

NOTA TÉCNICA DPG-SPG-E&P Nº 01/21

# Estudo Regional da Porção Gaúcha da Bacia do Paraná

## Parte 3 - Análise das bacias límitrofes - Bacia do Chaco-Paraná (Argentina e Paraguai) e Bacia Norte (Uruguai)

Rio de Janeiro  
Abril de 2021



Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - "*double sided*")



**GOVERNO FEDERAL**  
**Ministério de Minas e Energia**

**Ministro**

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior

**Secretária Executiva**

Marisete Fátima Dadald Pereira

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**

José Mauro Ferreira Coelho



Empresa de Pesquisa Energética

*Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.*

**Presidente**

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

**Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis**

Heloisa Borges Esteves

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais**

Giovani Vitória Machado

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**

Erik Eduardo Rego

**Diretora de Gestão Corporativa**

Angela Regina Livino de Carvalho

<http://www.epe.gov.br>

**Sede**

Esplanada dos Ministérios Bloco "U"  
Ministério de Minas e Energia - Sala 744 - 7º andar  
Brasília – DF – CEP: 70.065-900

**Escritório Central**

Av. Rio Branco, n.º 01 – 11º Andar  
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

NOTA TÉCNICA DPG-SPG-E&P Nº

01/21

## Estudo Regional da Porção Gaúcha da Bacia do Paraná

### Parte 3 - Análise das bacias limítrofes - Bacia do Chaco- Paraná (Argentina e Paraguai) e Bacia Norte (Uruguai)

**Diretoria de Estudos do Petróleo,  
Gás Natural e Biocombustíveis**

**Superintendência de Petróleo e Gás Natural**

**Coordenação Geral**

Heloisa Borges Esteves

**Coordenação Executiva**

Marcos Frederico Farias de Souza

**Coordenação Técnica**

Regina Freitas Fernandes

Roberta de Albuquerque Cardoso

**Equipe Técnica**

Katia Souza D'Almeida

Nathália Oliveira de Castro

Pamela Cardoso Vilela

Raul Fagundes Leggiere

Rio de Janeiro  
Abril de 2021

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - "*double sided*")

## SUMÁRIO

<b>Introdução .....</b>	<b>8</b>
<b>Objetivo.....</b>	<b>8</b>
<b>1 A Bacia do Paraná.....</b>	<b>9</b>
1.1 Bacia do Chaco-Paraná (Argentina-AR).....	10
Geologia Regional.....	10
Correlação entre os Sistemas Petrolíferos das bacias do Chaco-Paraná (AR) e Paraná (BR) .....	14
Potencial e Perspectivas Exploratórias.....	15
Recursos Não Convencionais .....	16
1.2 Bacia do Chaco-Paraná (Paraguai-PY) .....	18
Geologia Regional.....	18
Bacia do Chaco .....	18
Bacia do Paraná .....	19
Correlação entre os Sistemas Petrolíferos da Bacia do Chaco-Paraná (PY) e da Bacia do Paraná (BR) ....	20
Potencial e Perspectivas Exploratórias.....	24
Recursos Não Convencionais .....	25
1.3 Bacia Norte (Uruguai) .....	27
Geologia Regional.....	27
Correlação entre os Sistemas Petrolíferos da Bacia Norte e da Bacia do Paraná (BR) .....	29
Potencial e Perspectivas Exploratórias.....	30
Recursos Não Convencionais .....	31
<b>2 Conclusões .....</b>	<b>35</b>
<b>Referências Bibliográficas.....</b>	<b>37</b>

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Poços exploratórios da ANCAP na Bacia Norte. Fonte: Soto (2014) ..... 28

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Área de ocorrência da Bacia do Paraná, englobando porções no Brasil, Argentina, Uruguai e Paraguai. Fonte: Elaboração própria. ....	9
Figura 2: Limites das bacias sedimentares na América do Sul e a atividade de E&P, com foco na Argentina, Brasil, Bolívia, Paraguai e Uruguai. Elaboração própria com base em ANCAP (2021), ANH (2017), Ministerio de Energía y Minería (2021) e Ministerio de Obras Publicas y Comunicaciones (2021).....	12
Figura 3: Correlação estratigráfica de unidades ao norte na Argentina, ao sul na Bolívia e no Brasil (NOETINGER; DI PASQUO, 2013). Quadro verde mostra correlação entre as formações Rincón (AR) e Ponta Grossa (BR); o quadro azul mostra a correlação entre as formações Caburé (AR) e Furnas; o quadro vermelho mostra que a Formação Copo não possui correlação com unidade da Bacia do Paraná no Brasil. ....	14
Figura 4: Folhelhos prospectivos na Bacia do Paraná, Argentina. Elaboração própria com base em ANCAP (2021), EIA (2013a), Ministerio de Energía y Minería (2021) e Ministerio de Obras Publicas y Comunicaciones (2021). ....	16
Figura 5: Divisões da Bacia do Chaco-Paraná no Paraguai. Elaboração própria baseada em ANH (2017), Ministerio de Energía y Minería (2021), Ministerio de Obras Publicas y Comunicaciones (2021) e VMME (2019b). ....	18
Figura 6: Coluna estratigráfica da Bacia do Paraná e sua correlação no Paraguai (SCHALLER; CORRÊA, 2013). ....	21
Figura 7: Província Santa Cruz-Tarija, bacia de rifte intracratônica paleozoica que evoluiu para um cinturão de rochas terciárias dobradas ( <i>thrust belt</i> ), tectônica <i>thin-skinned</i> , e bacia antepaís. Elaboração própria com base em ANCAP (2021), ANH (2017), Ministerio de Energía y Minería (2021), Ministerio de Obras Publicas y Comunicaciones (2021), USGS (2000) e VMME (2019b). ....	22
Figura 8: Recursos não convencionais na Bacia do Chaco e na Bacia do Paraná - Paraguai e Bolívia. Elaboração própria com base em ANH (2017), EIA (2013), EIA (2015), Ministerio de Energía y Minería (2021), Ministerio de Obras Publicas y Comunicaciones (2021) e VMME (2019b). ....	26
Figura 9: Carta litoestratigráfica da Bacia Norte, indicando sistemas petrolíferos especulativos da Bacia Norte. A Formação Tres Islas é indicada pela presença de camadas de carvão de idade Permiana. Rochas geradoras indicadas pelos círculos pretos, rochas reservatório por círculos amarelos e rochas selantes por círculos vermelhos. Modificado de ANCAP (2017a, b). ....	28
Figura 10: Localização da Bacia Norte no Uruguai, atividades de E&P, e áreas da Formação Cordobés (Devoniano). Área avaliada para gás de folhelho, em amarelo, e a área avaliada para óleo de folhelho, em preto. Elaboração própria com base em ANCAP (2021) e USGS (2011).....	34

## INTRODUÇÃO

A presente Nota Técnica é parte integrante de uma série de estudos regionais realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com base no estudo Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás (ZNMT). O ZNMT aborda as bacias sedimentares brasileiras com potencial petrolífero, para as quais é adotada uma abordagem geológica a partir da análise de *play* exploratório, além da verificação de aspectos econômicos relacionados às atividades exploratórias e produtivas, bem como da infraestrutura de abastecimento. Desse modo, é possível obter avaliações regionais que permitam a inclusão das especificidades locais.

No caso da Porção Gaúcha da Bacia do Paraná, o estudo foi realizado em 3 (três) partes:

Parte 1: Análise do ZNMT – Ciclo 2017-2019. No âmbito do ZNMT, a Bacia do Paraná foi estudada segundo a abordagem de análise de bacias, para avaliação de recursos convencionais e a indicação de recursos não convencionais. Para os primeiros foram definidos *plays* exploratórios a partir da identificação dos componentes geológicos considerados essenciais para a existência de uma acumulação de hidrocarbonetos, a saber: carga (incluindo aí a presença de rocha geradora e caminhos de migração), reservatório e trapa (englobando a presença de rocha selante e estrutura trapeadora). Para os recursos não convencionais, além do mapeamento das áreas com presença do betume e óleo de folhelho (*shale oil*), foram indicadas as possíveis ocorrências de gás de folhelho (*shale gas*) e metano de carvão (*coalbed methane*). Os mapas de Importância Petrolífera de Áreas (IPA) para a região foram igualmente apresentados. A Parte 1 do estudo foi publicada como Nota Técnica DPG-SPT-E&P Nº 01/18, em janeiro de 2018 (EPE, 2018a).

Parte 2: Análise sobre o potencial de metano de carvão. Realização de estudo de revisão sobre o potencial do metano de carvão com base em informações atualizadas. Nesta análise foram enfatizados os principais conceitos relacionados à geração e armazenamento desse recurso, e, conseqüentemente, demonstrado o potencial brasileiro que se apresenta na porção gaúcha da Bacia do Paraná. A Parte 2 do estudo foi publicada como Nota Técnica DPG-SPT-E&P Nº 05/18, em setembro de 2018 (EPE, 2018b).

Parte 3: Análise das bacias limítrofes. Atualização das informações com respeito às porções argentina e paraguaia (Bacia do Chaco-Paraná) e uruguaia (Bacia Norte/Bacia do Paraná) que fazem fronteira com a porção brasileira da Bacia do Paraná, incluindo considerações sobre os recursos não convencionais. A Parte 3 é o objeto do presente documento.

