the Pendência Formation (late Berriasian-early Aptian).

The migration occurs through the strike-slip faults (vertical migration) and also through the layers (lateral migration) that connect the low blocks with the high blocks of transtensive faults.

The probability of significant reserves related to this play is given by the presence of the four exploratory wells in the area. Well A, the deepest in the basin to date in ultra-deep water, discovered oil in this play. The well D, prospect known as *Pitu*, discovered oil and gas in ultra-deep waters (1,733 m) by PETROBRAS that also confirms reserves in this play.

The sea water bottom for this play is from 2,311ms to 2,571 ms, which corresponds to approximate depths from 1,733m to 1,928m, respectively. The source rocks are between 6,157ms and 7,571ms, with approximate depths from 5,000m to 6,500m below seawater bottom. The reservoirs are in TWT range from 5,773 ms to 7,033 ms, which corresponds to approximate depths from 4,500m to 5,800m below seawater bottom, respectively.

The combination of the pseudo-relief and energy seismic attributes (Figure 26) made it possible to individualize the reservoirs of this plays and the others. The high contrast of acoustic impedance was very visible, and it was possible to interpret the turbiditic and fluvial sandstone reservoirs in the deep and ultra-deep water area.

This play is inside Unit 1, representing a play in the context of the rift phase.

Figure 65 presents a scheme for the Strike-slip play.



Figura 62: Strike-Slip play between the transtensive faults which trapping the reservoirs. The acoustic impedance high contrast of the seismic attributes better individualizes the reservoirs of this play, in contrast to the very high values of seismic amplitudes of igneous intrusions.



Figura 63: Strike-Slip play between transtensive faults.



Figura 64: *Strike-Slip Play* between transtensive faults and trapped by middle Aptian Top angular unconformity (green line). (a) Well A in Line 1 and (b) Well D in Line 4, both confirm the occurrence of oil and gas in these reservoirs in fluvio-deltaic sandstones of the Pescada Formation and in the deltaic fluvial sandstones of the Upanema Member of the Alagamar Formation.



Figura 65: Schematic geological section showing the Strike-Slip Play based on the figures 64A and 64B. The arrows indicate the hydrocarbon migration from the Pendência Formation (late Berriasian-early Barremian) lacustrine shales.

#### Anticlinal play

Anticlinal play (Figures 66 and 67) is associated with the uplift of the layers by the basement blocks rollover forming anticlines that traps the reservoirs and also the transtensive faults which serve both as a trap and/or as a migration pathway. Another migration pathway is the lateral migration that could occurs between the low to high blocks in the areas of the transtensive faults, but the main migration pathways for this play are the transtensive faults (Figure 68.a).

Well D, also in the *Pitu* prospect, confirms the oil both in the pretransform/syn-transtension phase and in the syn-transform phase in the fluviodeltaic sandstone reservoirs of the Upanema Member of the Alagamar Formation (Aptian-Albian). This well is characterized as a producer of oil in anticlinal associated with the transcurrent fault zones of the basin, as shown in Figure 68.b. Source rocks of this play are the late Berriasian-early Aptian lacustrine shales of the Pendência Formation and also the shales of the Galinhos Member of the Alagamar Formation (Aptian-Albian). There is also the occurrence of the Pescada Formation (late Barremian/early Aptian) fluvio-deltaic sandstones reservoirs.

The seawater bottom for this play is from 2,311ms to 2,571ms, which corresponds to depths from 1,733m to 1,928m, respectively. Pendência Formation source rocks are from 6,157ms to 7,571ms with approximate depths from 5,000m to 6,500m below seawater bottom, while of the Pescada Formation reservoirs are between approximately 5,773ms to 7,033ms which corresponds to 4,500m 5,800m below seawater bottom, respectively. to Galinhos Member/Alagamar Formation source rocks are from 5,157ms to 6,802ms, which corresponds to 3,700m to 5,500m below seawater bottom, respectively. Upanema Member/Alagamar Formation reservoirs are between approximately 5,080ms to 5,802ms, which corresponds to 3,600m to 4,200m below seawater bottom, respectively.

This play is in both the pre-transform/syn-transtension (rift) and syntransform (post-rift) phases.

Figure 69 presents a scheme for the Anticlinal play.



Figura 66: Anticlinal play in anticline folds trapping the reservoirs.



Figura 67: Seismic section showing featured Anticlinal play.



Figura 68: Anticlinal play comprises the reservoirs of fluvio-deltaic sandstones of the Pescada Formation (a) and the deltaic fluvial sandstones of the Upanema Member of the Alagamar Formation (b).



Figura 69: Schematic geological section showing the Anticlinal play based on the figures 68(a) and 68(b). The arrows indicate oil and/or gas migration from shales of the Pendência Formation and Alagamar Formation.

#### Turbiditic play

*Turbiditic play* (Figures 70, 71 and 72) are associated with turbiditic sandstones of the Upper Cretaceous-Paleogene Ubarana Formation, occurring in stratigraphic traps (pinch-outs). The main migration pathway to this play is lateral, besides the migration through Oligocene collapse faults (Figure 35.d). Most of the reservoirs of this phase (post-transform - Drift) are trapped by deep waters shales of the Ubarana Formation.

Seawater bottom to this play is from 2407ms to 2,571ms, which corresponds to approximate depths from 1,805m to 1,928m, respectively. The source rocks are shales of the Galinhos Member of the Alagamar Formation (Aptian-Albian), which are between 5,253ms and 6,802ms, corresponding to 3,700m to 5,500m below seawater bottom, respectively; and marine shales of the Quebradas Formation (Cenomanian-Turonian) which range **e** from 5,100ms to 5,494ms, which corresponds to depths from 3,500m to 3,800m below seawater bottom, respectively. The reservoirs turbiditic sandstones of the Ubarana Formation occur approximately at 4,750ms to 5,456ms, which corresponds to depths from 3,050m to 3,750m below seawater bottom, respectively.

