

RESSALVA

Atendendo solicitação do autor,
o texto completo desta tese será
disponibilizado somente a partir
de 16/05/2023.



**PROGRAMA DE
PÓS-GRADUAÇÃO
EM GEOCIÊNCIAS
E MEIO AMBIENTE**

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL GERADOR DE
HIDROCARBONETOS NA BACIA DE PUNTA DEL ESTE
(OFFSHORE DO URUGUAI)**

Rodrigo Novo Real

Instituto de Geociências e Ciências Exatas

Campus de Rio Claro

SP - 2022

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Instituto de Geociências e Ciências Exatas

Câmpus de RIO CLARO

RODRIGO NOVO REAL

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL GERADOR DE HIDROCARBONETOS
NA BACIA DE PUNTA DEL ESTE (*OFFSHORE* DO URUGUAI)**

Tese de Doutorado apresentada ao Instituto de Geociências e Ciências Exatas do Câmpus de Rio Claro, da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Geociências e Meio Ambiente.

Orientador: **Prof. Dr. José Alexandre J. Perinotto**

Rio Claro – SP

2022

N945a

Novo, Rodrigo

Avaliação do potencial gerador de hidrocarbonetos na Bacia de Punta del Este (Offshore do Uruguai) / Rodrigo Novo. -- Rio Claro, 2022

175 p.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista (Unesp), Instituto de Geociências e Ciências Exatas, Rio Claro

Orientador: José Alexandre De Jesús Perinotto

1. Bacia de Punta del Este. 2. modelagem de fluxo térmico. 3. pod de rocha geradora. 4. sistemas petrolíferos. I. Título.

Sistema de geração automática de fichas catalográficas da Unesp. Biblioteca do Instituto de Geociências e Ciências Exatas, Rio Claro. Dados fornecidos pelo autor(a).

Essa ficha não pode ser modificada.

RODRIGO NOVO REAL

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL GERADOR DE HIDROCARBONETOS
NA BACIA DE PUNTA DEL ESTE (*OFFSHORE* DO URUGUAI)**

Tese de Doutorado apresentada ao Instituto de Geociências e Ciências Exatas do Câmpus de Rio Claro, da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Geociências e Meio Ambiente.

Comissão Examinadora

Prof. Dr. JOSÉ ALEXANDRE DE JESÚS PERINOTTO
IGCE / UNESP/Rio Claro (SP)

Dra. MARÍA GABRIELA CASTILLO VINCENELLI
Consultora Autônoma / Bogotá - Colômbia

Profa. Dra. ETHEL JUDITH MORALES PEREZ
Universidad de la República / Montevideú - Uruguai

Prof. Dr. GIANCARLO SCARDIA
IGCE / UNESP/Rio Claro (SP)

Prof. Dr. LUCAS VERISSIMO WARREN
IGCE / UNESP/Rio Claro (SP)

Conceito: Aprovado.

Rio Claro - SP, 16 de maio de 2022

AGRADECIMIENTOS

El primer agradecimiento es para Laura, mi esposa, amiga y compañera de la vida, que con su apoyo y amor incondicional me acompañó siempre durante el doctorado. A mis hijos, Julieta y Felipe que hicieron mis mañanas y tardes de escritura mucho más divertidas. A mis padres por el incentivo y apoyo que siempre me dieron desde pequeño para que estudie.

A Héctor de Santa Ana y ANCAP por el incentivo, apoyo y disponibilidad de los datos que permitieron desarrollar este trabajo. También a la empresa ION por permitirme el uso de secciones símicas.

Al Profesor Dr. José Alexandre J. Perinotto, por su orientación, ayuda e incentivo para que realizara el doctorado.

A la Dra. Gabriela Castillo, no solamente por su orientación, incentivo y enseñanzas, también por abrirme las puertas de su casa y ser uno más de su familia durante mi estadía en Rio Claro.

Al Dr. Gerardo Veroslavsky, por sus consejos y ayuda.

A Bruna, mi amiga en Rio Claro, por compartir el estudio, las charlas y las risas.

A mis amigos y colegas de Exploración y Producción, especialmente a Bruno y Josefina que con sus opiniones y sugerencias enriquecieron este trabajo.

A mis amigos de siempre y a todos los que colaboraron de alguna forma para que pudiese concretar este trabajo.

“A imaginação, muitas vezes, nos conduz a mundos que nunca existiram, mas sem ela não iremos a nenhum lugar “

Carl Sagan

RESUMO

A Bacia de Punta del Este, localizada no *offshore* do Uruguai, é caracterizada como um aulacógeno resultante do processo de rifteamento do supercontinente Gondwana, desenvolvido no período que abrange do final do Jurássico até meados do início do Cretáceo. Historicamente, os estudos realizados na bacia têm se concentrado principalmente na evolução tectônica e estratigráfica, bem como na análise da existência de potenciais sistemas petrolíferos. Este estudo tem como objetivo geral contribuir para o conhecimento da evolução geológica da Bacia de Punta del Este, visando avaliar o potencial gerador de hidrocarbonetos. Com base na interpretação sismoestratigráfica, na modelagem do fluxo térmico e na evolução geológica e tectônica da bacia, foi possível investigar a sua história térmica e identificar quatro potenciais *pods* de geração de hidrocarbonetos para uma rocha geradora de idade Barremiano-Aptiano. Para avaliar o potencial de geração dos *pods* identificados, devido à ausência de dados de poços, foram propostos dois cenários hipotéticos em relação à porcentagem de COT: um primeiro cenário, com %COT=0,6 e um segundo cenário, com %COT=2. Os resultados obtidos sugerem que ambos os cenários apresentam condições favoráveis à geração de hidrocarbonetos, sem diferenças significativas quanto aos períodos de geração de óleo e de gás. No entanto, foram encontradas diferenças relacionadas ao período de expulsão e tipo de hidrocarboneto gerado. Os tipos de fluidos que, potencialmente, teriam sido gerados foram: no primeiro cenário, principalmente *black oil* para os *pods* localizados na zona proximal e no centro da bacia, enquanto que nos *pods* mais distais sobressai-se a geração de gás, além de óleo volátil; e no segundo cenário, principalmente a geração de *black oil* para todos os *pods*, sobressaindo-se, no *pod* mais distal, a geração de gás condensado, além de óleo volátil. A expulsão de hidrocarbonetos teria sido alcançada 20 Ma mais cedo em média no segundo cenário, e em ambos os cenários a expulsão teria começado primeiro na zona mais distal da bacia, no final do Eocretáceo e começo do Neocretáceo, continuando progressivamente em direção à zona proximal da bacia, no Turoniano-Eoceno. O volume potencial de geração de hidrocarbonetos da Bacia de Punta del Este para uma rocha geradora do Barremiano-Aptiano é de 24.800 milhões de barris de óleo equivalente no primeiro cenário, e de 60.500 milhões de barris de óleo equivalente no segundo cenário. Com base nestes dados, foram propostos dois sistemas petrolíferos especulativos: 1)

Barremiano/Aptiano-Neocretáceo (?), que apresenta o *timing* apropriado para a acumulação de hidrocarbonetos em reservatórios siliciclásticos desenvolvidos, principalmente, no setor central e distal da bacia; 2) Barremiano/Aptiano-Oligoceno/Mioceno (?), que apresenta *timing* moderado para acumulação de hidrocarbonetos nos reservatórios siliciclásticos desenvolvidos no setor meridional da bacia.

Palavras chave: Bacia de Punta del Este, modelagem de fluxo térmico, *pod* de rocha geradora, sistemas petrolíferos.