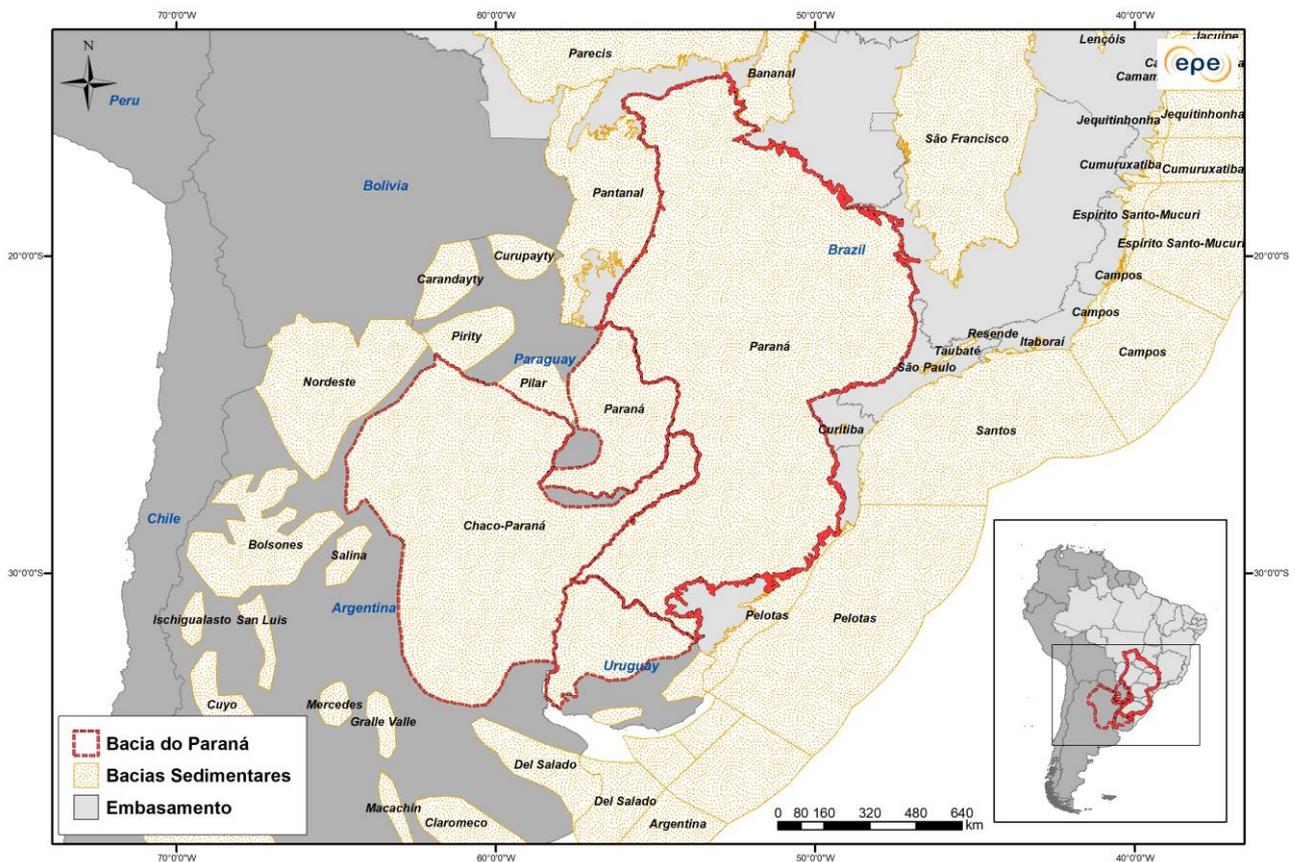
## OBJETIVO

Apresentar informações com respeito às bacias contíguas à Bacia do Paraná no Brasil; isto é, a Bacia do Chaco-Paraná (Argentina e Paraguai) e Bacia Norte/Bacia do Paraná (Uruguai). Estudos de bacias sedimentares limítrofes auxiliam nas perspectivas geológica e econômica que são apresentadas no estudo ZNMT. A próxima versão com previsão de lançamento no segundo semestre de 2021, contará com a pesquisa realizada na presente Nota Técnica para substanciar as análises da Bacia do Paraná na porção brasileira.

# 1 A BACIA DO PARANÁ

A Bacia do Paraná abrange uma vasta área do continente sul-americano, com uma área de aproximadamente 1.121.239 km<sup>2</sup>, ocupando porções centro-sul do Brasil, nordeste da Argentina, leste do Paraguai e norte do Uruguai (ANCAP, 2017a; RODRIGUEZ *et al.*, 2016; SOTO, 2014) (**Erro! Fonte de referência não encontrada.**). Seu eixo principal é orientado na direção NNE-SSW e o seu depocentro estrutural está localizado ao longo do rio Paraná, com registro de rochas sedimentares e vulcânicas com espessura total acima de 7.000 m (VMME, 2019b).

No Brasil, se estende pelos Estados de Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Paraná, Rio Grande do Sul, Santa Catarina e São Paulo (MME, 2020). Na porção brasileira dessa bacia intracratônica, desenvolvida diretamente sobre a crosta continental, há registro de um pacote sedimentar-magmático da ordem de 7 km de espessura associado a vulcanismo e intrusões básicas. Seis Superseqüências deposicionais são comumente descritas: Rio Ivaí (Ordoviciano-Siluriano), Paraná (Devoniano), Gondwana I (Carbonífero-Eocretáceo), Gondwana II (Meso a Neotriássico), Gondwana III (Neojurássico-Eocretáceo) e Bauru



**Figura 1: Área de ocorrência da Bacia do Paraná, englobando porções no Brasil, Argentina, Uruguai e Paraguai. Fonte: Elaboração própria.**

(Neocretáceo) (MME, 2020).

Na Argentina a Bacia Chaco-Paranaense possui 643.000 km<sup>2</sup> e abrange as províncias de Formosa, Chaco, leste de Tucumán, Santiago del Estero, Santa Fé, Misiones, Corrientes, Entre Ríos, Córdoba, leste de La Pampa

e norte de Buenos Aires (BARREDO; STINCO, 2010). Esta bacia tem formato elíptico com eixo orientado ENE-WSW e depocentros semi-circulares preenchidos por cerca de 6 km de sedimentos, sendo 2 km apenas de vulcânicas (BARREDO; STINCO, 2010; MILANI; ZALÁN, 1999). As sequências deposicionais são separadas por grandes discordâncias, delimitando ciclos sedimentares associados a ambientes marinhos e glaciais até o Paleozoico Superior, seguido por um registro de condições semi-áridas a áridas, durante o Mesozoico, e grandes volumes de basaltos cretáceos correlatos aos desenvolvidos principalmente na porção brasileira da Bacia do Paraná (FERNÁNDEZ GARRASINO *et al.*, 2005 apud BARREDO; STINCO, 2010; MILANI; ZALÁN, 1999). A oeste, a bacia é limitada pelas cordilheiras pampeanas, um sistema de empurrões que soergueu rochas do embasamento pré-cambriano na orogenia andina a partir do Neógeno (MILANI; ZALÁN, 1999).

No Paraguai Bacia do Chaco e a Bacia do Paraná, que juntas são conhecidas como Bacia do Chaco-Paraná abrange a maior parte do Paraguai (95% do território nacional). Trata-se de uma pré-bacia intracratônica similar à Bacia de Neuquén e outras bacias a leste da Cordilheira dos Andes. No Paraguai, a Bacia do Chaco está localizada na região Ocidental, ocupando 60% do território nacional e se estende até a Bolívia e a Argentina. Já a Bacia do Paraná ocupa a Região Oriental paraguaia, representando 39% da Bacia do Chaco-Paraná, e alcança os territórios argentino, brasileiro e uruguaio. De uma forma geral, a Bacia do Chaco-Paraná é constituída por uma sequência espessa de rochas paleozoicas essencialmente marinhas, sobrepostas por depósitos mesozoicos continentais. Os sedimentos devonianos e carboníferos ocorrem numa sequência regressiva marinha a oeste, com fácies transicional a continental (VERDU, 2012; VMME, 2019a, b).

No Uruguai, a Bacia Norte corresponde à porção meridional da Bacia do Paraná, bacia intracratônica, localizada na região norte do Uruguai, possuindo cerca de 100.000 km<sup>2</sup> neste país (ANCAP, 2017a; RODRIGUEZ *et al.*, 2016; SOTO, 2014). Seu preenchimento vulcano-sedimentar compreende formações do EoDevoniano ao NeoCretáceo, com espessura total de 2.500 m observada no poço exploratório de Yacaré (ANCAP, 2017a). Outros trabalhos indicam espessuras de 2.377 m (DE SANTA ANA *et al.*, 2006), entretanto, novos dados geofísicos (gravimétricos, magnetotelúricos e sísmicas), mostram que em alguns setores da bacia, o embasamento pode atingir profundidades próximas de 3,5 km (MARMISOLLE, 2015; MIRA *et al.*, 2015; RODRIGUEZ *et al.*, 2015). A evolução da Bacia Norte é marcada pela ocorrência de estruturas em três direções preferenciais (NW-SE; NNE-SSW; E-W), constantemente reativadas, em consequência de sucessivos eventos tectônicos de subducção e colisão na margem ativa do Gondwana (DE SANTA ANA *et al.*, 1989; DE SANTA ANA; VEROSLAVSKY, 2004; MARMISOLLE, 2015; UCHA; DE SANTA ANA, 1994; ZALÁN *et al.*, 1990).