The turbiditic sandstones were recognized by the high contrast of seismic amplitude and low frequency with a varied geometry, mainly lenticular. The turbiditic sandstones have an elongated shape in stratigraphic onlaps, which reach an extension of approximately 2 to 12 km (Figures 73.a, b, c and d). The turbiditic sandstones have chaotic and wavy reflectors, also being found within submarine channels, now individualized between collapse faults that also serve as migration pathway (Figure 73.d).

According to Maia de Almeida *et al,* (2020), recent great discoveries in stratigraphic traps of the Guyana-Suriname Basin, including the fields of Liza, Payra, Lisa Deep, Snoek, Turbot, Pacora and Mako Fields, are in high seismic amplitude turbiditic sandstones of the Upper Cretaceous.

Figure 74 presents a scheme for the *Turbiditic plays*.



Figura 70: *Turbiditic play*: turbiditic sandstones of the Ubarana Formation (Upper Cretaceous).



Figura 71: *Turbiditic play*. The occurrence of turbiditic sandstones of the Upper Cretaceous Ubarana Formation and Pescada Formation.



Figura 72: *Turbiditic play*. The turbiditic and contouritic sandstones of the Paleocene-Eocene of the Ubarana Formation, associated to igneous intrusions.



Figura 73: The main occurrences of *Turbiditic play* in turbidites sandstones of the Ubarana Formation (a), (b), (c) and (d). The arrows indicate that oil and gas are migrating from the marine shales of the Quebradas Formation (Cenomanian-Turonian) as well as from the Alagamar Formation (Aptian-Albian) shales.



Figura 74: Schematic geological section showing the *Turbiditic play* based on figures 73(a), (b), (c) and (d), showing turbiditic sandstone of the Ubarana Formation of the Upper Cretaceous and Paleocene-Oligocene, with probable hydrocarbons generated from Quebradas Formation source rocks (Cenomanian-Turonian) with lateral migration, the seal are the shales of the Ubarana Formation.

# 6.1.8 Discussion

The correlation of the source and reservoir rocks can be easily observed in Table 10, which presents a summary of the main source and reservoir rocks of the PB, at the Brazilian Equatorial Margin, and the correlated Benin Basin, at the African Transform Margin.

The Benin Basin source rocks include late Berriasian-early Barremian lacustrine shales of Ise Formation, which its correspondent in the PB are the lacustrine shales of the Pendência Formation (late Berriasian-early Aptian), both shales presenting 4% TOC approximately, containing Type II and III kerogen. The shales/calciferous shales formation (Aptian-Albian) not defined of the Benin Basin corresponds to the evaporitic marine shales, marls and lacustrine shales of the Alagamar Formation (Aptian-Albian), which present in PB extraordinary TOC values, reaching 21%, with Type II and III kerogen.

Marine shales of the Quebradas Formation (Cenomanian-Turonian) do not have correspondents in the Benin Basin, and the TOC values for these marine shales are 6% and Type I and II kerogen, however, there is this same source rock type in other correlated basins (Erlich and Dumas, 2007; Grand et al., 2009; Brownfield, 2016; Dennison, 2017). The others shales source rocks of the Benin Basin do not have a known correspondent in the PB until today, such as the shales of the Formation Awgu (Coniacian), shales of the Araromi Formation (Maastrichtian) and marine shales of the Imo Formation (Paleocene-Eocene).

These Coniacian to Eocene source rocks in all the Atlantic sedimentary basins would probably be related to global "Oceanic Anoxic Events" (OAE). Schlanger & Jenkys (1976) explain that these events are associated with the indiscriminate deposition of black shales in almost every ocean around the world. According to Schlanger & Jenkys (1976), Arthur & Schalanger (1979), and Jenkyns (1980) three major anoxic events are recognized during Cretaceous: Aptian-Albian (OAE-1); Cenomanian-Turonian (OAE-2) and Coniacian-Santonian (OAE-3).

The paleoenvironmental conditions and depositional processes favored the deposition of these organic rich marine shales in the South Atlantic, being conditioned by the climatic conditions and tectonic-sedimentary events acting during the Late Cretaceous, preserving the organic matter, which, under adequate thermal conditions, could be transformed into good hydrocarbonsource rocks in those basins where they occur.

POTIGUAR BASIN	BENIN BASIN		
Source rocks	Source rocks		
	Paleocene- Eocene - Marine shales -Imo Formation-		
	Maastrichtian - Shales -Araromi Formation-		
	Coniacian - Shales -Awgu Formation-		
Cenomanian-Turonian - Marine shale -Quebradas Formation-			
	Albian - Deltaic shales and marine shalow -Formation not defined-		
Albian-Aptian - Evaporitic marine shale, marl and lacustrine shale -Alagamar Formation-	Albian-Aptian - Shales and calciferous shales -Formation not defined-		
Neocomiam - Lacustrine shales -Pendência Formation-	Neocomiam - Lacustrine shales -Ise Formation-		
Reservoirs	Reservoirs		
	Neogen - Sandstones of slope fan -Araromi Formation-		
Upper Cretaceous - Turbiditic and counturitic sandstone -Ubarana Formation-	Upper Cretaceous - Turbiditic sandstone -Abeokuta Formation-		
	Albian - Offshore sandstone -Formation not defined-		
Aptian-Albian - Deltaic Fluvial sandstones -Upanema Mb/ Alagamar Formation-	Lower Cretaceous - Deltaic Fluvial sandstones		
Upper Barremian-Lower Aptian - Deltaic Fluvial sandstones -Pescada Formation-	-Ise Formation-		

Tabela 10: Source and reservoirs rocks correlations between Potiguar and Benin basins.

The Pescada Formation (late Barremian/early Aptian) lacustrine sandstone reservoir rocks were deposited during the pre-transform/syntranstension phase (rift phase), where the continental depositional systems were dominated by alluvial and high-energy fluvial (Pessoa Neto et al., 2007). The corresponding reservoir rocks of the Benin Basin would be the Ise Formation (Early Cretaceous) deltaic-fluvial sandstones. The Alagamar Formation (Aptian-Albian) deltaic-fluvial sandstone reservoir rocks are derived from conglomerates of alluvial and fan deltas associated with coarse-grained fluvial sedimentation of the transform phase (post-rift) of the PB. The turbiditic sandstone reservoir rocks of the Ubarana Formation (Late Cretaceous) were deposited during the posttransform (drift) phase of the basin in a progradational regime with a predominance of slope to plain/deep basin (Pessoa Neto *et al.*, 2007).