ABSTRACT

Punta del Este Basin, offshore of Uruguay, is characterized as an aulacogen structure associated with the rifting process of the Gondwana supercontinent, developed during the late Jurassic to mid-Late Cretaceous. Historically, studies carried out in the basin have focused mainly on tectonic and stratigraphic evolution, as well as on the analysis of the speculative petroleum systems. The general objective of this study is to contribute to the knowledge of the geological evolution of Punta del Este Basin, in order to assess the potential for hydrocarbon generation. Based on seismostratigraphic interpretation, heat flow modeling and the geological and tectonic evolution of the basin, it was possible to analyze its thermal history and identify four potential hydrocarbon-generating pods for a Barremian-Aptian source rock. Due to the absence of well data, to assess the generation potential of the identified pods, two hypothetical scenarios (conservative and optimistic) were proposed in relation to the TOC percentage: a first scenario with %TOC=0.6 and a second scenario with %TOC=2. The results obtained suggest that both scenarios present favorable conditions for the generation of hydrocarbons, without significant differences regarding the periods of oil and gas generation. However, differences were found in the timing of expulsion and the type of hydrocarbons generated. Different types of fluids could potentially have been generated. In the first scenario, mainly black oil is generated for the pods located in the proximal zone and in the central part of the basin, while in the more distal pods, gas generation stands out, in addition to volatile oil. In the second scenario, the generation of black oil predominates for all pods, standing out, the generation of condensate gas, in addition to volatile oil in the most distal pod. The expulsion of hydrocarbons would have been achieved 20 Ma earlier on average in the second scenario, and in both scenarios, the expulsion would have started first in the most distal zone of the basin, at the end of the Early Cretaceous and the beginning of the Late Cretaceous, continuing progressively towards the proximal zone of the basin, in the Turonian-Eocene. The potential volume of hydrocarbon generation for a Barremian-Aptian source rock in Punta del Este Basin is 24,800 million barrels of oil equivalent for the first scenario, and 60,500 million barrels of oil equivalent for the second scenario. Based on these data, two speculative petroleum systems were proposed: 1) Barremian/Aptian-Upper Cretaceous (?), which presents an good timing for the accumulation of hydrocarbons in siliciclastic reservoirs deposited, mainly, in the central

and distal sectors of the basin; 2) Barremian/Aptian-Oligocene/Miocene (?), which presents a moderate timing for hydrocarbon accumulation in the siliciclastic reservoirs deposited in the southern sector of the basin.

Keywords: Punta del Este Basin, heat flow modeling, pod of source rock, petroleum systems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localização da área de estudo (polígono amarelo). _____	22
Figura 2. Mapa estrutural do Oceano Atlântico no presente. Linhas brancas tracejadas indicando grandes zonas de fratura. Modificado de Scotese (2014). _____	24
Figura 3. Mapa tectônico simplificado mostrando a distribuição dos SDRs nas margens do Segmento Sul e outras Grandes Províncias Ígneas. Modificado de Mohriak et al. (2002). _____	25
Figura 4. Seção sísmica da Bacia de Salado mostrando a interpretação dos SDRs. Fonte: Paton et al. (2017). _____	25
Figura 5. Mapa com elementos estruturais principais e bacias <i>offshore</i> . Observa-se a perpendicularidade da Bacia de Punta del Este em relação à margem continental. STRP: Sistema de Transferência do Rio de la Plata. Baseado em Franke et al. (2007) e Soto et al. (2011). Mapa topográfico: Esri, DigitalGlobe, GeoEye, Earthstar Geographics, CNES/Airbus DS, USDA, USGS, AeroGRID, IGN, and the GIS User Community. _____	27
Figura 6. Mapa com as principais feições tectônicas da margem continental uruguaia. Linha amarela tracejada indicando o Sistema de Transferência do Rio de la Plata. Fonte: Soto et al. (2011). _____	28
Figura 7. Esquema mostrando as maiores feições morfológicas do Cretáceo e a influência na sedimentação na Bacia de Punta del Este, do Alto de Polônio, Alto del Plata e a STRP. Fonte: Creaser et al., (2017). _____	31
Figura 8. Coluna estratigráfica da Bacia de Punta del Este. Modificado de Morales (2013). _____	32
Figura 9. Mapa estrutural da fase de rifte. Modificado de Stoakes et al. (1991). ____	33
Figura 10. Relação transversal entre as falhas poligonais e os lóbulos entre as camadas. As grandes amplitudes interpretadas como lóbulos entre as camadas são indicadas por setas amarelas. Modificado de Turrini et al. (2017). _____	35
Figura 11. Evolução da margem onde se localiza a Bacia de Punta del Este para o período Barremiano-Aptiano, proposto na modelagem de placas de Scotese (2014). Círculo amarelo balizando, aproximadamente, o poço Gaviotín X1 nessas idades. _____	37
Figura 12. Mapa da Bacia do Cabo com a localização dos poços analisados em diferentes artigos científicos. Modificado de Adekola et al. (2012); Hartwing et al.	

(2012). Mapa topográfico: Esri, DigitalGlobe, GeoEye, Earthstar Geographics, CNES/Airbus DS, USDA, USGS, AeroGRID, IGN, and the GIS User Community. _	38
Figura 13. Condições de limites para a análise do fluxo térmico: a) Da litosfera, b) Nos sedimentos. Modificado de Hantschel & Kauerauf- (2009). _____	43
Figura 14. Principais características do modelo de subsidência mecânica. Ao tempo $t=0$ a litosfera continental termicamente equilibrada alonga-se por um determinado valor de β . Desde que a temperatura da litosfera permaneça constante durante a extensão, compensações isostáticas produzem ascensão da astenosfera quente. O esfriamento causa subsidência à medida que a temperatura desce. Fonte: McKenzie (1978). _	45
Figura 15. Modelo de cisalhamento puro. Modificado de Svartman Dias et al. (2016). _____	45
Figura 16. Fluxo térmico em função do tempo para diferentes valores de β . Fonte: McKenzie (1978). _____	46
Figura 17. Elementos essenciais do sistema petrolífero. Modificado de McCarthy et al. (2011). _____	47
Figura 18. Carta de eventos para um sistema petrolífero. Modificado de Magoon & Schmoker (2000). _____	48
Figura 19. Transformação térmica do querogênio; hidrocarbonetos gerados em função da temperatura. Modificado de Allen & Allen (2005). _____	50
Figura 20. Acumulações de óleo e gás; apresentação esquemática das migrações primária, secundária e terciária. Modificado de Gluyas & Swarbrick (2004). _____	52
Figura 21. Exemplos de armadilhas estruturais (A, B, C1 e C2) e estratigráficas (D1 e D2: variações litológicas relacionadas à deposição. Modificado de Biddle & Wielchowsky (1994). _____	53
Figura 22. Campanhas sísmicas 2D. _____	55
Figura 23. Campanhas sísmicas 3D. _____	56
Figura 24. Perfil sônico do poço Gaviotín X1. _____	57
Figura 25. Mapa de anomalias magnéticas reduzido ao polo. Polígono amarelo: área de estudo. _____	58
Figura 26. Exemplo de pseudopoço construído no <i>software</i> Genesis. _____	63
Figura 27. Diagrama de fluxo da metodologia utilizada para calcular o volume de hidrocarbonetos gerados. Modificado de Schmoker (1994). _____	68

Figura 28. Cálculo da relação entre a porosidade e a densidade da formação para argilas. Modificado de Schmoker (1994).	69
Figura 29. Gráfico para a conversão de massa de hidrocarbonetos em equivalente de barris de petróleo ou pés cúbicos de metano. Modificado de Schmoker (1994).	70
Figura 30. Perfil sônico com os intervalos interpretados e as velocidades médias calculadas.	71
Figura 31. Seção sísmica <i>dip</i> com os horizontes interpretados (UR12 4000). A linha tracejada correspondente à projeção do poço Gaviotín X1. As linhas pretas inclinadas representam as principais falhas.	73
Figura 32. Mapa de anomalias magnéticas reduzido ao polo e principais estruturas.	74
Figura 33. Interpretação da Descontinuidade de Mohorovičić (linha preta). Na base da figura, subdivisões dos domínios da crosta continental com a arquitetura de uma margem passiva vulcânica (UR12 4300).	75
Figura 34. Mapa da arquitetura da Bacia de Punta del Este com a delimitação dos domínios: crosta sem atenuação, <i>necking zone</i> e hiperextensão.	76
Figura 35. Características estruturais principais em seção sísmica <i>dip</i> (linha UR12 4300). Profundidade em metros.	78
Figura 36. Mapa de contorno estrutural do topo do Sin-rifte. Profundidade em tempo duplo.	79
Figura 37. Mapa de contorno estrutural do topo do Barremiano-Aptiano. Profundidade em tempo duplo.	80
Figura 38. Mapa de isópacas do Barremiano-Aptiano – Sin-Rifte (espessura em metros). Maiores depocentros nas zonas vermelhas a amarelas.	81
Figura 39. Mapa de distribuição do fluxo térmico no presente na Bacia de Punta del Este. Dados expressos em mW/m^2 .	83
Figura 40. Localização dos pseudopoços para estudo de evolução do fluxo térmico na Bacia de Punta del Este.	84
Figura 41. Curva de fluxo térmico.	86
Figura 42. Evolução do fluxo térmico ao longo do tempo geológico na Bacia de Punta del Este, desde os 150 Ma até o presente.	88
Figura 43. Mapa de isópacas com as áreas delimitadas e localização dos pseudopoços.	89