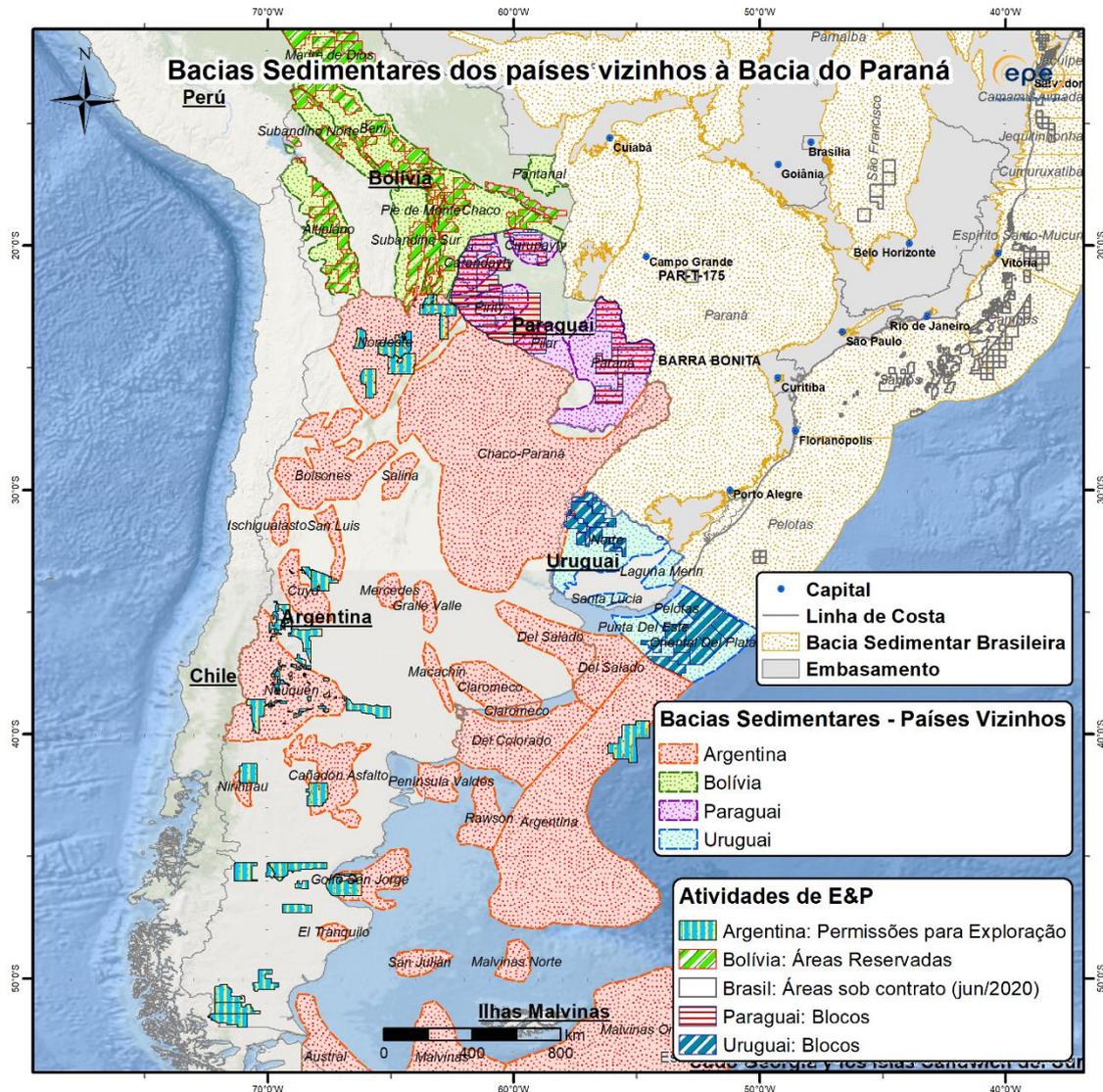
## 1.1 Bacia do Chaco-Paraná (Argentina-AR)

### ***Geologia Regional***

Na Argentina, a Bacia Chaco-Paranaense o registro deposicional é predominantemente subsuperficial, ocorrendo na superfície uma planície coberta por depósitos fluviais quaternários a recentes (MILANI; ZALÁN, 1999). As sequências deposicionais são separadas por grandes discordâncias, delimitando ciclos sedimentares associados a ambientes marinhos e glaciais até o Paleozoico Superior, seguido por um registro de condições semi-áridas a áridas, durante o Mesozoico, e grandes volumes de basaltos cretáceos correlatos aos desenvolvidos principalmente na porção brasileira da Bacia do Paraná (FERNÁNDEZ GARRASINO *et al.*, 2005 apud BARREDO; STINCO, 2010; MILANI; ZALÁN, 1999). A oeste, a bacia é limitada pelas cordilheiras pampeanas, um sistema de empurrões que soergueu rochas do embasamento pré-cambriano na orogenia andina a partir do Neógeno (MILANI; ZALÁN, 1999).

O controle estrutural da bacia é definido principalmente por lineamentos proterozoicos NE e SE herdados da amalgamação de blocos continentais exóticos e/ou peri-gondwanianos durante o ciclo orogênico brasileiro-pan-africano (Proterozóico Superior-Paleozóico Inferior), formando assim o núcleo do supercontinente Gondwana. Os depocentros associam-se a riftes restritos (remanescentes abortados) com origem em processos extencionais paleozoicos nas protomargens do Gondwana (BARREDO; STINCO, 2010).

O processo de subsidência e acumulação sedimentar teve início provável no Ordoviciano – Siluriano, com a implantação de um profundo depocentro SW-NE chamado baixo Las Breñas, na porção central da bacia, e o surgimento de um grabén assimétrico com mergulho estrutural do embasamento para NW, contra sua falha principal. A natureza e a idade do preenchimento desse graben, um depocentro estrutural que contém um pacote de rochas provavelmente ígneo-sedimentar, de até 5.000 m de espessura, ainda são tópicos especulativos. Uma das hipóteses existentes, baseada na análise sismoestratigráfica, a possibilidade da existência de um pacote siliciclástico basal imaturo, seguido por uma seção marinha mista rochas carbonáticas e quartzosas, culminando em um intervalo marinho mais profundo. O pacote completo tem uma faixa de idades provavelmente do início do Paleozoico (MILANI; ZALÁN, 1999).



**Figura 2: Limites das bacias sedimentares na América do Sul e a atividade de E&P, com foco na Argentina, Brasil, Bolívia, Paraguai e Uruguai. Elaboração própria com base em ANCAP (2021), ANH (2017), Ministerio de Energía y Minería (2021) e Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones (2021).**

A colisão dos terrenos de Famatina e Cuyania entre o Ordoviciano e Siluriano, alterou o caráter da subsidência da bacia, passando a ser afetada pela flexão da litosfera por carga tectônica, mantendo sua polaridade oriental, acompanhada de magmatismo anorogênico (RAMOS, 2000 *apud* BARREDO; STINCO, 2010). Essa subsidência gerou a reativação de falhas antigas de riftes e o desenvolvimento de depocentros profundos com baixo aporte sedimentar e a instalação de condições euxínicas, em especial no período pós-glacial. Nessas condições, a superssequência do Siluriano-Devoniano (1.200 metros), muito mais estendida que a sequência anterior, era composta de sedimentos marinhos, transicionais, continentais e glaciais, cuja evolução registrou forte influência climática e controle tectônico (BARREDO; STINCO, 2010). Este pacote sedimentar inclui remanescentes locais da glaciação Ordoviciano-Siluriana Tardia na Formação Zapla; folhelhos cinza escuros micáceos silurianos da Formação Copo; e a sucessão devoniana clássica das bacias do Sudoeste de Gondwana, constituída por uma seção basal de arenitos marinhos continentais a rasos da Formação Caburé, passando para os folhelhos negros marinhos da Formação Rincón (MILANI; ZALÁN, 1999).

A orogenia Gondwânica entre o Carbonífero Inferior e o Triássico Superior - Jurássico Inferior, condicionou o depósito da superssequência Carbonífero-Permiana. A subsidência nesse estágio foi associada à flexão litosférica como resultado de processos orogênicos ocorrendo na borda do Cráton e posteriormente a extensão generalizada que precedeu a ruptura do continente Pangeia (BARREDO; STINCO, 2010). A sequência Carbonífero-Permiana (até 2.300 m de espessura) na Bacia do Chaco-Paraná (RUSSO *et al.*, 1987 *apud* MILANI; ZALÁN, 1999) ocorre em duas sub-bacias distintas. Na bacia ocidental de Alhuampa, a unidade mais basal, a Formação Stephanian-Asseliana Sachayoj, consiste em arenitos com granulometria média intercalados com folhelhos negros, seguidos por um pacote de diamictitos (até 550 m de espessura), constituindo a Formação Charata, cujas características indicam um ambiente glacial-periglacial frio e úmido. A transicional Formação Chacabuco é composta de siltitos e folhelhos, às vezes betuminosos e leitons lenticulares de calcário. Uma sucessão sedimentar semelhante aparece na sub-bacia oriental. Nesta sub-bacia a unidade estratigráfica mais basal (1.540 m de espessura) é composta de arenitos brancos e folhelhos cinza-pretos com diamictitos associados, denominada Formação Ordoñez; e a formação superior, um pacote de 660 m de arenito, siltito e folhelhos conhecido como Formação Victoriano Rodríguez. (MILANI; ZALÁN, 1999).

Durante o início do Mesozóico, a região da Bacia do Chaco-Paraná passou por um amplo soerguimento crustal como as primeiras manifestações do rifteamento do Atlântico Sul. Sedimentos fluviais e eólicos de até 400 m de espessura acumularam-se amplamente e constituíram a Formação Tacuarembó, seguida pela intrusão e derrame de diabásios e basaltos do início do período Cretáceo da Formação Serra Geral (BARREDO; STINCO, 2010). A partir do Triássico, a bacia adquiriu características de uma bacia de rifte continental, com um centro de preenchimento continental fluvio-lacustre controlado pela evolução das falhas (BARREDO; STINCO, 2010). No Jurássico, a litosfera correspondente ao Gondwana era dominada pelo efeito de uma anomalia térmica (*hot spot*) anterior à abertura do Oceano Atlântico, com a inversão de estruturas extensionais antigas em um processo de rifte ativo. A subsidência subsequente foi controlada pelo resfriamento da perturbação térmica e por mudanças de fase no manto litosférico, o que contribuiu com os grandes volumes de basalto da grande província ígnea do Paraná (*Large Igneous Province*<sup>1</sup>) (BARREDO e STINCO, 2010).

A presença de granitos anorogênicos Paleozoicos, além de intrusões, introduziu uma descompensação nas propriedades da litosfera, particularmente na crosta, de modo que a expansão por resfriamento térmico que se seguiu se concentrou nessas áreas. Mecanicamente, é uma bacia intracratônica ou bacia *sag*. As bacias intracratônicas são semelhantes às riftes, mas são caracterizadas por subsidência lenta e prolongada, não diretamente associada à falhamento. Carecem de controles tectônicos sedimentares significativos e, como a rigidez à flexão da litosfera não permite que a compensação isostática seja alcançada durante o a sobrecarga sedimentar no estágio *sin-rifte*, contribuiu para que permanecessem descompensadas por longos períodos geológicos (BARREDO; STINCO, 2010).

No Paleoceno, grandes porções da Bacia do Chaco-Paraná foram afogadas durante uma breve incursão marinha, e uma seção de cerca de 350 m de espessura média de arenitos calcários e arenitos cinzentos, com leitons subordinados de gipso, foi depositada, compondo a Formação Mariano Boedo. Do Mioceno até o recente, um pacote continental de areias invadiu a bacia do lado oeste, constituindo o Grupo Chaco, uma cunha com mais de 2.000 m de espessura de rochas sedimentares pós-orogênicas, pouco consolidadas, derivadas do cinturão andino. (MILAN; ZALÁN, 1999). Desde o Mioceno, os depósitos são pós-orogênicos (2.000 m) e estão relacionados à evolução dos Andes (BARREDO; STINCO, 2010).