Macgregor et al. (2003) establish to Guinea Gulf basins two main oil kitchen areas, one in Ivory Coast and Tano basins and another on the offshore of Keta and Benin basins and the Dahomey Embayment. They determined the oil window top at 2,700m below sea water bottom and that the hydrocarbon generation started in the Late Cretaceous for the Albian to Cenomanian source rocks and continues to the present. Besides, they stated too to Turonian source rocks, hydrocarbon generation possibly started in the Paleogene and continues to the present.

Based on the geochemical parameters analyses of the wells A, B, C and D the Pendência Formation (late Berriasian-early Aptian) source rock depth is between 5,000m to 6,500m below sea water bottom to the *Strike-slip play*. The Alagamar Formation (Aptian-Albian) source rocks reach 3,700m to 5,500m depths below sea water bottom. Quebradas Formation (Cenomanian-Turonian) source rocks are between 3,500m to 3,800m below sea water bottom to the *Turbiditic play* (See Table 11).

*Strike-slip play* the migration pathway occurs through the transtensive faults (vertical migration) and also through the layers (lateral migration), the traps in this play are both the transtensive faults and the angular unconformity of the middle Aptian Top. The sealing rocks are shales and marl of the Alagamar Formation.

Anticlinal play the migration pathway occurs is the lateral migration that could occurs between the low to high blocks in the areas of the transtensive faults, but the main migration pathways for this play are the transtensive faults, the traps in this play is the anticline folds and also the transtensive faults. The seal rocks are Alagamar and Pescada formations shales.

*Turbiditic play* occurring in stratigraphic traps (pinch-outs). The main migration pathway to this play is lateral, besides the migration through Oligocene collapse faults (Figures 73.d and 74d). the reservoirs of this play are trapped by deep waters shales of the Ubarana Formation.

Tabala 44. Ourseas			/haush halaus	
Tabela 11: Summar	y of the inter	preted plays	(DSWD - DEIOW S	sea water pottom).

	Strike-slip play	Anticlinal play	Turbiditic play
Seawater bottom	1,733m-1,928m	1,733m-1,928m	1,805m-1,928m
Petroleum System	Pendência-Pescada	Pendência-Pescada Alagamar-Alagamar	Quebradas-Ubarana
Source rocks	Pendência Fm	Alagamar Fm 3,700m-5,500m bswb	Quebradas Fm 3,500m-5,500m bswb
depth	5,000m-6,500m bswb	Pendência Fm 5,000m-6,500m bswb	Alagamar Fm 3,700m-5,500m bswb
Reservoir rock depth	Pescada Fm fluvio-deltaic sandstones 4,500m-5,800m bswb	Upanema Mb fluvio-deltaic sandstone 3,600m-4,200m bswb Pescada Fm fluvio-deltaic sandstones 4,500m-5,800m bswb	Ubarana Fm turbiditic sandstones 3,050m-3,750m bswb
Trap	structural/unconformity structural/fold		pinch out
Seal	Alagamar Fm shales	Alagamar Fm/Pescada Fm shales	Ubarana Fm marine shales
Migration	vertical/lateral	vertical/lateral	lateral

# 6.1.9 Conclusions

- Five horizons were interpreted, taking into account the main chronostratigraphic markers related to basin tectonic-sedimentary evolution: Basement Top (BT), middle-Aptian (mAT), Albian Top (AT), Cretaceous Top (KT) and Oligocene Top (OT), in addition to the Seabed;
- These horizons limited the following chronostratigraphic intervals: Unit 1 (U1) – BT to mAT; Unit 2 (U2) - mAT to AT; Unit 3 (U3) - AT to KT; Unit 4 (U4) – KT to OT and Unit 5 (U5) - OT to Seabed;
- The structural analysis has individualized two main areas: Distal Domain and Abyssal Domain, being characterized respectively by the synthetic faults with a transtensive component and transcurrent faults of the sin-transform phase of the basin;
- The geochemical parameters of the analyzed wells A, B, C and D confirm the existence of three main source rocks in the basin: 1) Dark shales of the Pendência Formation (late Berriasian-early Aptian), rich in Type II and III organic matter; 2) Shales and marls of the Alagamar Formation (Aptian-Albian), rich in Type II and III organic matter; and 3) Deep waters marine shales of the Quebradas Formation (Cenomanian-Turonian), with Type I and II organic matter;
- Energy and Pseudo Relief seismic attributes was applied, and it was possible to individualize the main reservoir rocks: fluvio-deltaic sandstones of the Pescada Formation (late Barremian-lower Aptian); fandeltaic fluvio-deltaic sandstones of the Upanema Member of the Alagamar Formation (Aptian-Albian) and the turbidititic sandstones of the Ubarana Formation (Late Cretaceous-Paleogene);
- Three petroleum systems have been interpreted: Pendência-Pescada (!), Alagamar-Alagamar (!) and Quebradas-Ubarana (.);
- Three main exploratory plays were interpreted to PB deep and ultradeep waters: Strike-slip, Anticlinal and Turbiditic;