Figura 44. Eficiência da expulsão para o poço Gaviotín X1. Cor azul indicando expulsão nula. _____	91
Figura 45. Eficiência da expulsão para os pseudopoços da área 01. Eixos dos gráficos: horizontal=tempo, vertical=profundidade. _____	92
Figura 46. Localização dos <i> pods </i> ativos de geração e suas respectivas superfícies expressas em km ² . _____	94
Figura 47. Localização dos pseudopoços para avaliação de geração de hidrocarbonetos dos <i> pods </i> . _____	95
Figura 48. Gráfico da taxa de geração de óleo para o pseudopoço POD01_01. ____	96
Figura 49. Gráfico da taxa de geração de gás para o pseudopoço POD01_01. ____	97
Figura 50. Gráfico de relação gás-óleo (GOR) para o pseudopoço POD01_01. ____	97
Figura 51. Fluidos principais gerados e expulsos em cada <i> pod </i> no primeiro cenário. _____	101
Figura 52. Fluidos principais gerados e expulsos em cada <i> pod </i> no segundo cenário. _____	105
Figura 53. Gráfico de índice de hidrogênio para o POD01_P01. _____	108
Figura 54. Conversão da massa total de hidrocarbonetos (kg) em barris de óleo equivalente (bbl) para cada <i> pod </i> de geração no cenário com %COT=0,6. Modificado de Schmoker (1994). _____	110
Figura 55. Conversão da massa total de hidrocarbonetos (kg) em barris de óleo equivalente (bbl) para cada <i> pod </i> de geração no cenário com %COT=2. Modificado de Schmoker (1994). _____	110
Figura 56. Modelo geológico dos sistemas petrolíferos. _____	113
Figura 57. Modelo geológico dos sistemas petrolíferos. _____	114
Figura 58. Carta de eventos do Sistema Petrolífero Barremiano/Aptiano-Neocretáceo (?). _____	115
Figura 59. Carta de eventos do Sistema Petrolífero Barremiano/Aptiano-Oligoceno/Mioceno (?). _____	116
Figura 60. Topo do horizonte Barremiano-Aptiano. Observe-se o <i> onlap </i> dos refletores sobre o embasamento. _____	118
Figura 61. Evolução da temperatura ao longo do tempo geológico no pseudopoço POD03_01. _____	120

Figura 62. Interpretação original e alternativa da Descontinuidade de Mohorovičić.	123
Figura 63. Comparação da maturação térmica da rocha geradora com variações do fator β .	124
Figura 64. Evolução da temperatura ao longo do tempo geológico no poço Gaviotín X1.	126
Figura 65. Taxa de geração de gás para o pseudopoço POD04_07 com fator $\beta = 1$.	128
Figura 66. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD01_02.	149
Figura 67. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD01_02.	149
Figura 68. GOR do pseudopoço POD01_02.	150
Figura 69. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD02_01.	150
Figura 70. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD02_01.	150
Figura 71. GOR do pseudopoço POD02_01.	150
Figura 72. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD02_02.	151
Figura 73. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD02_02.	151
Figura 74. GOR do pseudopoço POD02_02.	151
Figura 75. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD02_01.	151
Figura 76. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD02_01.	152
Figura 77. GOR do pseudopoço POD02_01.	152
Figura 78. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD02_02.	152
Figura 79. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD02_02.	152
Figura 80. GOR do pseudopoço POD02_02.	153
Figura 81. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD02_03.	153
Figura 82. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD02_03.	153
Figura 83. GOR do pseudopoço POD02_03.	153
Figura 84. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD02_03.	154
Figura 85. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD02_03.	154
Figura 86. GOR do pseudopoço POD02_03.	154
Figura 87. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD03_01.	154
Figura 88. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD03_01.	155
Figura 89. GOR do pseudopoço POD03_01.	155
Figura 90. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD03_02.	155

Figura 91. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD03_02.	155
Figura 92. GOR do pseudopoço POD03_02.	156
Figura 93. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD04_01.	156
Figura 94. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD04_01.	156
Figura 95. GOR do pseudopoço POD04_01.	156
Figura 96. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD04_02.	157
Figura 97. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD04_02.	157
Figura 98. GOR do pseudopoço POD04_02.	157
Figura 99. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD04_03.	157
Figura 100. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD04_03.	158
Figura 101. GOR do pseudopoço POD04_03.	158
Figura 102. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD04_04.	158
Figura 103. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD04_04.	158
Figura 104. GOR do pseudopoço POD04_04.	159
Figura 105. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD04_05.	159
Figura 106. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD04_05.	159
Figura 107. GOR do pseudopoço POD04_05.	159
Figura 108. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD04_06.	160
Figura 109. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD04_06.	160
Figura 110. GOR do pseudopoço POD04_06.	160
Figura 111. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD04_07.	160
Figura 112. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD04_07.	161
Figura 113. GOR do pseudopoço POD04_07.	161
Figura 114. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD04_08.	161
Figura 115. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD04_08.	161
Figura 116. GOR do pseudopoço POD04_08.	162
Figura 117. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD04_09.	162
Figura 118. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD04_09.	162
Figura 119. GOR do pseudopoço POD04_09.	162
Figura 120. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD01_01.	163
Figura 121. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD01_01.	163
Figura 122. GOR do pseudopoço POD01_01.	164
Figura 123. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD01_02.	164

Figura 124. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD01_02.	164
Figura 125. GOR do pseudopoço POD01_02.	164
Figura 126. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD02_01.	165
Figura 127. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD02_01.	165
Figura 128. GOR do pseudopoço POD02_01.	165
Figura 129. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD02_02.	165
Figura 130. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD02_02.	166
Figura 131. GOR do pseudopoço POD02_02.	166
Figura 132. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD02_03.	166
Figura 133. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD02_03.	166
Figura 134. GOR do pseudopoço POD02_03.	167
Figura 135. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD03_01.	167
Figura 136. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD03_01.	167
Figura 137. GOR do pseudopoço POD03_01.	167
Figura 138. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD03_02.	168
Figura 139. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD03_02.	168
Figura 140. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD04_01.	168
Figura 141. GOR do pseudopoço POD04_01.	168
Figura 142. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD04_02.	169
Figura 143. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD04_02.	169
Figura 144. GOR do pseudopoço POD04_02.	169
Figura 145. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD04_03.	169
Figura 146. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD04_03.	170
Figura 147. GOR do pseudopoço POD04_03.	170
Figura 148. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD04_04.	170
Figura 149. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD04_04.	170
Figura 150. GOR do pseudopoço POD04_04.	171
Figura 151. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD04_05.	171
Figura 152. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD04_05.	171
Figura 153. GOR do pseudopoço POD04_05.	171
Figura 154. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD04_06.	172
Figura 155. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD04_06.	172
Figura 156. GOR do pseudopoço POD04_06.	172

Figura 157. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD04_07. _____	172
Figura 158. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD04_07. _____	173
Figura 159. GOR do pseudopoço POD04_07. _____	173
Figura 160. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD04_08. _____	173
Figura 161. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD04_08. _____	173
Figura 162. GOR do pseudopoço POD04_08. _____	174
Figura 163. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD04_09. _____	174
Figura 164. Taxa de geração de óleo do pseudopoço POD04_10. _____	174
Figura 165. Taxa de geração de gás do pseudopoço POD04_10. _____	174
Figura 166. GOR do pseudopoço POD04_10. _____	175