---

<sup>1</sup> As grandes províncias ígneas (*Large Igneous Provinces - LIPs*), compreendem principalmente intrusões vulcânicas ou próximas à superfície, com áreas aflorante  $\geq 100.000$  km<sup>2</sup>. A maioria dos LIPs tem volumes maiores do que 100.000 km<sup>3</sup> e vida útil máxima de cerca de 50 Ma (CONDIE, 2011).

## Correlação entre os Sistemas Petrolíferos das bacias do Chaco-Paraná (AR) e Paraná (BR)

### Sistema Petrolífero

Conforme Grahn (2003), são escassas as publicações sobre o Siluriano e Devoniano da Bacia do Chaco-Paraná, na Argentina, bem como faltam afloramentos, sendo algumas formações reconhecidas em poços perfurados na região. Boa parte do conhecimento se pauta no estudo bioestratigráfico em amostras de poços e a analogia com as porções que ocorrem no Brasil e no Uruguai, pois as bacias do Paraná e do Chaco-Paraná tinham continuação física antes da elevação do Arco do Rio Grande (ASSINE, 2001; GRAHN, 2003).

Grahn (2003), por meio do estudo de espécies diagnósticas de quitinozoários, descreve as Formações Copo, Caburé e Rincón, na sub-bacia de Alhuampa. A sub-bacia do Rosário é descrita nesse trabalho com uma evolução semelhante à região central do Uruguai, na qual a Formação Cerrezuelo seria equivalente a Formação Caburé, sendo superposta pela Formação Cordobés (Devoniano), no Uruguai.

Conforme a Figura 3 a Formação Copo não se correlaciona às unidades da Bacia do Paraná, na porção brasileira, sendo observado uma superfície erosiva acima da Formação Vila Maria. A Formação Caburé seria correlata à Formação Furnas, e a Formação Rincón à Formação Ponta Grossa (NOETINGER; DI PASQUO, 2013). Grahn (2003), correlaciona as mesmas formações, mas, observa-se, que os limites de idade variam um pouco, podendo a Formação Rincón ser correlata à Formação Ponta Grossa e à porção inferior à Formação São Domingo, ao passo que a Formação Caburé seria correlata à Formação Furnas e à porção inferior da Formação Ponta Grossa.

Países				ARGENTINA				BOLÍVIA			BRASIL					
Cronologia				TARIJA						MADRE DE DIOS		PARANÁ	AMAZONAS	PARNAÍBA		
Bacia																
Unidades Geográficas				Superseqüências	Planície de Chaco-Salteño	Faixa Oriental	Subandino Meridional	Faixa Altiplano-Oriental	Faixa Subandina Norte							
Period	Época	Idade	Ma													
DEVONIANO	Sup	Fras.	385	Aguaragüe	Jollin Tonono	Los Monos	Iquiri Los Monos	Colpacucho		São Domingo	Barreirinha ?					
		Giv.									Ererê	Pimenteira				
	Inferior	Eifel.	397		Las Pavas	(Michicola) Rincón	Cerro Piedras	Huamampampa	Sica Sica	Tomachi						
		Ems.									Ponta Grossa	Maecuru	Itaim			
		Prag.														
		Loch.														
SILURIANO	Superior	Prid.	416		Puesto El Tigre	Caburé	Porongal	Santa Rosa	Belén	Tequeje	Furnas	Manacapuru		?		
		Ludlo.	418				Baritú		Vila Vila							
			422		Cinco Picachos	Copo	Lipeón		Kirusillas	Catavi	Rio Carrasco	?	?	Pitinga	Jaicós ?	

**Figura 3: Correlação estratigráfica de unidades ao norte na Argentina, ao sul na Bolívia e no Brasil (NOETINGER; DI PASQUO, 2013). Quadro verde mostra correlação entre as formações Rincón (AR) e Ponta Grossa (BR); o quadro azul mostra a correlação entre as formações Caburé (AR) e Furnas; o quadro vermelho mostra que a Formação Copo não possui correlação com unidade da Bacia do Paraná no Brasil.**

Assim considerando as analogias entre as Formações desta região da Argentina, e as porções brasileiras e uruguaias, espera-se a ocorrência de sistemas petrolíferos análogos, pelo menos na porção Siluro-Devoniana.

### *Geração e Migração*

A rocha geradora principal na Bacia do Paraná (Chaco-Paraná, Argentina) é o folhelho negro devoniano (Emsiano/Frasniano) da Formação Ponta Grossa (EPE, 2019b). A espessura desta Formação no seu depocentro é de 600 m, sendo a espessura média de 300 m. O carbono orgânico total (COT) nesta Formação alcança 4,6%, mas geralmente está entre 1,5% a 2,5, e o querogênio predominante é do tipo II, indicando uma matéria orgânica de origem possivelmente marinha (EIA, 2013a). A Bacia do Paraná tem sua maturação térmica predominantemente associada ao episódio ígneo do Juro-Cretáceo, comumente imatura ( $R_o < 0,5\%$ ), mas existem janelas de maturidade para líquidos, gás úmido e seco na porção central da bacia (EIA, 2013a). Conforme será detalhado no **item 1.3**, os folhelhos negros devonianos da Formação Cordobés, no Uruguai, são correlatos aos folhelhos da Formação Rincón, na Argentina, e Ponta Grossa, no Brasil, e espera-se que a qualidade e tipo de matéria orgânica sejam semelhantes, entretanto, mais estudos são necessários para comprovar o potencial (ANCAP, 2017a, b; EIA, 2013a; ASSINE, 2001; GRAHN, 2003; SAMPAIO, 2017). A Formação Rincón é descrita na literatura como composta por folhelhos negros, laminados e micáceos, ocorrendo na porção superior do Grupo Santiago del Estero, com espessura de pelo menos 1.300 m (GRAHN, 2003).

Quanto aos mecanismos de migração, espera-se a atuação de falhas e reativação de falhas antigas (NW-SE e NNE-SSW permianas, E-W no Mesozoico), bem como migração vertical, através de camadas de baixa permeabilidade, e migração horizontal, através de *carrier beds* em contato direto com as rochas geradoras (ANCAP, 2017b; EPE, 2019b).

### *Principais Reservatórios*

A partir da analogia com Uruguai e Brasil, a Formação Caburé, correlata às Formações Cerrezuelo (Uruguai) e Furnas (Brasil), pode ser considerada reservatório na porção argentina. A Formação Caburé tem espessura estimada em 500 m, constitui a parte média e mais arenosa do Grupo Santiago del Estero, e ocorre intercalada a folhelhos do referido Grupo. A Formação Cerrezuelo, com espessura estimada de 210 m, é uma unidade arenosa, com intercalação de folhelhos, que ocorre na porção inferior do Grupo Durazno, no Uruguai (MILANI; ZALÁN, 1999; GRAHN, 2003). No Uruguai são encontrados indícios de óleo nos arenitos da Formação Cordobés (correlacionada com Formação Ponta Grossa) segundo ANCAP (2017b).

### *Selo e Trapeamento*

Considera-se que os folhelhos presentes na bacia, bem como soleiras e diques de diabásio possam constituir selos e trapas, de forma semelhante ao que se observa em países vizinhos. Além disto, os anticlinais, blocos falhados e rotacionados, *pinch-outs* (contra bordas e altos do embasamento), ocorrem, da mesma forma como observado no campo de Barra Bonita no Brasil (ANCAP, 2017a, b).

## **Potencial e Perspectivas Exploratórias**

Das 24 bacias sedimentares, na Argentina, a literatura técnica destaca cinco (21%) como de maior potencial petrolífero: Noroeste, Cuyana, Neuquén, Golfo San Jorge e Austral, tendo esta última um poço descobridor de 1949 e a anterior cerca de 100 anos de exploração (DELGADO *et al.*, 2019; EPE, 2019a; PETROTECNIA, 2005).

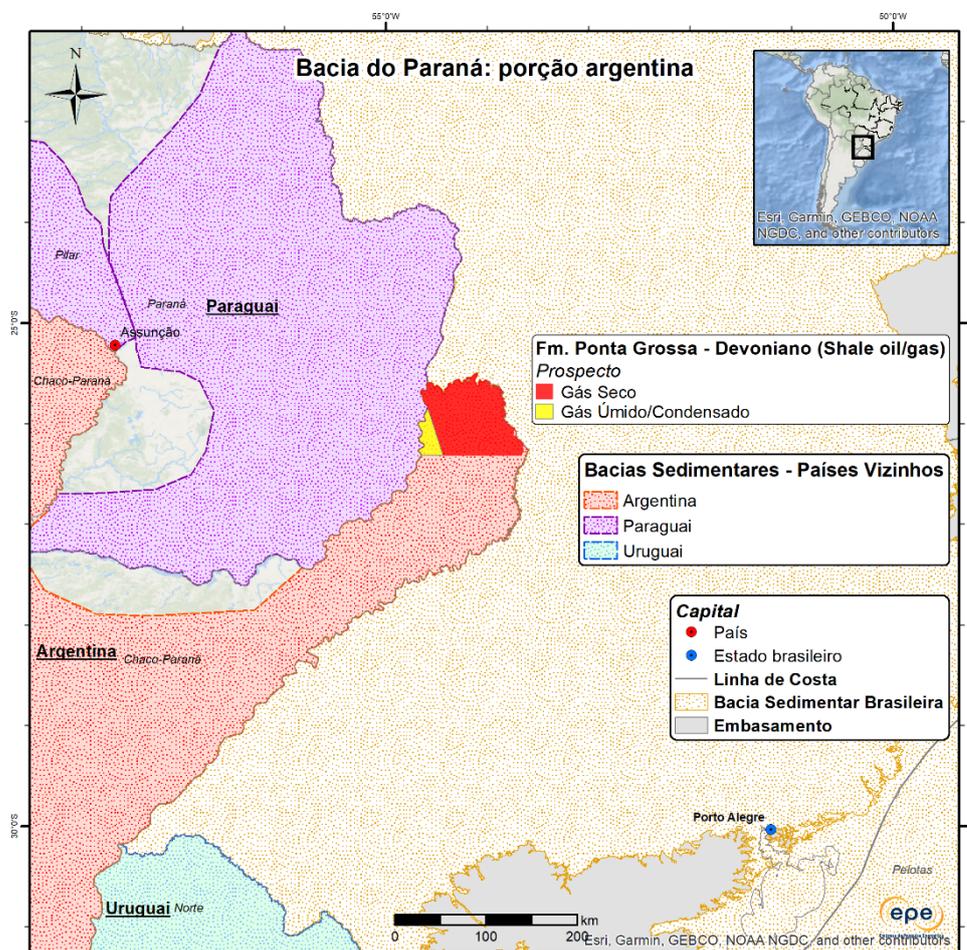
Nota-se que as bacias produtoras se concentram na região da pré-cordilheira andina. As demais bacias sedimentares são subexploradas, e conseqüentemente pouco conhecidas, sendo a Bacia do Chaco-Paraná considerada de alto risco geológico (DELGADO *et al.*, 2019; PETROTECNIA, 2005).