- Strike-slip Play is associated to strike-slip faults, rearranged folds in échelon and the presence of the angular unconformity of the middle-Aptian, overlied by the deposits of the syn-transform phase, sealing the reservoirs of this play, making the efficiency of this play is achieved. Pescada Formation (late Barremian/lower Aptian) fluvio-deltaic sandstones constitute the reservoirs of this play. The migration occurs through the transtensive faults (vertical migration) and also through the layers (lateral migration);
- Anticlinal Play is formed by the fluvio-deltaic sandstones of the Pescada Formation and fandeltaic fluvio-deltaic sandstones from the Upanema Member of the Alagamar Formation trapped in anticlines and sealed by the marine shales of the Alagamar Formation;
- Turbiditic Play are associated with Ubarana Formation (Late Cretaceous-Paleogene) turbiditic sandstones in stratigraphic traps (pinch-outs). The main migration pathway to this play is lateral, followed by a vertical migration through Oligocene collapse faults. Most of the reservoirs of this phase (post-transform - Drift) are trapped by marine deep-water shales of the Ubarana Formation;
- Turbiditic Play is correlated with the successful recent discoveries in stratigraphic traps of the Guyana-Suriname Basin, including the fields of Liza, Payra, Lisa deep, Snoek, Turbot, Pacora and Mako Fields (Exxon's Stabroek Block) and also with some plays of the African Transform Basins;
- The source rocks are below the top of oil and gas window for the three interpreted plays in PB deep and ultra-deep waters;
- The interpreted exploratory plays in deep and ultra-deep waters of the PB, mainly the *Turbiditic Play*, and the petroleum systems, mainly Quebradas-Alagamar (.), indicate a great exploratory potential of this part of the basin, comparable to the Jubilee play, discovered in 2007, in Tano Basin at Gulf of Guinea and also to the recent successful discoveries of the Lisa Complex in the Guyana-Suriname Basin.

#### 6.1.10 Acknowledgements

The authors thank the Universidade Federal do Norte Fluminense Darcy Ribeiro (UENF) and Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo (LENEP) for the infrastructure and institutional support, the Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) for the provision of seismic and well data, and the Formation of Human Resources in Geophysics through the PFRH-PB-226 for the provision of one year scholarship and also to UENF scholarship for completing this work.

#### 6.1.11 References

- ARTHUR, M. A., SCHLANGER, S. O., 1979. Cretaceous "Oceanic Anoxic Events" as Causal Factors in Development of Reef-Reservoired Giant oil Fields. AAPG Bulletim, 63, 870–885.
- BENVENUTTI, C. F., 2012. Estudo da porção offshore da Bacia do Benin e o seu potencial no armazenamento de hidrocarbonetos, Margem Equatorial Africana. MSc Dissertation. – UNESP/IGCE. 85 p
- BERTANI R.T. COSTA I.G. MATOS R.M.D. 1990. Evolução tectono-sedimentar, estilo estrutural e o hábitat do petróleo na Bacia Potiguar. *In*: Raja Gabaglia G.P. Milani E.J. (eds.). *Origem e evolução de Bacias Sedimentares*. Rio de Janeiro, PETROBRAS, p. 291-310.
- BORSATO, R; GREENHALGH, J.; MARTIN, M.; ZIEGLER, T; MARKWICK, P.; QUALLINGTON, G. Atlantic conjugate margins. In: **Emerging deepwater areas: understanding the deepwater opportunity**, 2012, London
- BROWNFIELD, M. E. 2016. Assessment of undiscovered oil and gas resources of the West African Costal Province, West Africa. US Geological Survey. 2016. (2327-6932).
- CREMONINI, O.A. 1996. Evolução tectônica da área de Ubarana, porção submersa da Bacia Potiguar. *Bol. Geoc. Petrobras* 10(1/4), 81-97.

- DA CRUZ, C.A. 2020. *Plays* exploratórios da porção noroeste da Bacia Foz do Amazonas em águas profundas e ultraprofundas, Margem Equatorial Brasileira. MSc dissertation, PPGERE/UENF.120 p.
- DENNISON, N. M. A Brief Account of Features Typical of the Offshore Guyana & Takutu Basins. 2017.
- ERLICH, R. N.; KEENS-DUMAS, J. Late Cretaceous palaeogeography of northeastern South America: implications for source and reservoir development. 2007.
- GRAND, M.; DEIGHTON, I.; JESSOP, A. The prospectivity of offshore Sierra Leone using newly acquired 3D data. 8th PESGB/HGS African Conference
  - 9-10 September 2009, p. 8, 2009.
- JENKYNS, H. C (1980) Cretaceous anoxic events: From continents to oceans. Journal of the Geological Society of London 137, 171 -188.
- KAKI C., D'ALMEIDA G.A.F., YALO N., AMELINA S. Geology and petroleum systems of the offshore Benin Basin (Benin) Oil Gas Sci. Technol., Rev. IFP, 68 (2013), pp. 363-381.
- MAIA DE ALMEIDA, N., ALVES, T.M., NEPOMUCENO FILHO, F., SATANDER SÁ FREIRE, G., BRAGA DE SOUZA, A.C., NUNES NORMANDO, M., et al., 2020. Tectono-sedimentary evolution and petroleum systems of Mundaú Sub-Basin: a new deep-water exploration frontier in equatorial Brazil. AAPG Bulletin 104(4), 795–824.
- MACGREGOR, D. S.; ROBINSON, J.; SPEAR, G., 2003. Play fairways of the Gulf of Guinea transform margin. *In*: ARTHUR, T. J.; MACGREGOR, D. S.; CAMERON, N. R. (EDS). *Petroleum Geology of Africa: New Themes and Developing Technologies*. GEOL. SOC. LOND. SPEC. PUBL. 207(1), 131-150.
- MATOS, R.M.D., 2000. Tectonic Evolution of the Equatorial South Atlantic In: MOHRIAK, W; TALWANI M. (Eds.). Atlantic Rifts and Continental Margins.
   Washington, American Geophysical Union. p. 331-354.