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Sistemas petrolíferos e seu nível de certeza. Fonte: Magoon & Dow (1994).	48
Tabela 2. Qualidade da rocha geradora segundo o conteúdo de %COT. Fonte: McCarthy et al. (2011)	50
Tabela 3. Tipo de hidrocarboneto gerado segundo o IH. Fonte: McCarthy et al. (2011)	51
Tabela 4. Base de dados de sísmica 2D utilizadas.	54
Tabela 5. Base de dados de sísmica 3D utilizados.	55
Tabela 6. Dados bioestratigráficos baseados em amostras do poço Gaviotín X1.	57
Tabela 7. Tipo de fluido segundo a relação gás-óleo. Modificado de McCain et al. (2011).	68
Tabela 8. Horizontes sísmicos mapeados e suas idades atribuídas.	72
Tabela 9. Fatores β para cada pseudopoço.	85
Tabela 10. Paleolatidade do ponto central aproximado da Bacia de Punta del Este ao longo do tempo.	85
Tabela 11. Litologias em porcentagem e idades do poço Gaviotín X1.	90
Tabela 12. Eficiência da expulsão máxima teórica. Resultados expressos em porcentagem.	93
Tabela 13. Resumo dos resultados dos pseudopoços para o primeiro cenário, com COT=0,6% e IH=400 (mg HC/ gCOT).	99
Tabela 14. Tipos principais de fluidos expulsos para cada <i>pod</i> no primeiro cenário.	100
Tabela 15. Resumo dos resultados dos pseudopoços para o segundo cenário, com COT=2% e IH=400 (mg HC/ gCOT).	103
Tabela 16. Tipos principais de fluidos expulsos para cada <i>pod</i> no segundo cenário.	104
Tabela 17. Volume da rocha geradora para cada <i>pod</i> de geração.	106
Tabela 18. Cálculo da massa de carbono orgânico para cada <i>pod</i> de geração de cada cenário.	107
Tabela 19. Índice de hidrogênio final teórico no presente e o cálculo de R para cada pseudopoço.	108

Tabela 20. Cálculo de HCG para cada *pod* de geração de cada cenário. Unidades expressas em kg. _____ 109

Tabela 21. Resultados das equivalências para cada *pod* de geração expressos em bbl. _____ 111

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	20
1.1 Objetivos	21
1.2 Localização da área de estudo.....	22
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	23
2.1 Contexto geológico regional	23
2.2 Geologia da Bacia de Punta del Este	26
2.2.1 Contexto estrutural e evolução tectônica da Bacia de Punta del Este	26
2.2.1.1 Etapa Pré-rifte	29
2.2.1.2 Etapa Sin-rifte.....	29
2.2.1.3 Etapa de Transição	29
2.2.1.4 Etapa Pós-rifte.....	31
2.2.2 Antecedentes de exploração e investigação	33
2.2.3 Rochas geradoras potenciais da Bacia de Punta del Este	35
3. CONCEITOS E DEFINIÇÕES TEÓRICAS.....	41
3.1 Modelagem da bacia	41
3.1.1 Definições gerais.....	41
3.1.2 Calor e fluxo térmico.....	41
3.1.3 Principais mecanismos de subsidência.....	43
3.1.4 Modelo tectônico de subsidência e fator de alongamento (β)	44
3.2 Sistemas Petrolíferos	47
3.2.1 Definições e conceitos.....	47
3.2.3 Elementos dos sistemas petrolíferos.....	49
3.2.3 Processos do sistema petrolífero	51
4. MATERIAIS E METODOS.....	54
4.1 Dados sísmicos	54
4.2 Dados de poço	56
4.3 Dados magnetométricos.....	58
4.4 Atividades desenvolvidas e métodos utilizados.....	59
5. RESULTADOS	71
5.1 Interpretação de dados geofísicos	71

5.2 Delimitação de depocentros (mapa de isópacas).....	80
5.3 Modelo de fluxo térmico	81
5.3.1 Fluxo térmico no presente	82
5.3.2 Evolução do fluxo térmico na bacia	84
5.4 Identificação de potenciais <i>pods</i> ativos de geração	89
5.4.1 Avaliação das áreas	89
5.4.2 Seleção dos potenciais <i>pods</i> ativos de geração.....	93
5.5 Modelagens de maturação térmica da potencial rocha geradora e tipo de fluido gerado para cada pseudopoço	94
5.5.1 Resultados da modelagem para o primeiro cenário (COT=0,6% e IH=400)	96
5.5.2 Resultados da modelagem para o segundo cenário (COT=2% e IH=400)	102
5.6 Cálculos do volume de hidrocarbonetos gerados em função das modelagens estabelecidas.	106
6. SISTEMA PETROLÍFERO	112
6.1 Sistema petrolífero especulativo Barremiano/Aptiano-Neocretáceo	114
6.2 Sistema petrolífero especulativo Barremiano/Aptiano-Oligoceno/Mioceno	115
7. DISCUSSÃO	117
8. CONCLUSÕES	129
9. BIBLIOGRAFIA	131
ANEXO A – Informação dos pseudopoços para avaliação do potencial de geração de hidrocarbonetos	144
ANEXO B – Figuras correspondentes aos gráficos dos pseudopoços para cenário com COT=0,6% e IH=400 (mg HC/ gCOT).....	149
ANEXO C – Figuras correspondentes aos gráficos dos pseudopoços para cenário com COT=2% e IH=400 (mg HC/ gCOT).....	163

1. INTRODUÇÃO

Ao longo dos últimos anos tem-se intensificado a prospecção de hidrocarbonetos na Bacia de Punta del Este, na região *offshore* do Uruguai, principalmente devido à aquisição de dados sísmicos 2D e 3D, os quais visam caracterizar o potencial exploratório desta bacia. Ainda que, até o presente momento, não existam acumulações provadas de hidrocarbonetos, os modelos de *plays* indicam bom potencial para a presença de acumulações de óleo na região, justificando-se assim a elaboração de um modelo teórico sobre o fluxo térmico e o potencial gerador da área, que complementaria o conhecimento sobre o potencial econômico da região.

A Bacia de Punta del Este, localizada no *offshore* do Uruguai, é considerada uma região subexplorada, representando, assim, uma bacia de fronteira exploratória. Dois poços foram perfurados nessa bacia no ano de 1976 pela empresa Chevron (Lobo X1 e Gaviotín X1), ambos localizados em altos estruturais na plataforma continental. Trabalhos posteriores de análise de inclusões fluidas em *cuttings* desses poços encontraram micropartículas de paleofluidos em diferentes profundidades, tanto óleo quanto gás, mas nenhuma rocha geradora foi atingida. Um terceiro poço foi perfurado no ano 2016 pela empresa Total, denominado Raya X1, localizado perto da Bacia de Punta del Este, na porção ultra profunda uruguaia da Bacia de Pelotas, atingindo uma sucessão turbidítica do Oligoceno, o qual não apresentou indícios de hidrocarbonetos. Desta forma, considerando-se que a região possui escassos dados diretos de poço, originam-se muitas incógnitas sobre o potencial gerador de hidrocarbonetos, resultando importante estabelecer, dentre outros fatores:

- As condições de temperatura e de pressão às quais foram submetidas as possíveis rochas geradoras, o que permitirá determinar o potencial gerador de uma possível rocha geradora do Aptiano, análoga à principal rocha geradora provada das bacias da margem do Atlântico Sul;
- Os tipos de hidrocarbonetos que poderiam ter sido gerados (petróleo e/ou gás);
- O tempo (idade) de geração de hidrocarbonetos e a presença das armadilhas capazes de armazená-los (*timing* e/ou sincronia do sistema petrolífero), sendo que os volumes de óleo também poderiam ser estimados;

- As potenciais vias de migração (*pathways*) de hidrocarbonetos, que também podem ser estimadas por meio do processo proposto neste trabalho.

Com o intuito de obter respostas às incertezas previamente detalhadas, realizou-se uma modelagem do sistema petrolífero especulativo e a caracterização do potencial petrolífero dessa bacia, esclarecendo-se assim incertezas fundamentais na prospecção exploratória, tais como: a distribuição da potencial rocha geradora; a caracterização das paleotemperaturas; a análise de soterramento; a modelagem de fluxo térmico; os possíveis tipos de fluidos e os volumes acumulados; e as análises dos potenciais níveis reservatórios.

Mesmo diante da ausência de dados diretos, com base na aplicação da metodologia, a tese aqui defendida é que a Bacia de Punta del Este teve uma evolução térmica diferente ao longo de sua extensão, com maior desenvolvimento de calor e maior potencial de geração de hidrocarbonetos em sua porção centro-sul, e que existem dois sistemas petrolíferos especulativos com uma rocha geradora do Barremiano-Aptiano.

1.1 Objetivos

O objetivo geral desta tese é contribuir para o conhecimento da evolução geológica da Bacia de Punta del Este, visando estabelecer o potencial gerador e de acumulação de hidrocarbonetos.