## Recursos Não Convencionais

### Recurso em Folhelho e Formações Fechadas

Segundo Armaretti (2015), as oportunidades para recursos não convencionais na Argentina ocorrem nas bacias de Neuquén na Formação Agrio (óleo de folhelho), Austral, nas Formações Palermo e Aike (óleo e gás de folhelho), Noroeste na Formação Yacoraité (óleo e gás de folhelho) e Los Monos (gás de folhelho), Chaco Paranaense (óleo de folhelho) e Cuyana na Formação Cacheuta (óleo de folhelho).

EIA (2013a) indica bom potencial para as bacias Golfo San Jorge e Austral, em seus folhelhos lacustres, de idade cretácica, mas o alto teor de argila, aumentando o risco exploratório. A Bacia do Chaco-Paraná possui uma pequena porção em território argentino, não sendo foco em estudos exploratórios. Cerca de 5 km de rochas sedimentares paleozoicas (Ordoviciano ao Devoniano) são descritos nesta bacia, porém a pequena extensão e falta de dados não permitem afirmar o potencial dos folhelhos (EIA, 2013a; SAMPAIO, 2017). EIA (2013a) cita dos folhelhos devonianos da Bacia do Paraná na porção argentina como prospectivos (Figura 4).



**Figura 4: Folhelhos prospectivos na Bacia do Paraná, Argentina. Elaboração própria com base em ANCAP (2021), EIA (2013a), Ministerio de Energía y Minería (2021) e Ministerio de Obras Publicas y Comunicaciones (2021).**

As bacias em atividade de produção são as bacias de Neuquén, nas Formações Vaca Muerta (óleo e gás de folhelho) e Los Molle (gás de folhelho), e Golfo San Jorge (óleo de folhelho). O maior potencial para gás

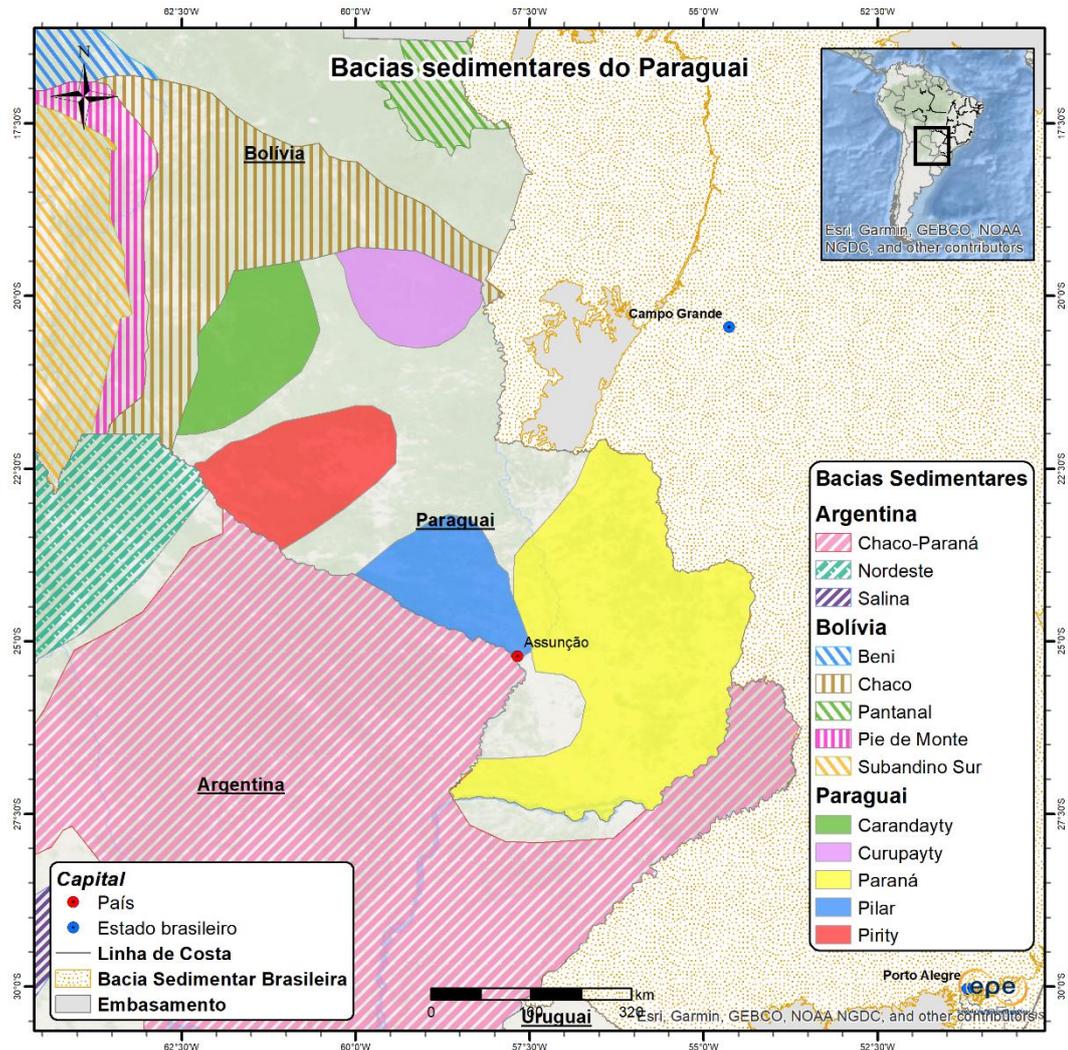
de folhelho está na Formação Vaca Muerta, 308 Tcf, sendo que a Bacia Chaco-paranaense possui o menor potencial, 3 Tcf (ARMARETTI, 2015).

Os recursos riscados, tecnicamente recuperáveis, de gás e óleo de folhelho da Formação Ponta Grossa, na porção argentina da Bacia do Paraná, são estimados em 3,2 Tcf, e 0,01 bilhão de barris, respectivamente. As estimativas de recursos *in place*, riscado, é de 16 Tcf e 0,3 bilhão de barris, respectivamente (EIA, 2013a).

## 1.2 Bacia do Chaco-Paraná (Paraguai-PY)

### *Geologia Regional*

No Paraguai, a Bacia do Chaco-Paraná abrange a maior parte do Paraguai (95% do território nacional), sul do Brasil, uma pequena região do Uruguai, norte da Argentina e sul da Bolívia (Figura 5). De uma forma geral, a Bacia é constituída por uma sequência espessa de rochas paleozoicas essencialmente marinhas, sobrepostas por depósitos mesozoicos continentais. Os sedimentos devonianos e carboníferos ocorrem numa sequência regressiva marinha a oeste, com fácies transicional a continental (VERDU, 2012; Erro! Fonte de referência não encontrada.).



**Figura 5: Divisões da Bacia do Chaco-Paraná no Paraguai. Elaboração própria baseada em ANH (2017), Ministerio de Energía y Minería (2021), Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones (2021) e VMME (2019b).**

### *Bacia do Chaco*

A Bacia do Chaco é delimitada a oeste pela Cordilheira dos Andes e a leste e nordeste pelo escudo brasileiro. Na região Ocidental do Paraguai, ocupa uma área de 246.725 km<sup>2</sup>, uma bacia pericratônica, formada por sedimentos da Cordilheira dos Andes, depositados devido à subsidência iniciada há cerca de 500 M.a., no

Eopaleozoico, compreendendo vários depocentros ou sub-bacias separadas por altos estruturais, cada um com um registro tectônico sedimentar único (DRAGONE, 2013; KOKOGIAN *et.al.*, 1999; VMME, 2019b). Eventos descontínuos de subsidência e soerguimento são reconhecidos. A Norte e Noroeste ocorrem as sub-bacias de Curupayty e Carandayty, com sequências paleozoicas bem desenvolvidas, com registro deposicional do Ordoviciano Inferior ao Terciário. As áreas de subsidência meso-cenozoicas ocorrem principalmente nas sub-bacias Purity e Pilar (VMME, 2019b). As seqüências neopaleozoicas e mesozoicas, como as lavas basálticas da Formação Serra Geral, são compartilhadas com a Bacia do Paraná (DRAGONE, 2013; KOKOGIAN *et.al.*, 1999; MORAES, 2019).

As sub-bacias apresentam, em quase toda a coluna sedimentar em subsuperfície, sedimentação Cretáceo-Terciária, com a exceção do norte da sub-bacia de Curupayty e Carandayty, separadas pelos altos de Boquerón e de Lagerenza, que apresentam registro de sedimentos paleozoicos sobre um embasamento Precambriano-Cambriano. As sub-bacias de Purity e Pilar são separadas pelo Alto de Hayes, e apresentam uma coluna sedimentar de mais de 4.000 m de rochas do Cretáceo ao Terciário (VMME, 2019b).