- PESSOA NETO O.C.; SOARES U.M.; DA SILVA J.G.F.; ROESNER E.H.; FLORENCIO C.P.; DE SOUZA C.A.V. 2007. Bacia Potiguar. *Bol. Geoc. Petrobras* 15(2), 357-369.
- PGT, P. G. T. Geologia do Petróleo. TECHNOLOGY, P. G.: 24 p. 2011.
- PEDROSA JR., N.C., CASTRO, D.L., MATOS, J.P.M., 2010. Assinaturas magnéticas e gravimétricas do arcabouço estrutural da Bacia Potiguar Emersa, NE do Brasil. *Rev. Bras. Geofísica* 28, 265-278.
- SILLS, S. R.; AGYAPONG, D. Jubilee Field Reservoir Description & Waterflood Performance Overview. OTC, 2012, Offshore Technology Conference, OTC 23451.
- SCHLANGER S. O. & JENKYNS H. C. (1976). Cretaceous Oceanic Anoxic Events: Causes and Consequences. *Geol. Mijnb*. 55,179–184.
- STOLTE, J. T. (2013, January 4). *Testing the Atlantic Mirror theory*. Retrieved from Oil & Gas Financial Journal: https://m.lw.com/thoughtLeadership/testing-the-atlantic-mirror-theory.
- GHANA. International Journal of Applied Science and Technology 6(1), 1-10.
- TRINDADE, L.A.F.; BRASSEL, S.C.; SANTOS NETO, E.V. 1992. Petroleum migration and mixing in the Potiguar basin. *AAAPG Bulletin* 76(12), 1903-1924.
- ZALÁN, P.V. Identificação de falhas transcorrentes em seções sísmicas. Revista Brasileira de Geociências, v.16, n.3, p. 258-265, 1986b.
## 7. CONSIDERAÇÕES FINAIS (DISSERTAÇÃO)

Cinco horizontes principais foram mapeados nas linhas 2D pósstack da Bacia Potiguar: Topo do Embasamento, médio-Aptiano, Topo do Albiano, Topo do Cretáceo e Topo do Oligoceno. Esses horizontes foram escolhidos a partir dos marcadores cronoestratigráficos da Bacia Potiguar e dados dos poços (1-BRSA-1205-RNS, 3-BRSA-1317-RNS, 1-BRSA-1158-CES e 1-BRSA-1175-CES), sendo que esses horizontes delimitam cinco intervalos cronoestratigráficos principais: Unidade 1 – Topo do Embasamento ao médio-Aptiano (**U1**), Unidade 2 – médio-Aptiano-top ao Topo do Albiano (**U2**), Unidade 3 – Topo do Albiano ao Topo do Cretáceo (**U3**), Unidade 4 – Topo do Cretáceo ao Topo do Oligoceno (**U4**) e Unidade 5 – Topo do Oligoceno ao fundo marinho (**U5**).

A análise estrutural pôde separar dois principais domínios: Distal e Abissal. Sendo que no domínio Distal predomina a ocorrência de grandes falhas sintéticas no sentido NW-SE com mergulho para NE, que formam trapas para os reservatórios, enquanto no domínio Abissal as principais ocorrências são de falhas transcorrentes verticais/subverticais que cortam as unidades de U1 a U3 e conjuntamente com as intrusões ígneas constituem esse domínio.

Os plays de águas profundas/ultraprofundas interpretados foram denominados: *Strike-slip*, *Anticlinal* e *Turbiditic*.

O Strike-Slip play está associado com os arenitos flúvio-deltáicos da Formação Pescada (Barremiano-Aptiano) entre as falhas transtensivas do domínio Distal formando um dos principais reservatórios já conhecido na bacia, sendo as rochas geradoras os folhelhos lacustres da Formação Pendência (Neoberriasiano/Eobarremiano) que através dos poços analisados ocorrem entre 5.000 a 6.500 metros abaixo do fundo marinho.

O Anticlinal play está confinado nas dobras Anticlinais e está associados aos arenitos fúlvio-deltáicos do Membro Upanema da Formação Alagamar, sendo as rochas geradoras tanto da Formação Pendência quanto os folhelhos marinhos evaporíticos e margas do Membro Galinhos e das Camadas Ponta de Tubarão da Formação Alagamar, que ocorrem entre as profundidades de 3.700 a 5.500 metros abaixo do fundo marinho.

O *Turbiditic play*, foco dessa dissertação, é constituído pelos arenitos turbidíticos da Formação Ubarana (Neocretáceo-Paleógeno) em trapas estratigráficas (*pinch-out*) e as rochas geradoras são tanto as rochas da Formação Alagamar como os folhelhos marinhos da Formação Quebradas, que ocorrem entre 3.500 a 5.500 metros abaixo do fundo marinho.

Os parâmetros geoquímicos confirmam excelentes geradoras para as rochas da Formação Alagamar (Aptiano-Albiano) com COT em torno de 21%, com querogênio Tipo II e III. Também os folhelhos marinhos da Formação Quebradas (Cenomaniano-Turoniano), com COT de aproximadamente 6% e querogênio Tipo I e II, entre muito bom a excelente potencial para geração de óleo.

As profundidades de ocorrências dessas rochas geradoras da Bacia Potiguar são similares com as encontradas na Bacia Guiné, Margem Transformante Africana, onde se localiza o *play* Jubilee.

Considerando que no *offshore* do Golfo da Guiné o topo da janela de geração ocorre em torno de 2.700 m abaixo do fundo do mar, pode-se concluir que a Bacia Potiguar faz parte desse mesmo contexto, visto que o topo da janela de geração para águas profundas/ultraprofundas da PB ocorre a 2.600 abaixo do fundo marinho.

Este estudo conclui que a Bacia Potiguar para águas profundas/ultraprofundas possui enorme potencial petrolífero para geração de óleo e gás nas rochas do Aptiano-Albiano e Cenomanian-Turoniano, sendo os reservatórios os arenitos turbidíticos do Neocretáceo-Paleogeno, se assemelhando com as grandes descobertas da Bacia do Golfo da Guiné a da Bacia da Guiana-Suriname.