Objetivos específicos:

- 1) Avaliar as rochas geradoras possivelmente presentes na Bacia de Punta del Este;
- 2) Estabelecer o potencial das rochas geradoras que possam estar presentes na bacia, incluindo uma estimativa da geração de volume de hidrocarbonetos;
- 3) Desenvolver uma modelagem de fluxo térmico para a bacia, avaliando o fluxo térmico com controle do poço disponível;
- 4) Estimar os tipos de fluidos gerados e o seu acúmulo.

1.2 Localização da área de estudo

A área de estudo é a Bacia de Punta del Este, localizada no *offshore* do Uruguai, definida pelas seguintes coordenadas: UTM 22 dos vértices: x = 136.130m, y = 5.965.852m; x = 209.832m, y = 6.038.300m; x = 382.364m, y = 5.932.769m; x = 302.380m, y = 5.838.128m; x = 209.413m, y = 5.887.961m (Figura 1).

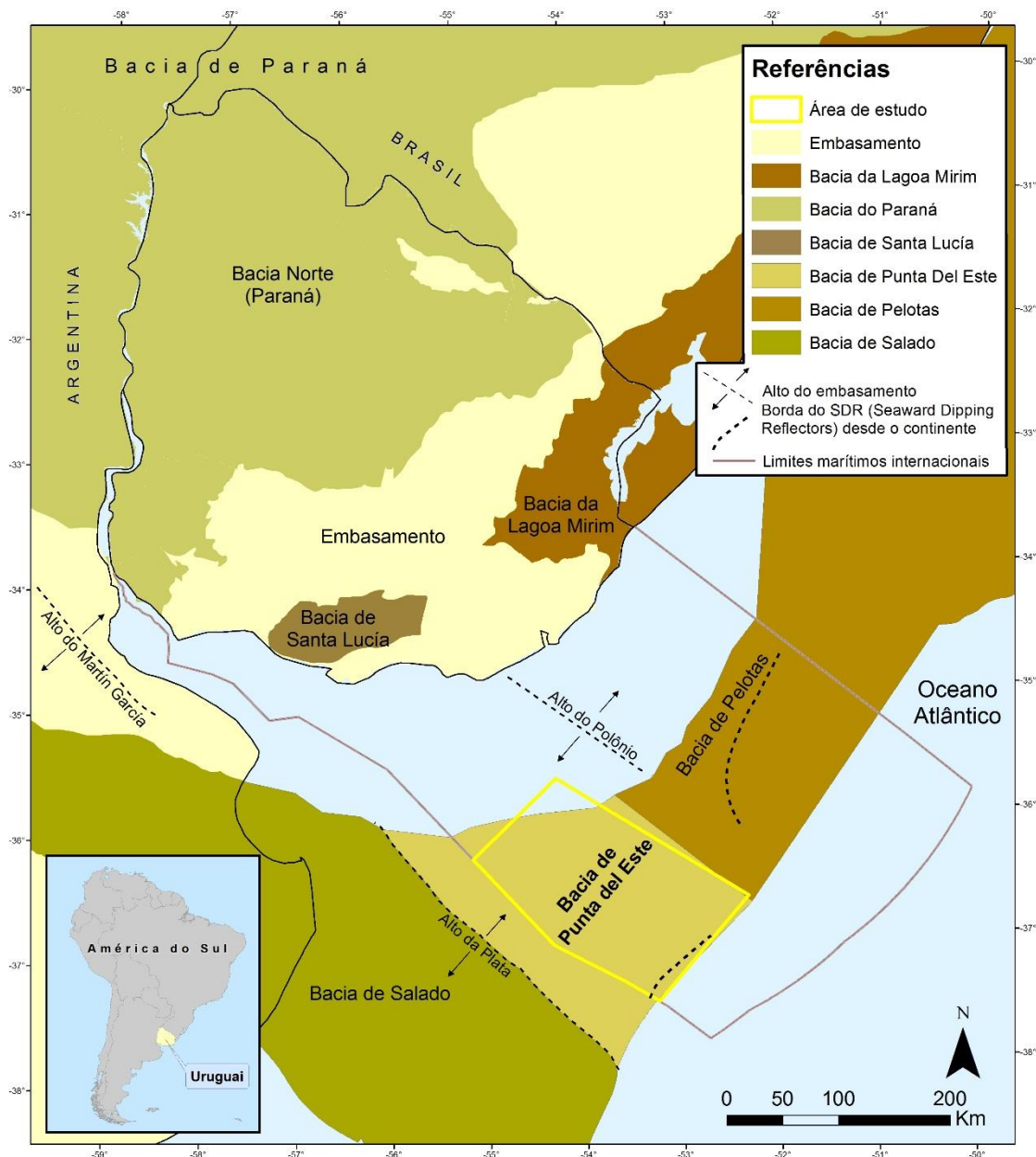


Figura 1. Localização da área de estudo (polígono amarelo).

A Bacia de Punta del Este abrange uma área de aproximadamente 25.000 km², com lâmina d'água variável (50 m até mais de 3.000 m na porção meridional). Limita-se ao sudoeste com a Bacia de Salado pelo Alto del Plata, e ao nordeste com a Bacia de Pelotas (porção uruguaia) pelo Alto de Polônio.

8. CONCLUSÕES

A análise estrutural baseada na interpretação de seções sísmicas permitiu identificar a Descontinuidade de Mohorovičić e definir três domínios crustais, na área de estudo: crosta sem atenuação, *necking zone* e crosta com hiperextensão.

Foi elaborado um modelo de fluxo térmico para a Bacia de Punta del Este que apresenta evolução diferencial desde a zona proximal até a zona distal, com forte relação entre o fluxo térmico e a espessura crustal. Desde a *necking zone* até a zona de hiperextensão crustal, o rifteamento é cada vez mais influente quanto à temperatura, onde haveria maior potencial de geração de hidrocarbonetos. Os valores máximos de fluxo térmico foram atingidos próximo ao final da etapa rifte, há aproximadamente 120 Ma.

Com base na bibliografia analisada, foi proposta, para a avaliação do potencial gerador de hidrocarbonetos da bacia, uma rocha geradora de idade Barremiano-Aptiano. A análise conjunta do modelo de fluxo térmico, o mapa de isópacas e a maturação térmica nos pseudopoços permitiram identificar quatro potenciais *pods* ativos de geração de hidrocarbonetos.

Foram propostos dois cenários hipotéticos de maturação térmica da rocha geradora em relação ao conteúdo total de carbono orgânico. O primeiro cenário com %COT=0,6 e o segundo cenário com %COT=2. Ambos os cenários apresentaram condições propícias para gerar hidrocarbonetos, sem diferenças significativas quanto aos períodos de geração de óleo e de gás.

No entanto, foram encontradas diferenças quanto ao período de expulsão e ao tipo de fluido expulso. A expulsão de hidrocarbonetos teria sido alcançada 20 Ma mais cedo em média no segundo cenário, e em ambos os cenários a expulsão teria começado primeiro na zona mais distal da bacia, no final do Eocretáceo e começo do Neocretáceo, continuando progressivamente em direção à zona proximal da bacia, no Turoniano-Eoceno

Os tipos de fluidos que potencialmente teriam sido gerados são os seguintes: no primeiro cenário, principalmente *black oil* para a *pods* 01 e 02, óleo volátil e gás condensado para o *pods* 03, e principalmente gás úmido e seco para o *pod* 04; e no segundo cenário, *black oil* para todos os *pods* 01 e 02, *black oil* e óleo indeterminado para o *pod* 03 e principalmente gás condensado para o *pod* 04, além de óleo.

O volume potencial de geração de hidrocarbonetos da Bacia de Punta del Este para uma rocha geradora do Barremiano-Aptiano é de 24.800 milhões de barris de óleo equivalente no primeiro cenário, e de 60.500 milhões de barris de óleo equivalente no segundo cenário.