### ***Bacia do Paraná***

Com uma área de 100.000 km<sup>2</sup> na porção leste paraguaia, a bacia do Paraná é uma bacia intracratônica do Tipo III A, profunda e com grandes espessuras de sedimentos marinhos e continentais (>5.000 m). Do Jurássico ao Cretáceo a bacia foi afetada por fenômenos tectônicos extensionais acompanhados por grandes derrames de lavas basálticas do tipo toleítico em cerca de quase 66% da bacia. A sedimentação foi iniciada no Ordoviciano-Siluriano, no Paraguai, e no Siluriano-Devoniano, no Brasil (VMME, 2019b). No leste do Paraguai, seis sequências sedimentares de grande escala ou superssequências são reconhecidas, separadas por superfícies discordantes regionais (MILANI, 1997).

A primeira superssequência, Ordoviciano-siluriana, encontra-se em contato discordante com o embasamento cristalino, observado a leste de Assunção, no Vale do Acahay e limítrofe ao nordeste do Bloco do Rio Tebicuary. Constitui um conjunto de rochas sedimentares depositadas em um ambiente continental morfológicamente abrupto, em contato lateral com um mar transgressivo, atingindo o máximo de inundação no Siluriano Inferior. Em seu ambiente litorâneo, ocorrem conglomerados intercalados com arenitos conglomerados, que passam gradualmente aos arenitos, formando um conjunto de rochas clásticas espessas chamadas de Grupo Caacupé. A seqüência é consistente com as rochas clásticas do Grupo Itacurubi, constituídas principalmente por arenitos finos, folhelhos e argilas, altamenteossilíferos, constituindo os suportes geocronológicos da seqüência, com a idade Lhandoveriana, Siluriano Inferior (VMME, 2019a, b).

As rochas da idade devoniana estão dispostas em discordância em relação à anterior, em depósitos continentais e marinhos. As rochas marinhas não foram observadas diretamente no terreno, sendo identificado apenas nos poços exploratórios Asunción 1 e 2, em que cerca de 450 m desses sedimentos foram descritos. Os depósitos de origem continental estão em discordância erosiva em unidades fossilíferas silurianas. Identificados pela primeira vez em poços foram denominados Formação Santa Elena, contudo trabalhos posteriores de mapeamento geológico definiram arenitos grosseiros como pertencentes a esta unidade, passando-se à denominação Formação Arroyos y Esteros (VMME, 2019 a, b).

A deposição da seqüência devoniana foi interrompida pelo tectonismo de reajustamento continental (Orogenia Eoherciniana), responsável para a reestruturação da bacia no Carbonífero Inferior e retomou a sedimentação no Carbonífero Superior (Stephaniano) como a terceira superssequência Carbonífera-Permiana. Esta seqüência é ambientalmente influenciada por variadas condições climáticas, começando sob domínio glacial e periglacial, depositando as Formações Aquidabán e Coronel Oviedo, como uma sucessão de

sedimentos clásticos continentais e marinho rasos. No Permiano propriamente dito, ocorreu a deposição regionalmente concordante de sedimentos de ambiente continental eólico e fluvial, costeiro e marinho raso, que é caracterizada por arenitos, siltitos, argilitos e calcários, no Grupo Independência (VMME, 2019 a, b). A Continentalização da Bacia do Paraná a partir do Permiano Superior ocorreu com a deposição no Triássico de arenitos continentais fluviais e eólicos da Formação Misiones (Figura 6). Esse conjunto é distribuído em uma faixa de direção norte-sul, depositada em discordância sobre rochas carboníferas e permianas (VMME, 2019 a, b).

Os arenitos da Formação Misiones são quartzosos, homogêneos, com pouca argila como matriz, pouco cimentados, friáveis, sacaroidais e localmente silicificados. Sobrejacentes e intercaladas com arenitos eólicos ocorrem intrusões e extrusões de rochas basálticas da Suíte Magmatica Alto Paraná. Eles são apresentados como fluxos de lava, soleiras e diques em sedimentos de unidades pré-existentes, em direções preferenciais noroeste-sudeste. O contato superior da suíte se dá discordantemente com arenitos da Formação Acaray e/ou sedimentos quaternários (VMME, 2019a, b). Com base em nesses dados geológicos e geofísicos que permitem uma análise regional da tectônica e o potencial dos recursos, depreende-se que a Bacia do Paraná apresenta boas condições para geração e acumulação de óleo, sendo que indícios de óleo foram encontrados no poço Mallorquí-1, em testemunho de poço, numa seção de 708,6 a 749,1 m (40 m de espessura) de arenitos de idade do Permiano Médio correspondente à Formação São Miguel (VMME, 2019b).

### ***Correlação entre os Sistemas Petrolíferos da Bacia do Chaco-Paraná (PY) e da Bacia do Paraná (BR)***

#### *Sistema Petrolífero*

A Província Santa Cruz-Tarija (Figura 7) compreende uma bacia de rifte intracratônica paleozoica que evoluiu para um cinturão terciário de rochas dobradas (*thrust belt*), tectônica *thin-skinned*, e bacia antepaís (*Foreland Central Chaco High*). Ao longo do tempo geológico, esta região tem sido um alto estrutural na área de antepaís. Possui aproximadamente 104.000 km<sup>2</sup> de área e inclui porções do Paraguai, Bolívia e Argentina (menor parte).

Na Bacia do Paraná, são reconhecidos três sistemas petrolíferos semelhantes aos que ocorrem no Brasil: um sistema petrolífero mais antigo, Siluriano, com geração nos folhelhos da Formação Vargas Peña - correlata à Formação Vila Maria; o sistema principal, com geração nos folhelhos da Formação Lima, no Paraguai, e da Formação Ponta Grossa, no Brasil; e um terceiro sistema com geração nos folhelhos da Formação Tacuary Inferior, equivalente à Formação Irati no Brasil (SCHALLER; CORRÊA, 2013).

Aumentos no fluxo térmico, durante o Triássico, ocasionou a elevação regional do Gondwana meridional, seguida de estiramentos e consequente afinamento da crosta em toda a região. Esse evento permitiu a ascensão de fluxos magmáticos que dissecaram o pacote sedimentar em uma enorme malha de diques e soleiras de diabásio. No final do Jurássico, grandes volumes de lava romperam toda a sequência sedimentar soterrando grande parte da bacia com uma cobertura basáltica de mais de 1.500 m de espessura, descritacom

Formação Serra Geral, no Brasil, datada entre 140 e 120 Ma. O afinamento desta cobertura basáltica na direção do Paraguai, leva à descrição da mesma como Formação Alto Paraná (SCHALLER; CORRÊA, 2013).

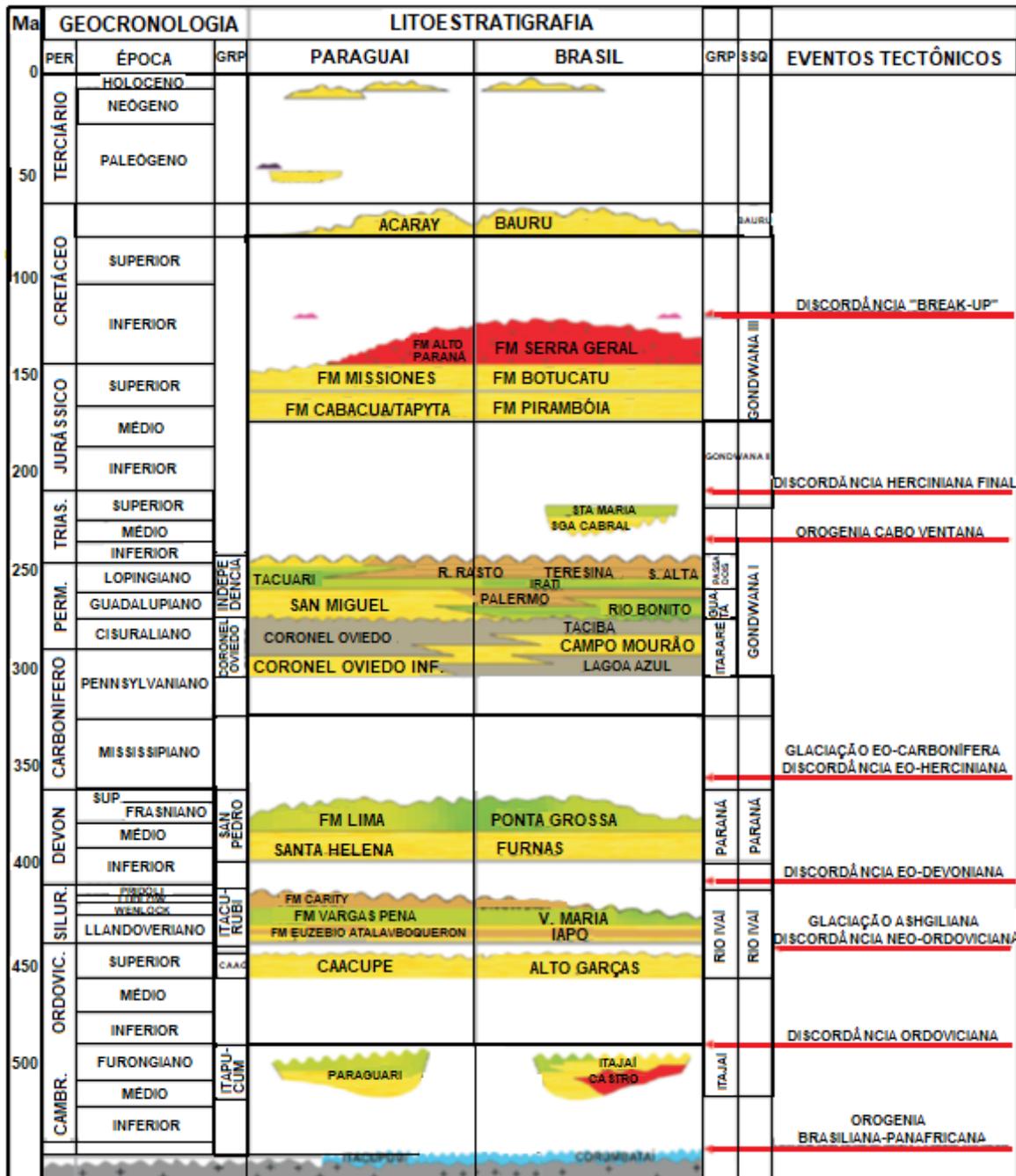


Figura 6: Coluna estratigráfica da Bacia do Paraná e sua correlação no Paraguai (SCHALLER; CORRÊA, 2013).