## 8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS (DISSERTAÇÃO)

- ALMEIDA, F. F. M.; CARNEIRO, C. D. R.; MIZUSAKI, A. M. P. 1996. Correlação do magmatismo das bacias da margem continental brasileira com o das áreas emersas adjacentes. *Revista Brasileira de Geociências* (26) 3: 125-138.
- ARARIPE, P. T.; FEIJÓ, F. J. 1994. Bacia Potiguar. *Boletim de Geociências da PETROBRAS* (8) 1: 127-141.
- ARTHUR, M. A. & SCHLANGER, S. O. (1979) Cretaceous "Oceanic Anoxic Events" as Causal Factors in Development of Reef-Reservoired Giant oil Fields. *American Association Petroleum Geology Bulletim*, 63:870–885.
- ASMUS, H. E.; BAISCH, P. R. 1983. Geological evolution of the brazilian continental margin. *Episodes* (6) 4: 3-9.
- BARBOSA, G. S. 2013. Bacia Potiguar. *In*: Seminário Técnico Ambiental ANP 11º Rodada de Licitação. [S.I.: s.n.].
- BENVENUTTI, Carlos Felipe. Estudo da porção offshore da bacia do Benin e o seu potencial no armazenamento de hidrocarbonetos, margem equatorial africana. 85 f. 2012. Dissertação - (mestrado) - Universidade Estadual Paulista, Instituto de Geociências e Ciências Exatas.
- BERTANI R.T. COSTA I.G. MATOS R.M.D. 1990. Evolução tectono-sedimentar, estilo estrutural e o hábitat do petróleo na Bacia Potiguar. *In*: Raja Gabaglia G.P. Milani E.J. (eds.). *Origem e evolução de Bacias Sedimentares*. Petrobras, Rio de Janeiro, p. 291-310.
- BELTRAMI, C. V.; ALVES, L. E. M.; FEIJÓ, F. J. Bacia do Ceará. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p. 117-125, jan./mar. 1994.

- BASILE, C.; MASCLE, J.; GUIRAUD, R. Phanerozoic geological evolution of the Equatorial Atlantic domain. Journal of African Earth Sciences, v.43, p. 275-282, 2005.
- BASTOS Ildeson Prates. BACIA DO CEARÁ. Sumário Geológico e Setores em Oferta. ANP: Superintendência de Definição de Blocos SDB. [S.I.: s.n.], 2017. 17 p. disponível em: <u>http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round15/Mapas/Sumario\_Geologico\_R</u> 15 Ceara.pdf. Acesso em: 03 setembro 2020.
- BASSETTO, M. *et al.* 2. 000.The oceanic segment of the Southern Brazilian margin: morpho-structural domains and their tectonic signi\_cance. *In*: MOHRIAK, W.; TALWANI, M. (Ed.). *Atlantic rifts and continental margins*. Washington, AGU, 2000, (Geophysical Monograph, 115). p. 235-259.
- BRANDÃO, A. S. L.; FEIJÓ, F. J. 1994. Bacia da Foz do Amazonas. Boletim de Geociências da PETROBRAS (8) 1: 91-99.
- BOUMA, A. H. **Sedimentology of some flysh deposits.** A graphic approach to facies interpretation. Amsterdam: Elsevier, 1962. 168p.

BOUMA, A H. 2000. Coarse-grained and fine-grained turbidite systems as end member models aplicability and dangers. Marine and Petroleum Geology, V. 17, p. 137-143.

- BORSATO, R; GREENHALGH, J.; MARTIN, M.; ZIEGLER, T; MARKWICK, P.; QUALLINGTON, G. Atlantic conjugate margins. In: Emerging deepwater areas: Understanding the deepwater opportunity. Petroleum GeoServices, 2012
- BROWNFIELD, M. E.; CHARPENTIER, R. R. 2006. Geology and total petroleum systems of the Gulf of Guinea province of west africa. U.S. Geological Survey Bulletin 2207-C, p. 1\_32.
- CONDÉ, V. C. et al. Bacia do Ceará. **Boletim de Geociências da Petrobras**, v.15, n.2, p.347-355, 2007.

- CHANG, H. *et al.* 1992. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift system: an overview. *Tectonophysics*, 218, p. 97-138.
- CONCEIÇÃO, J.; ZALÁN, P.; WOLFF, S. 1988. Mecanismo, evolução e cronologia do rift Sul-Atlântico. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, 2(2/4): 255-265.
- CREMONINI, O.A. Evolução tectônica da área de Ubarana, porção submersa da Bacia Potiguar. BGP 10(1/4) 1996, p 81-97.
- CRUZ, Carolina Amorim da. Plays Exploratórios da porção noroeste da Bacia Foz do Amazonas em Águas Profundas e Ultra Profundas, Margem Equatorial Brasileira. Dissertação de Mestrado. LENEP/UENF. 150p. 2020.
- D'ÁVILA R.S. F. et al.; 2008. Ambientes de sedimentação siliciclástica do Brasil. Ambientes Marinhos Profundos: Sistemas Turbidíticos. 1ª edição. São Paulo 244-301 p.
- ESPITALIÉ, J. et al. Méthode rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel petrolier et leur degré d'évolution. **Institut Français du Pétrole,** v. 32, p. 23-43, 1977.
- EXXONMOBIL.
   Guyana
   project
   overview.

   <https://corporate.exxonmobil.com/Locations/Guyana/Guyana-</td>
   projectoverview#discoveriesInTheStabroekBlock
   >. Acesso em: 12 janeiro 2020.
- FIGUEIREDO, J. J. P.; ZALÁN, P. V.; SOARES, E. F. 2007. Bacia da Foz do Amazonas. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, 15(2): 299-309.
- FRANÇOLIN, J.B.L.; SZATMARI, P. Mecanismo de rifteamento da porção oriental da margem norte brasileira. Revista Brasileira de Geociências. v.17, n.2, p.196-207, 1987.
- HEILBRON, M. *et al.* 2000. From collision to extension: the roots of the Southeastern continental margin of Brazil. In: MOHRIAK, W.; TALWANI, M.

(Ed.). *Atlantic rifts and continental margins*.Washington, DC: AGU, 2000, (Geophysical Monograph, 115). p. 1-32.