Foram propostos dois sistemas petrolíferos especulativos definidos para a etapa de transição na qual se encontraria a rocha geradora de idade Barremiano-Aptiano. O sistema petrolífero Barremiano/Aptiano-Neocretáceo (?) apresenta o *timing* apropriado para a acumulação de hidrocarbonetos em reservatórios siliciclásticos desenvolvidos principalmente no setor central e distal da bacia. O sistema petrolífero Barremiano/Aptiano-Oligoceno/Mioceno (?) apresenta *timing* regular para a acumulação de hidrocarbonetos nos reservatórios siliciclásticos desenvolvidos no setor meridional da bacia. O maior risco estaria associado à escassez de vias de migração desde a rocha geradora para os reservatórios formados no Oligoceno, e expulsão antecipada de hidrocarbonetos em relação à formação de armadilhas geológicas.

BIBLIOGRAFIA

Adekola, S.; Akinlua, A.; Mangelsdorf, K. Organic geochemical evaluation of Cretaceous shale samples from the Orange Basin, South Africa. *Applied Geochemistry*. 27. 1633–1642. 2012.

Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP). Estudio geoquímico de la materia orgánica contenida en testigos de corona provenientes de la Cuenca de Santa Lucía, República Oriental del Uruguay. Informe Final. 1974.

Akinlua, A.; Maende, A.; Adekola, S.; Swakamisa, O.; Fadipe, O. & Akinyemi, S. Source rock potential of selected Cretaceous shales, Orange Basin, South Africa, *International Geology Review*, 53:13, 1508-1521. 2011.

Allen, P. A. and Allen, J. R. *Basin Analysis: Principles and Application to Petroleum Play Assessment*. Blackwell Publishing Ltd, U. K. 2005.

Anka, Z.; Loegering, M. J.; di Primio, R.; Marchal, D.; Rodríguez, J. F.; Vallejo, E. Distribution and origin of natural gas leakage in the Colorado Basin, offshore Argentina Margin, South America: seismic interpretation and 3D basin modelling. *Geologica Acta*, Vol. 12, N°4, p. 269–285. 2014.

Barker, C.E. A paleolatitude approach to assessing surface temperature history for use in burial heating models. *Coal Geology* 43, 121-135. 2000.

Beardmore, G.R.; Cull, J.P. *Crustal Heat Flow. A Guide to Measurement and Modelling*. Cambridge University Press. p. 331. 2001.

Biddle, K.T. & Wielchowsky, C.C. Hydrocarbon Traps, in L.B. Magoon and W.G. Dow, (eds.), *The Petroleum System—From Source to Trap: AAPG Memoir 60*, p. 211–217. 1994.

Biari, Y.; Klingelhoefer, F.; Franke, D.; Funck, T.; Loncke, L.; Sibuet, J.; Roest, W. R. Structure and evolution of the Atlantic passive margins: A review of existing rifting models from wide-angle seismic data and kinematic reconstruction, *126*. 2021.

Blanc, P. & Connan, J. Preservation, Degradation, and Destruction of Trapped Oil, in L.B. Magoon and W.G. Dow, (eds.), *The Petroleum System—From Source to Trap*: AAPG Memoir 60, p. 237–247. 1994.

Bott, M.H.P. Passive margins and their subsidence. *Journal of the Geological Society London* 149, 805-812. 1992.

Broad, D.S.; Jungslager, E.; McLachlan, I.R.; Roux, J.; Van der Spuy, D. South Africa's offshore Mesozoic basins. *Regional Geology and Tectonics: Phanerozoic Passive Margins, Cratonic Basins and Global Tectonic Maps*, p. 535-566. 2012.

Bryant, I.; Dailly, P.; Dribus, J.; Fainstein, R.; Harvey, N.; McCoss, A.; Montaron, B.; Quirk, D.; Tapponnier, P. Basin to Basin: Plate Tectonics in Exploration. *Oilf. Rev.* 24, 1–20. 2012.

Chaboureau, A.C.; Guillocheau, F.; Robin, C.; Rohais, S.; Moulin, M. & Aslanian, D. Paleogeographic evolution of the central segment of the South Atlantic during Early Cretaceous times: Paleotopographic and geodynamic implications. *Tectonophysics* 604, 191–223. 2013.

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

Chauvet, F.; Sapin, F.; Geoffroy, L.; Ringenbach, J. C. & Ferry, J. N. Conjugate volcanic passive margins in the austral segment of the South Atlantic – Architecture and development. *Earth-Science Reviews*. p. 212. 2021.

Chevron Overseas Petroleum Inc. Ditch Sample Palynological Analysis. Report. 1976.

Conti, B.; Perinotto, J. A. de J.; Veroslavsky, G.; Castillo, M. G.; de Santa Ana, H.; Soto, M.; & Morales, E. Speculative petroleum systems of the southern Pelotas Basin, offshore Uruguay. *Marine and Petroleum Geology*, 83, 1–25. 2017.

Conti, B.; Ferro, S.; Tomasini, J.; Gristo, P. Deep water Aptian Turbidite System in Punta del Este Basin, a New Play Offshore Uruguay. AAPG, Buenos Aires, Argentina. 2019.

Coole, P. & Koch, C. Hydrocarbon potential of offshore Namibia. *Geoexplor, Geoscience & Technology Explained*. V. 11, N° 3, p. 61-62. 2014.

Cornford, C. Source rocks and hydrocarbons of the North Sea. In Glennie, K. W. (ed.) *Petroleum Geology of the North Sea, Basic Concepts and Recent Advances*. Blackwell Science, Oxford. p. 376. 1998.

Creaser, A.; Hernández-Molina, F.; Badalini, G.; Thompson, P.; Walker, R.; Soto, M.; Conti, B. A Late Cretaceous mixed (turbidite-contourite) system along the Uruguayan Margin: Sedimentary and palaeoceanographic implications. *Marine Geology*. p. 234-253. 2017.

Daners, G.; de Santa Ana, H. & Veroslavsky, G. Paleozoico Superior en la plataforma continental uruguaya: evidencias geológicas y palinológicas. In: XII Simposio Argentino de Paleobotánica y Palinología. Buenos Aires, Argentina. Resúmenes. p. 31. 2003.

Daners, G. & Guerstein, R. Dinoflagelados del Maastrichtiense – Paleógeno en la Formación Gaviotín, Cuenca Punta del Este, de Veroslavsky G, Ubilla M, & Martinez S (eds.) *Cuencas sedimentarias del Uruguay: geología, paleontología y recursos minerales – Cenozoico*. Dirac-Facultad de Ciencias, Montevideo. P. 37-62. 2004.

Davies, C.P.N. & van der Spuy, D. Geochemistry report on Kudu 9A-2 and Kudu 9A-3, Soekor, pp. 16. 1988.

Davies, C.P.N. & van der Spuy, D. The Kudu wells: Results of a biomarker study related to burial history modelling. *Communications of the Geological Survey of Namibia* 8, 45-56. 1993.

Davis, M. & Kusznir, N. Depth-Dependent Lithospheric Stretching at Rifted Continental Margins. *Proc. NSF Rifted Margins Theoretical Institute*. 2004.

Davison, I.; Rodriguez, K.; Eastwell, D. Seismic Detection of Source Rocks. *Geoexplor, Geoscience & Technology Explained*. V. 15, p. 20-25. 2018.

Deming, D. Overburden rock, temperature and heat flow, in L.B. Magoon and W.G. Dow, (eds.), *The Petroleum System—From Source to Trap: AAPG Memoir 60*, p. 211–217. 1994.

Dow, W.G. Kerogen studies and geological interpretations. *Journal of Geochemical Exploration* 7, 79-99. 1977a.

Eastwell, D.; Hodgson, N. & Rodriguez, K. Source rock characterization in frontier basins - A global approach. *First Break* 36, p. 53–60. 2018.

England, W.A. Secondary migration and accumulation of hydrocarbons, in L.B. Magoon and W.G. Dow, (eds.), *The Petroleum System—From Source to Trap: AAPG Memoir 60*, p. 211–217. 1994.

Ewing, M.; Ludwig, W. & Ewing, J. Geophysical investigations in the submerged Argentine coastal plain. *Bulletin Geological Society of America* 74: 275-292. 1963.

Franke, D.; Neben, S.; Ladage, S.; Schreckenberger; B. & Hinz, K. Margin segmentation and volcano-tectonic architecture along the volcanic margin off Argentina/Uruguay, South Atlantic. *Mar. Geol.* 244, p. 46–67. 2007.

Gluyas, J. and Swarbrick, R. *Petroleum Geoscience*. Blackwell Science Ltd. p. 288. 2004.