Geração e Migração

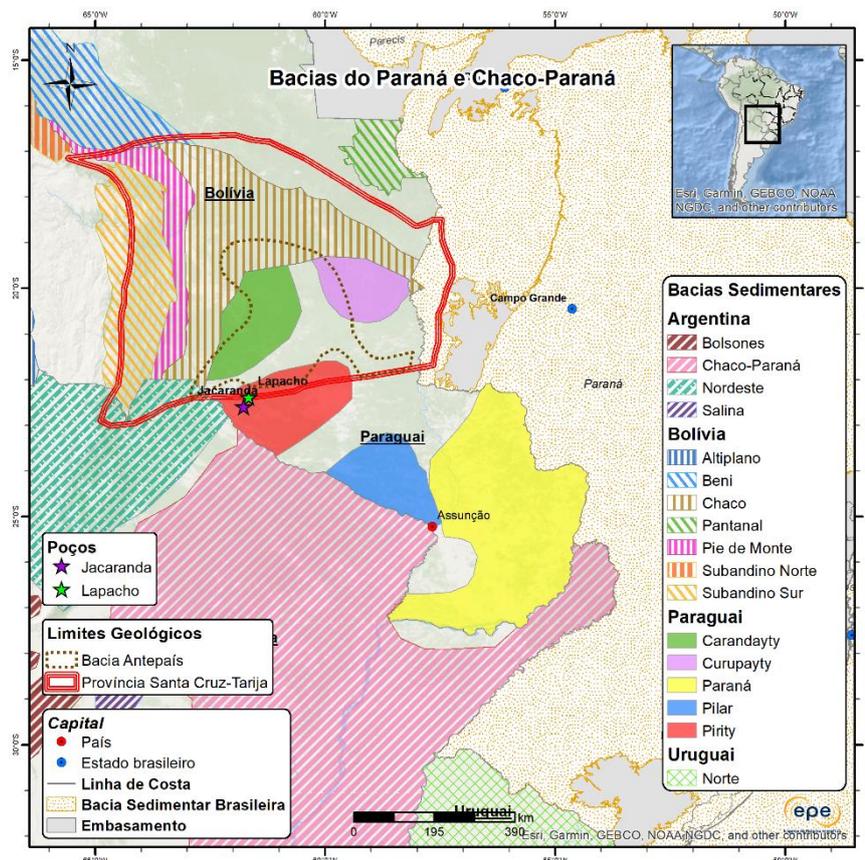
Bacia do Chaco

Na Província Santa-Cruz Tajira os folhelhos devonianos Los Monos e siurianos Kirusillas (El Carmen) são propensos para óleo e gás natural (*oil-and-gas-prone*), com espessuras máximas de cerca de 4 km (Figura 7).

Depositados em bacias extensionais marinhas semi-restritas, esses folhelhos contêm querogênios do Tipo II ao Tipo III e um teor máximo de Carbono Orgânico Total (COT) de 2% em peso. Os gradientes térmicos são localmente altos, com possível geração recente de hidrocarbonetos, propensão a óleo e gás nas margens e a gás natural no centro da unidade de avaliação. A migração, principalmente lateral, ocorreu no Cenozoico, em trapas estratigráficas *up-dip*. Há a possibilidade também de migração a maiores distâncias dos centros de geração da bacia para a região ao redor do Alto do Chaco Central (USGS, 2000).

### Bacia do Paraná

As rochas geradoras são os folhelhos silurianos, devonianos e permianos, que possuem correlação com as rochas geradoras da Bacia do Paraná no Brasil. Os folhelhos negros da Formação Vargas Peña, correlata à Formação Vila Maria (Siluriano), mostram concentrações de COT variando em torno de 1% a 2%, atingindo até 3%; os folhelhos orgânicos da Formação Lima, no Paraguai, e Formação Ponta Grossa, no Brasil (Devoniano) possuem valor de COT de cerca de 1,5% (BERGAMASCHI, 1999) a 2,5% (GOULART; JARDIM, 1982) com máximos de até 4,6% (SILVA, 2007). Os folhelhos da Formação Tacuary Inferior, equivalente à Formação Irati, no Brasil, constitui o maior depósito de folhelho pirobituminoso da América do Sul (PADULA *et al.*, 1969) com alta riqueza orgânica derivada da biomassa de algas. As maiores concentrações orgânicas (COT) foram encontradas na região de Arco de Ponta Grossa, no extremo leste da bacia, com média de 10% e máximos de até 21% (SCHALLER; CORRÊA, 2013; SILVA, 2007)



**Figura 7: Província Santa Cruz-Tarija, bacia de rifte intracratônica paleozoica que evoluiu para um cinturão de rochas terciárias dobradas (*thrust belt*), tectônica *thin-skinned*, e bacia antepaís. Elaboração própria com base em ANCAP (2021), ANH (2017), Ministerio de Energía y Minería (2021), Ministerio de Obras Publicas y Comunicaciones (2021), USGS (2000) e VMME (2019b).**

A maturação dos três sistemas petrolíferos foi fortemente influenciada pelo calor dos diques de diabásio que intrudiram as rochas geradoras. Os folhelhos da Formação Irati tiveram um baixo grau de maturação térmica por soterramento, exceto em seu depocentro, onde acredita-se ter atingido os níveis iniciais de maturação. Entretanto, localmente nas regiões afetadas por corpos ígneos intrusivos, os folhelhos mostram níveis elevados de evolução térmica (SOARES *et al.*, 2007). Em relação aos folhelhos negros devonianos, e provavelmente também aos folhelhos silurianos, dada a profundidade na Bacia, níveis elevados de maturação foram atingidos apenas por soterramento. Nas áreas mais afetadas pela presença de diques e soleiras de diabásio, os querogênios foram totalmente craqueados para a geração de gás (SCHALLER; CORRÊA, 2013).

#### *Principais Reservatórios*

##### Bacia do Chaco

Na Província Santa-Cruz Tajira, os principais reservatórios carboníferos da província estão ausentes na unidade avaliada pela USGS (2000). Este mesmo relatório sugere que os reservatórios são rochas siliclásticas terciárias, com trapeamento predominantemente estratigráfico; outros reservatórios siliciclásticos não carboníferos podem compreender armadilhas estruturais de blocos de falhas mais antigas (porosidade de 10% a 23%, permeabilidade de 10 a 160 mD - USGS, 2000).

##### Bacia do Paraná

Nos poços de Assunção-1 e Assunção-2, verificam-se reservatórios em arenitos das Formações Cariy e Santa Elena, cobertas pelos níveis intraformacionais de argilito e pelos folhelhos da Formação Lima (Formação Ponta Grossa, no Brasil). Na porção paraguaia ocorrem também turbiditos glaciogênicos correspondente aos arenitos da seção inferior do Grupo Coronel Oviedo (Formação Campo do Mourão, no Brasil) e os arenitos parálidos da Formação San Miguel (Formação Rio Bonito, no Brasil). Os arenitos da Formação Tacuary, equivalente à Formação Irati no Brasil, recebem o óleo gerado pelos folhelhos da própria Formação, bem como os arenitos das Formações Teresina e Piramboia no Brasil. (SCHALLER; CORRÊA, 2013).

#### *Selo e Trapeamento*

##### Bacia do Chaco

Na Província Santa-Cruz Tajira, as trapas são estratigráficas cenozoicas e estruturais com possíveis blocos de falhas extensionais paleozoicos paralelos à margem da unidade de avaliação. Os selos são folhelhos locais e regionais de todas as idades e espessuras variáveis, possivelmente de menor qualidade do que em outras partes da província (USGS, 2000).

##### Bacia do Paraná

Os selos dos reservatórios areníticos das formações Cariy e Santa Elena, são níveis intraformacionais de argilitos e folhelhos da Formação Lima (Formação Ponta Grossa no Brasil). Conforme observado nos campos de Mato Rico e Barra Bonita, no Brasil, os selos para reservatórios glaciogênicos são soleiras de diabásio, e os selos para os arenitos parálidos da Formação Rio Bonito (Formação San Miguel no Paraguai) são horizontes de argilito. O magmatismo Jurássico (140 e 120 Ma) que resultou na cobertura basáltica espessa (>1500 m) na Bacia do Paraná, conhecido como Formação Serra Geral, de ampla ocorrência no Brasil, é conhecido na porção Paraguaia como Formação Alto Paraná, e ocorre com pouca espessura do Paraguai (SCHALLER; CORRÊA, 2013).

### ***Potencial e Perspectivas Exploratórias***

Apesar do Paraguai ter limites territoriais com países produtores de hidrocarbonetos (a leste, Brasil; a sul, Argentina e a noroeste, Bolívia) ainda é dependente da importação de óleo e gás natural, sendo considerada uma região de fronteira exploratória (AMERISUR, 2014; GEO EXPRO, 2017; SEI, 2018). Os recursos prospectivos estimados são de 4 Bboe (bilhões de barris de óleo equivalente) apenas na Bacia do Chaco e mais de 50% dos poços perfurados mostram evidências de hidrocarbonetos (AMERISUR, 2014; SEI, 2018). Em 2011, a USGS estimou o potencial paraguaio de recursos não descobertos em 27,95 Bboe, dos quais 27,55 Bboe foram estimados para o Paleozoico e 400 MMboe para o Mesozoico, incluindo aí o potencial não convencional (GEO EXPRO, 2017). Em 2013, o EIA estimou recursos tecnicamente recuperáveis de gás de folhelho não comprovados da ordem de 75 Tcf (EIA, 2013b; GEO EXPRO, 2017).

Revisões no modelo geológico e a avaliação do potencial para hidrocarbonetos confirmaram a existência dos elementos geológicos essenciais à presença de um sistema petrolífero na Bacia do Purity (SEI, 2018). Em 2013, os primeiros levantamentos sísmicos que incluíram a primeira sísmica 3D, adquirida pelo Presidente Energy levou ao sucesso na perfuração (GEO EXPRO, 2016, 2017).