- HYNE, N. J. Nontechnical guide to petroleum geology, exploration, drilling, and production. PennWell Books, 2001. ISBN 1593702698.
- INSIGTH, GEOLOGIA DO PETRÓLEO LTDA. Petroleum systems of the Potiguar Basin. 295 p. Relatório final da avaliação dos sistemas petrolíferos da bacia Potiguar em atendimento ao Ofício da ANP nº 150/SDT/2005, 2005.
- JENKYNS, H. C (1980) Cretaceous anoxic events: From continents to oceans. Journal of the Geological Society of Londom, 137: 171 -188.
- JEWELL, G. Exploration of the transform margin of the West Africa: discovery thinking: Jubille and Beyond. In: AAPG Annual Convention and Exhibition, Houston, Texas, 2011.
- JÚNIOR, A. V. S.; COSTA, J. B. S.; HASUI, Y. 2008. Evolução da margem atlântica equatorial do Brasil: três fases distensivas. *Geociências* 27(4): 427-437.
- JÚNIOR, A. V. S. et al. 2011. Evolução do rifteamento e palegeografia da margem atlântica equatorial do Brasil: triássico ao holoceno. *Geociências* 30(4): 669-692.
- KARAGIANNOPOULOS, L., 2018. Ghana's First Oil Exploration Licensing Round Attracts Global Majors. Dec 24. Reuters. <u>https://www.reuters.com/article/us-ghana-oilexploration/ghanas-first-oil-exploration-licensing-round-attracts-global-majorsidUSKCN1ON0XQ</u>. Accessed date: 01 setembro 2020.
- KATZ, B.J., MELLO, M.R. 2000. Petroleum systems of South Atlantic marginal basins – an overview. In: Mello, M.R., Katz, B.J. (eds.) Petroleum systems of the South Atlantic margins. Tulsa: AAPG. 1- 13 (Memoir 73).
- KUENEN, PH. H.; MIGLIORINI, C. I. 1950: Turbidity currents as a cause of graded bedding. I. Geol. 58: 91-127.

- LIMA NETO, F.F.; SOUZA, C.J.; TEIXEIRA, I.E.M.; SOUTO FILHO, J.D. Atualização do estudo hidrodinâmico da Bacia Potiguar. Anais...Natal: SBG, v. 2, p. 1031-1041. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 36.; Natal, 1990.
- LOWE, D. R. Sediment gravity flows: their classification and some problems of application to natural flows and deposits. 1979.
- LOWE, D. R. Sediment gravity flows: depositional models with special reference to the deposits of high density turbidity currents. **Journal of Sedimentary Petrology**, v.52, p.279-297, 1982.
- MAIA DE ALMEIDA, N., ALVES, T.M., NEPOMUCENO FILHO, F., SATANDER SÁ FREIRE, G., BRAGA DE SOUZA, A.C., NUNES NORMANDO, M., et al., 2019. Tectono-sedimentary evolution and petroleum systems of Mundaú Sub-Basin: a new deep-water exploration frontier in equatorial Brazil, (in press; preliminary version published online Ahead of Print 01 August 2019). AAPG (Am. Assoc. Pet. Geol.) Bull. https://doi.org/10.1306/07151917381.
- MACGREGOR, D. S.; ROBINSON, J.; SPEAR, G. Play fairways of the Gulf of Guinea transform margin. In: ARTHUR, T. J.; MACGREGOR, D. S.; CAMERON, N. R. (Orgs). Petroleum geology of Africa: New themes and developing technologies. London: Geological Society, Special Publication 207, 2003, p.131 -150.
- MATOS, R.M.D. Tectonic Evolution of the Equatorial South Atlantic In: MOHRIAK, W; TALWANI M. (Orgs.). Atlantic Rifts and Continental Margins. Washington: American Geophysical Union, 2000. p. 331-354.
- MAGOON, L. B.; DOW, W. G. The Petroleum System: From Source to Trap. 1994.
- MASCLE, J.; BLAREZ, E. Evidence for transform margin evolution from the Ivory Coast–Ghana continental margin. *Nature,* v. 326, n. 6111, p. 378-381, 1987. ISSN 0028-0836.

- MELLO, M. R., AZAMBUJA FILHO, N. C., BENDER, A., BARBANTI, S. M. S., TAKANI, T., FONTES, C. A. e MOHRIAK, W. U. New deepwater frontiers an ocean apart. GeoExpro Geoscience & Tcnology Explained, 10(02):56-62, 2013.
- MIDDLETON, G.V. & HAMPYON, M. A. 1973. Sediment gravity flows: mechanic of flow and deposition. In: Middleton, G.V. & Bouma, A.H. (eds). Turbidites and deep-water sedimentation. Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Pacific Section. Short Course Lecture Notes, Anaheim, California, 1:1-38.
- MILANI, E. J.; THOMAZ-FILHO, A. 2000. Sedimentary basins of South America. *In*: CORDANI, U. *et al.* (Ed.). *Tectonic evolution of South America*. Rio de Janeiro: 31st International Geological Congress. p. 389-449.
- MILANI, E. J. et al. Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração,resultados e perspectivas. *Revista Brasileira de Geofísica*, v. 18, n. 3, p. 352-396, 2001.SSN 0102-261X.
- MITCHUM Jr., R. M.; VAIL, P. R.; THOMPSON III, S. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, Part 2: The depositional depositional sequence as a basic unit for stratigraphy analysis. In: PAYTON, C. E. (Org.). Seismic '110 Stratigraphy: Applications to hydrocarbon exploration. Tulsa: AAPG, Memoir 26, 1977b. p. 53-62.
- MORAIS NETO, J. M.; PESSOA NETO, O. C.; LANA. C. C.; ZALÁN. P. V. Bacias sedimentares brasileiras: Bacia do Ceará. Phoenix, Aracaju, v. 57, p. 1-6, 2003.
- MOHRIAK, W. U. Bacias Sedimentares da Margem Continental Brasileira. In:
   BIZZI, L. A. et al. (Orgs). Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do
   Brasil: textos, mapas & SIG. Brasília: CPRM, 2003. p.87-165.
- MOULIN M, ASLANIAN D AND UNTERNEHR P: "A New Starting Point for the South and Equatorial Atlantic Ocean," Earth-Science Reviews 98, no. 1–2 (January 2010): 1–37.