Grassmann, S.; Franke, D.; Neben, S.; Schnabel, M. & Damm, V. Maturity model of the deepwater continental margin of Argentina. *Zeitschrift der Dtsch. Gesellschaft für Geowissenschaften*, 162, p. 79-89. Stuttgart. 2011.

Hantschel, T.; and Kauerauf A.I. *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling*. Springer Science & Business Media. 2009.

Hartwig, A.; di Primio, R.; Anka, Z. & Horsfield, B. Source rock characteristics and compositional kinetic models of Cretaceous organic rich black shales offshore southwestern Africa. *Org. Geochem*, p. 51, 17–34. 2012.

Heine, C., Zoethout, J. & Müller, R. D. Kinematics of the South Atlantic rift. *Solid Earth* 4, 215–253. 2013.

Hernández-Molina, J.; Soto, M.; Piola, A.; Tomasini, J.; Preu, B.; Thompson, P.; Paterlini, M. A contourite depositional system along the Uruguayan continental margin: sedimentary, oceanographic and paleoceanographic implications. *Marine Geology*, 378, 333-349. 2016.

Hernández-Molina, J.; Campbell, S.; Badalini, G.; Thompson, P.; Soto, M.; Conti, B.; Preu, B.; Thieblemont, A.; Hyslop, L.; Miramontes, E.; Morales, E. Large bedforms on contourite terraces: Sedimentary and conceptual implications. *Geology*.46: 27-30. 2017.

Hinz, K. A hypothesis on terrestrial catastrophes: wedges of very thick oceanward dipping layers beneath passive continental margins—their origin and paleoenvironmental significance. *Geol. Jahrb., Reihe E, Geophys*, p.22, 3–28. 1981.

Hodgson, N.; Intawong, A. Derisking deep-water Namibia. *Petroleum Geology and Basins*. V. 31, p. 91–96. 2013.

Hunt, J.M. Distribution of carbon in crust of earth. *AAPG Bulletin* 56 (11), p. 2273-2277. 1972.

Jarvis, G.T. and McKenzie, D.P. The development of sedimentary basins with finite extension rates. *Earth Planet. Sci. Letters* 48, p. 42-52. 1980.

Jungslager, E.H.A. Petroleum habitats of the Atlantic margin of South Africa. In: The oil and gas habitats of the South Atlantic, *Geological Society SpecialPublication* 153 (ed. CAMERON, N.R., R.H. BATE, and V.S. CLURE), Geological Society London. pp. 153-168. 1999.

Koopmann, H., Schreckenberger, B., Franke, D., Becker, K. & Schnabel, M. The late rifting phase and continental break-up of the southern South Atlantic: the mode and timing of volcanic rifting and formation of earliest oceanic crust. *Geol. Soc. London, Spec. Publ.* 420, 315–340. 2014.

Laske, G.; Masters, G.; Ma, Z.; and Pasyanos, M. Update on CRUST1.0 – A 1-degree Global Model of Earth's Crust. *Geophys. Res. Abstracts*, 15, Abstract EGU2013-2658. 2013.

Le Pichon, X. and Sibuet J.C. Passive margins: A model of formation. *Geophys Res.* 86, p. 3708-3720. 1981.

Leyden, R.; Ludwig, W.J. & Ewing, M. Structure of the continental margin of Punta del Este, Uruguay and Rio de Janeiro, Brazil. *Bulletin American Association of Petroleum Geologists* 55: 2161-2173. 1971.

Løseth, H.; Wensaas, L.; Gading, M.; Duffaut, K.; & Springer, M. Can hydrocarbon source rocks be identified on seismic data? *Geology*, 39(12), 1167–1170. 2011.

Ludwig, W. J. & Krasheninnikov, V. A. DSDP Site 511. Initial Reports DSDP, Leg 71, Valparaiso to Santos, 1980, Part 1, 06(January), 21–109. 1983

Macdonald, D.; Gómez-Pérez, I.; Franzese, J.; Spalletti, L., Lawver, L.; Gahagan, L.; Dalziel, I.; Thomas, C.; Trewin, N.; Hole, M.; Paton, D. Mesozoic break-up of SW Gondwana: Implications for regional hydrocarbon potential of the southern South Atlantic. *Marine and Petroleum Geology*. 20. 287-308. 2003.

Macgregor, D. S. Late cretaceous-cenozoic sediment and turbidite reservoir supply to south atlantic margins. *Geological Society Special Publication*, 369(1), 109–128. 2012.

Magoon, L.B. & Beamont, E.A. Petroleum system, in Beaumont E.A. and Foster, N.H., eds., *Exploring for oil and gas traps: American Association of Petroleum Geologist Treatise of Petroleum Geology*, Chap. 3, p.3.1-3.34. 1999.

Magoon, L.B., & Dow G.W. The petroleum system, in L.B. Magoon and W.G. Dow, (eds.), *The Petroleum System—From Source to Trap: AAPG Memoir 60*, p. 3–24. 1994.

Magoon, L.B. & Schmoker, J.W. The total petroleum system – The natural fluid network that constrains the assessment unit, in U.S. Geological Survey Digital Data Series 60. 2000.

McCain, W. D., Spivey, J. P., & Lenn, C. P. Petroleum reservoir fluid property correlations. PennWell Corp. 2011.

McCarthy, K.; Rojas, K.; Niemann, M.; Palmowsky, D.; Peters, K. & Stankiewicz, A. La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. *Oilfield Review*: 23 (2). 2011

McKenzie, D.P. Some remarks on the development of sedimentary basins. *Earth and Planetary Science Letters* 40, p. 25-32. 1978.

Mello, M.R.; Mohriak, W.U.; Koutsoukos, E.A.M. & Figueira, J.C.A. Brazilian and West African oils: generation, migration, accumulation and correlation. 13th World Petroleum Congress (Buenos Aires), 2, p. 153-164. 1991.

Mello, M. R.; De Azambuja Filho, N.C.; Bender, A.A.; Barbanti, S.M.; Mohriak; W.U.; Schmitt, P. & De Jesus, C.L.C. The Namibian and Brazilian southern South Atlantic petroleum system: are they comparable analogues? In: Mohriak, W.U.; Danforth, A.; Post, P.J.; Brown, D.E.; Tari, G.C.; Nemcok, M. & Sinha, S.T. (eds). *Conjugate divergent margins*. Geological Society, London, Special Publications, 369. 2011.

Mohriak, W. U.; Turner, J. P. & Valente, S. C. Crustal architecture of South Atlantic volcanic margins. *Geological Society of America* 159–202. 2002.

Morales, E. Evolução tectônica e estratigráfica das bacias da margem continental do Uruguai. Tese de Doutorado, Rio Claro, 166 p. 2013.

Morales, E. Chang, H.; Soto, M.; Corrêa, F.; Veroslavsky, G.; de Santa Ana, H.; Conti, B.; Daners, G. Tectonic and stratigraphic evolution of the Punta del Este and Pelotas basins (offshore Uruguay). *Pet. Geosci.* 23, 415–426. 2017.

Morales, E. Chang, H.; Soto, M.; Veroslavsky, G.; Conti, B.; de Santa Ana, H.; Corrêa, F. Speculative petroleum systems of the Punta del Este Basin (offshore Uruguay). *Brazilian J. Geol.* 47, 645–656. 2017.

Morgan, P. Heat flow in rift zones. *Continental and Oceanic Rift V.8*. American Geophysical Union, Washington D.C., and Geological Society of America, Boulder, Colorado, Vol. 8, p. 107-122. 1982.

Moulin, M.; Aslanian, D.; Olivet, J.; Contrucci, I.; Matias, L.; Géli, L.; Klingelhoefer, F.; Nouze, H.; Rénhault, J. and Untemehr, P. Geological constraints on the evolution of the Angolan margin based on reflection and refraction seismic data (ZaiAngo project). *Geophysical Journal International*, Blackwell Publishing, 162, p. 739. 2005

Moulin, M.; Aslanian, D. & Unternehr, P.A. new starting point for the South and Equatorial Atlantic Ocean. *Earth Science Reviews* (0012-8252). Vol. 98 , N. 1-2 , p. 1-37. 103. 2010.

Niño-Guiza, C.; Zubiri, M.; Martins, T.; Teixeira, B.; Afonso, J.; Legget, M.; Cersosimo, S. Constraining the Barremian / Aptian Source Rock Facies of the Walvis Basin, Offshore Namibia – Integration of Seismic Inversion and Petroleum Systems Modeling. 2016.