- MORELATTO, Rodrigo; FABIANOVICZ, Rosemari. BACIA POTIGUAR. Sumário Geológico e Setores em Oferta. ANP: Superintendência de Definição de Blocos SDB. [S.I.: s.n.], 2017. 23 p. Disponível em: <<u>http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round 13/areas\_oferecidas\_r13/Suma</u> <u>rios\_Geologicos/Sumario\_Geologico\_Bacia\_Potiguar\_R13.pdf</u>>. Acesso em: 04 setembro 2020.
- MORAIS, Erica Tavares de. Aplicações de Técnicas de Inteligência Artificial para Classificação Genética de Amostras de Óleo da Porção Terrestre, da Bacia Potiguar, Brasil [Rio de Janeiro] 2007. XVII, 277 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc., Engenharia Civil, 2007), Dissertação – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE.
- MUTTI, E. **Turbidite sandstones**. Parma: Agip and Universita di Parma, 1992. 275p.
- MUTTI, E.; TINTERRI, R.; BENEVELLI, G.; DI BIASE, D.; CAVANNA, G. Deltaic, mixed and turbidite sedimentation of ancient foreland basins. In: MUTTI, E.; STEFFENS, G.S.; PIRMEZ, C.; ORLANDO, M.; ROBERTS, D. (Orgs).
  Turbidites: Models and Problems. Marine and Petroleum Geology, v. 20, p.733-755, 2003.
- OJEDA, H. A. O. 1981. Estrutura, estratigrafia e evolução das bacias marginais brasileiras. *Revista Brasileira de Geociências*, 11(4): 257-273.
- PELLEGRINI, Bruna da Silva. Plays Exploratórios das Bacias do Pará-Maranhão e Barreirinhas em Águas Profundas e Ultra Profundas, Margem Equatorial Brasileira. Dissertação de Mestrado. LENEP/UENF. 109p. 2017.
- PESSOA NETO O.C. 2003. Estratigrafia de sequências da plataforma mista da plataforma mista neogênica na Bacia Potiguar, Margem Equatorial Brasileira. Revista Brasileira de Geociências, 33(3):263-278.
- PESSOA NETO O.C.; SOARES U.M.; DA SILVA J.G.F.; ROESNER E.H.; FLORENCIO C.P.; DE SOUZA C.A.V. 2007. Bacia Potiguar. Boletim de Geociências da Petrobras, v. 15(2), p.357-369. PGT, P. G. T. Geologia do Petróleo. TECHNOLOGY, P. G.: 24 p. 2011.

- PETERS, K. E.; CASSA, M. R. Applied source rock geochemistry. In: MAGOON L B, D. W. (Ed.). *The petroleum system from source to trap*. AAPG Memoirs, 1994. p.93-120.
- PORTELLA, Andressa Yumi; FABIANOVICZ, Rosemari. BACIA POTIGUAR. Sumário Geológico e Setores em Oferta. ANP: Superintendência de Definição de Blocos SDB. [S.I.: s.n.], 2017. 23 p. Disponível em: <<u>http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round14/Mapas/sumarios/Sumario\_Ge</u> <u>ologico\_R14\_Potiguar.pdf</u>>. Acesso em: 04 de setembro 2020.
- SOARES, U.M.; ROSSETI, E.L. 2005. Tectonismo e sedimentação na porção SW do Rifte Potiguar. B. Geoci.Petrobras, Rio de Janeiro, v, 13, n. 2, p. 149-166.
- SOARES, E. F. et al.. Bacia do Pará-Maranhão. Boletim de Geociências da Petrobras, v.15, n.2, p.321-329, 2007.
- SEVERIANO RIBEIRO, H. J. P. Estratigrafia de seqüências: fundamentos e aplicações. 2001. (8574310727)
- SILLS, S. R.; AGYAPONG, D. Jubilee Field Reservoir Description & Waterflood Performance Overview. OTC, 2012, Offshore Technology Conference
- SUTHERLAND, R. Beyond Ghana. In:Capital Markets Event, Ghana. Tullow Oil, 2010
- SZATMARI, P. et al. Evolução tectônica da margem equatorial brasileira. **Revista** Brasileira de Geociências, v.17, p.180-188, 1987.
- SCHLANGER S. O. & JENKYNS H. C. (1976). Cretaceous Oceanic Anoxic Events: Causes and Consequences. *Geol. Mijnb.*, 55:179–184.
- TETTEH, J. T. J. I. J. O. A. The Cretaceous Play of Tano Basin, Ghana. v. 6, n. 1, 2016.
- TISSOT, B.P.; WELTE, D.H. **Petroleum formation and occurrence**. Berlin: Springer-Verlag, 1984, 699p.

- TRINDADE, L.A.F.; BRASSEL, S.C.; SANTOS NETO, E.V. 1992. Petroleum migration and mixing in the Potiguar basin. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v.76, n. 12, p. 1903-1924, Dec. 1992.
- TROSDTORF JUNIOR, I. et al. Bacia de Barreirinhas. **Boletim de Geociências da Petrobras**, v.15, n.2, p.331-339, 2007.
- VASCONCELLOS, R. V. A. 2013. Bacia da Foz do Amazonas. In: Brasil 11<sup>a</sup> Rodada Licitação ANP. [S.I.: s.n.].
- WHALEY, J. A significance Discovery, 2008. Disponível em: <<u>https://www.geoexpro.com/articles/2008/04/a-significant-discovery</u>> Acesso em 04 de setembro 2020.
- ZALÁN, P.V. Identificação de falhas transcorrentes em seções sísmicas. Revista Brasileira de Geociências, v.16, n.3, p. 258-265, 1986b.
- ZALÁN, P.V. Evolução fanerozóica das bacias sedimentares brasileiras. In: MANTESSO-NETO et al. (Orgs.). Geologia do Continente Sul-Americano: Evolução da Obra de Fernando Flávio Marques de Almeida. São Paulo: Beca, 2004, p. 595-612.

ANEXO

(SEÇÕES SÍSMICAS INTERPRETADAS/NÃO-INTERPRETADAS)