Passey, Q.R.; Bohacs, K.M.; Esch, W.L.; Kilmentidis, R.; and Sinha, S. From oil-prone source rocks to gas-producing shale reservoir - Geologic and petrophysical characterization of unconventional shale gas reservoirs. Chinese Petroleum Society/Society of Petroleum Engineers International Oil and Gas Conference and Exhibition. Beijing, China. p. 29. 2010.

Paton, D. A., Pindell, J., McDermott, K., Bellingham, P. & Horn, B. Evolution of seaward-dipping reflectors at the onset of oceanic crust formation at volcanic passive margins: Insights from the South Atlantic. *Geology* 45, 439–442. 2017.

Pepper, A.S. and Corvi, P.J. Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas generation from kerogen. *Marine and Petroleum Geology*, Vol. 12 N°3, p. 291-319. 1995.

Pérez-Díaz, L. & Eagles, G. South Atlantic paleobathymetry since early Cretaceous. *Sci. Rep.* 7, 1–16. 2017.

Peters, K.E. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG Bulletin* 70 (3), 318-329. 1986.

- Posamentier, H. W. & V. Kolla. Seismic geomorphology and stratigraphy of depositional elements in deep-water settings. *Journal of Sedimentary Research*, V. 73, p. 367–388. 2003.
- Poulsen, C.; Eric, B.; Arthur, M.A. and Peterson, W. Response of the Mid-Cretaceous global oceanic circulation to tectonic and CO₂ forcings. *Paleoceanography*, V. 16, N. 6, 576-592. 2001.
- Raggio, F.; Gerster, R. & Welsink, H. Cuencas del Salado y Punta del Este. VIII Congr. Explor. y Desarro. Hidrocarburos Simp. Cuencas Argentinas visión actual, p. 80–87. 2011.
- Reading, H. G. & Richards, M. Turbidite system in deepwater basin margins classified by grain size and feeder system. *AAPG Bulletin* 78, pp. 792-822. 1994.
- Robertson – CGG. Petroleum Geological Evaluation of Uruguay: Uruguau Report. Relatório Interno, ANCAP. 2015.
- Rossello, E.; de Santa Ana, H & Veroslavsky, G. El lineamiento Santa Lucía-Aiguá-Merín (Uruguay): un corredor tectónico extensivo y transcurrente dextral precursor de la apertura Atlántica. *Revista Brasileira de Geociências*. v30, no 4, p. 749-756. 2000.
- Scotese, C. Atlas of Paleogeographic Maps, PALEOMAP Atlas for ArcGIS, volume 2, The Cretaceous, Maps 23-31, Mollweide Projection, PALEOMAP Project, Evanston, IL. 2014.
- Sheriff, R.E. Encyclopedic dictionary of applied geophysics. Society of Exploration Geophysicists. 47-8. 2002.
- Sleep, N.H. Thermal effects of the formation of Atlantic continental margins by continental break up. *Geophysical Journal of the Royal Astronomical Society* 24 (4), 325-350. 1971.
- Soto, M.; Morales, E.; Veroslavsky, G.; de Santa Ana, H.; Ucha, N.; Rodríguez, P. The continental margin of Uruguay: Crustal architecture and segmentation. *Mar. Pet. Geol.* 28, 1676–1689. 2011.

Souche, A.; Schmid, D. W. & Rüpke, L. Interrelation between surface and basement heat flow in sedimentary basins. *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.* 101, p. 1697–1713. 2017.

Stewart, J.; Watts, A.B. and Bagguley, J.G. Three-dimensional subsidence analysis and gravity modelling of the continental margin offshore Namibia. *Geophysical Journal International* 141, 724-746. 2000.

Stoakes, F.; Campbell, C.; Cass, R. & Ucha, N. Seismic stratigraphic analysis of the Punta del Este Basin, offshore Uruguay, South America. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 75, 219–240. 1991.

Svartman Dias, A.E.; Hayman, N.W. and Lavier, L.L. Thinning factor distributions viewed through numerical models of continental extension. *Tectonics*, 35, 3050–3069. 2016.

Tavella, G.F. & Wright, C.G. Cuenca del Salado. In: *Geología y Recursos Naturales de la Plataforma Continental Argentina*. Ramos, V.A. y Turic, M.A. (eds). Capítulo 6: p. 95-116. 1996.

Tissot, B.; Welte, D.H. *Petroleum Formation and Occurrence*. Springer Verlag, Berlin, 699 p. 1978.

Tomasini, J.; de Santa Ana, H.; Conti, B.; Ferro, S.; Gristo, P.; Marmisolle, J.; Morales, E. Assessment of marine gas hydrates and associated free gas distribution offshore Uruguay. *Journal of Geological Research*. 2011.

Turrini, L.; Jackson, C. A. L. & Thompson, P. Seal rock deformation by polygonal faulting, offshore Uruguay. *Mar. Pet. Geol.* 86, p. 892–907. 2017.

Ucha, N.; de Santa Ana, H & Veroslavsky, G. La Cuenca Punta del Este: Geología y Potencial Hidrocarburífero, en Veroslavsky, G.; Ubilla, M. & Martínez, S. (eds.), *Cuencas Sedimentarias de Uruguay: Geología, Paleontología y recursos naturales – Mesozoico*. DIRAC, Montevideo. Pp 171-190. 2004.

Uliana, M.; Bidlle, K. and Cerdan, J. Mesozoic extension and the formation of Argentine sedimentary basins. In: *Extensional tectonics and stratigraphy of the North Atlantic*

margins. AAPG Memoir 46 (ed. Tankard, A. and Balkwill, H.), pp. 599-614. American Association of Petroleum Geologists. 1989.

Ulmishek, G.F. & Klemme, H.D. In Depositional controls, distribution, effectiveness of world's petroleum source rock. US Geological Survey Bulletin, Report B, 1931. 1990.

Ussami, N.; Chaves, C. A. M.; Marques, L. S.; Ernesto, M. Origin of the Rio Grande Rise–Walvis Ridge reviewed integrating palaeogeographic reconstruction, isotope geochemistry and flexural modelling. Geological Society, London, Special Publications, 369(1), p.129–146. 2012.

Van der Spuy, D. Aptian source rocks in some South African Cretaceous basins. Geological Society, London, Special Publications, 207(1), 185–202. 2003.

van Hinsbergen, D.J.J.; de Groot, L.V.; van Schaik, S.J.; Spakman, W.; Bijl, P.K.; Sluijs, A.; Langereis, C.G.; Brinkhuis, H. A Paleolatitude Calculator for Paleoclimate Studies. PLoS ONE 10(6): e0126946. 2015.

Waples, D. W. A new model for heat flow in extensional basins: Estimating Radiogenic Heat Production. Natural Resources Research, Vol. 11, No. 2, p. 227–238. 2002.

Welte, D. H. & Yalçın, M. N. Basin modeling - A new methodology in petroleum geology: in Advances in Organic Geochemistry. Eds. L. Mattavelli and L. Novelli, p. 141-152, Pergamon Press, Oxford. 1988.

Welte, D.H.; Horsfield, B. & Baker, D.R. Petroleum and Basin Evolution. Insights from Petroleum Geochemistry, Geology and Basin Modeling. Springer Verlag. Berlin Heidelberg. p. 535. 1997.

White, R. & McKenzie, D.P. Magmatism at rift zones: The generation of volcanic continental margins and flood basalts. Journal of Geophysical Research 94 (B6), 7685-7729. 1989.

Wygrala, B.P. Integrated study of an oil field in the southern Po basin, northern Italy. Dissertation, University of Köln. 1989.

Zalán, P. Similarities and Differences between Magma-Poor and Volcanic Passive Margins – Applications to the Brazilian Marginal Basins. International Congress of the Brazilian Geophysical Society. Rio de Janeiro, Brazil. 37–42. 2015.

Zalán, P. The Differentiated Petroleum Potential of the Spectrum of Types of Passive Margins. 15th International Congress of the Brazilian Geophysical Society. Rio de Janeiro, Brazil. 2017.

Zhonghong, C.; Zunjing, M.; Ming, Z.; Xiaoyu, S.; Shouchun, Z.; & Youshu, B. The effects of high pressure on oil-to-gas cracking during laboratory simulation experiments. *Journal of Petroleum Geology*, 37(2), p. 143–162. 2014.