Até 2014, não existiam descobertas comerciais nas 5 bacias sedimentares do País (AMERISUR, 2014; GEO EXPRO, 2017). A densidade de dados exploratórios é baixa, existe pouca infraestrutura para a exploração de hidrocarbonetos, ocorrendo mais a oeste do país. Ainda em 2014, dois poços pioneiros (Jacaranda x-1 em agosto de 2014 e Lapacho x-1 em outubro), comprovaram a presença de rochas geradoras devonianas ativas. Os poços são operados pela Presidente Energy. O poço Lapacho x-1 foi perfurado na fronteira com a Argentina, apresentando o mesmo sistema petrolífero da sub-bacia de Olmedo, e produzindo óleo de 40-44° API, com indícios significativos de óleo nos arenitos devonianos da Formação Icla (GEO EXPRO, 2016). Embora a porosidade seja baixa, 6%, foram identificadas extensas fraturas e em amostras laterais foram observados indícios de óleo leve e condensado (GEO EXPRO, 2016).

A partir do início da década de 70, a Bacia de Purity, no Paraguai, tornou-se atraente para a exploração e desenvolvimento de hidrocarbonetos em virtude do crescimento dos mercados doméstico e externo - principalmente em países como Brasil, Argentina, Chile e Uruguai, do aumento significativo dos preços de petróleo e gás à época e do aprimoramento da infraestrutura no Olmedo (GEO EXPRO, 2016; SEI, 2018).

Na porção paraguaia da Bacia do Paraná, o sistema petrolífero paleozoico é análogo ao encontrado no campo de Barra Bonita, na fronteira com o Brasil, mas poucos poços foram perfurados até o momento (GEO EXPRO, 2017).

Muito em virtude da sua dependência de importações, o arcabouço regulatório e fiscal no Paraguai é favorável para a exploração e produção de hidrocarbonetos, com uma administração com papéis bem definidos das entidades governamentais, voltada para a realização direta de negócios (GEO EXPRO, 2016, 2017; SEI, 2018). Cita-se, por exemplo, o fato de o país não realizar rodadas de licitações, sendo todos os contratos tratados pelo MOPC (Ministério de Obras Públicas e Comunicações) e sua Diretoria de Hidrocarbonetos, uma subdivisão do Vice-Ministério de Minas e Energia, através de um sistema aberto de licenciamento (GEO EXPRO, 2016). As licenças são inicialmente concedidas por um ano, podendo ser convertidas em concessão por um período de quatro anos de exploração com a perfuração de um poço. No caso de descoberta, o período de desenvolvimento é estendido podendo alcançar de 20 a 30 anos (GEO EXPRO, 2017).

## **Recursos Não Convencionais**

### *Metano de Carvão*

A ocorrência de depósitos de carvão de idade permiana no Paraguai é escassa e sub-econômica, existindo pouca informação sobre o tema. Os carvões são correlacionados aos depósitos econômicos sub-betuminosos a betuminosos da Bacia do Paraná, no Brasil (LOPES; FERREIRA, 2000), porém as ocorrências paraguaias distam aproximadamente 600 km dos seus correlatos brasileiros, tornando incerta a potencialidade dos depósitos de carvão no Paraguai (HACLEY; BROOKS, 2006). São citadas na literatura quatro ocorrências jurássicas de turfa e lignita no Paraguai, entretanto, até o momento, não existe uma descrição detalhada sobre a geologia ou a qualidade dos depósitos em virtude de uma carência geral de atividades exploratórias (HACLEY; BROOKS, 2006), o que dificulta a verificação do potencial para o aproveitamento do recurso de metano de carvão. A produção de carvão no Paraguai é nula segundo EIA (2019).

### *Recursos em Folhelhos*

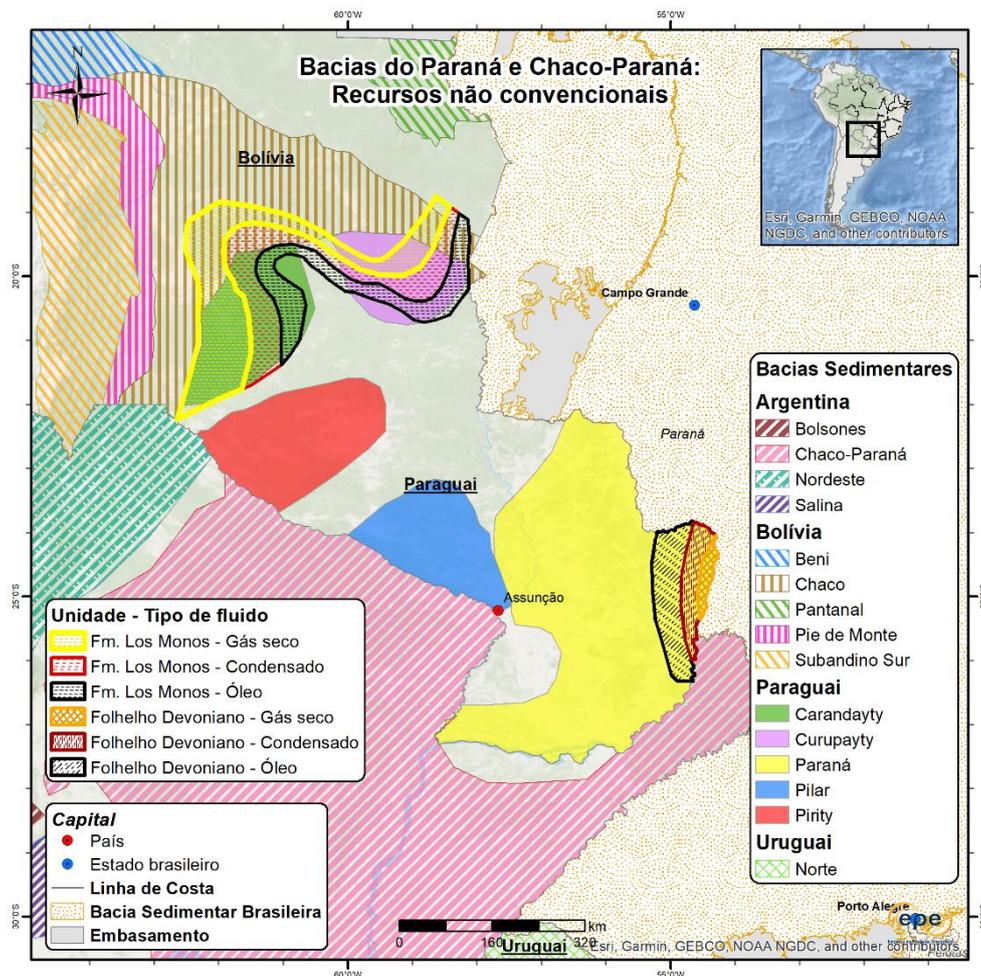
Segundo a agência norte americana EIA existe potencial prospectivo para os recursos de óleo e gás em folhelhos na Bacia do Paraná, no Brasil, Uruguai e Paraguai; e Bacia do Chaco na Bolívia e no Paraguai (EIA, 2013b). Os recursos ocorrem em folhelhos negros ricos em matéria orgânica de origem marinha (EIA, 2013b). Apesar da continuidade entre as bacias, o Paraguai ainda não produz petróleo e gás e apenas dois poços convencionais foram perfurados no país nos últimos 25 anos. Consequentemente, não ocorre a exploração de recursos em folhelho, mas algumas empresas com licenças para a exploração de petróleo convencional, realizam suas avaliações quanto ao potencial para esses recursos na complexa bacia limítrofe do Chaco-Paraná, no Brasil e no Paraguai, o que leva à expectativa de um potencial significativo, principalmente nos folhelhos devonianos da Formação Los Monos (VERDU, 2012; EIA, 2013b, 2015; WHALEY, 2017). As geradoras devoniana e siluriana, objeto de exploração não convencional, estão presentes em todo o nordeste do Paraguai, nas sub-bacias de Carandayty e Curupayty da Bacia do Chaco (**Erro! Fonte de referência não encontrada.**)**Erro! Fonte de referência não encontrada..**

A Formação Los Monos (Grupo San Alfredo - Devoniano) caracteriza-se pelos folhelhos negros ricos em matéria orgânica, depositados em zonas marinhas rasas, com espessuras de 2.438,4 a 3657,6 m. Uma segunda fonte de gás mais profunda pertence à Formação La Paz (Siluriana). Os folhelhos dessas formações possuem um COT original de 1,5% e 2,5%, suficiente para a geração de hidrocarbonetos. Um poço exploratório localizado na sub-bacia de Curupaity mediu de 0,3 a 2,1% de COT nos folhelhos da Formação Lima, análogo aos folhelhos da Formação Ponta Grossa, no Brasil. Na região paraguaia da Bacia do Paraná, os folhelhos da Formação Los Monos podem atingir profundidades menores que 3.000 m em sinclinais profundos como a fossa de San Pedro. O gradiente geotérmico, as elevadas pressões, altos estruturais presentes na bacia e o alto percentual de COT favorecem a presença de gás de folhelho no Devoniano. Os folhelhos devonianos da Bacia do Chaco-Paraná podem ser considerados análogos a Formação Marcellus, localizada na Bacia dos Apalaches, nos Estados Unidos da América (VERDU, 2012).

Os recursos tecnicamente recuperáveis de gás em folhelhos devonianos na porção paraguaia da Bacia do Paraná têm estimativa com risco pela EIA de 8 Tcf de gás natural. Para óleo de folhelho a estimativa seria de 0.6 Bbl de óleo e condensado, enquanto, para as rochas da mesma idade na bacia do Chaco estimam-se 67 Tcf de gás natural e 3,2 Bbl de óleo e condensado (EIA, 2013b, 2015). Acredita-se que a janela de gás nesta bacia está a cerca de 2.000 m de profundidade, sendo a configuração estrutural relativamente simples (EIA, 2013b, 2015; WHALEY, 2017).

Analisados de forma conjunta, estimativas com risco para gás e óleo de folhelho no Paraguai e Uruguai, estão na ordem de 60 Tcf e 28 bilhões de barris. Este *play* apresenta concentrações líquidas baixas a moderadas de 10 a 71 Bcf/ml para o gás de folhelho e de 9 a 28 milhões de barris/ml para o óleo de folhelho, dependendo da janela de maturidade térmica (EIA, 2013b, 2015). Deste modo, sugere-se que o Paraguai tenha a quinta maior base de recursos não convencionais na América Latina.

Em relação à exploração de petróleo na Bacia do Paraná, um dos geradores mais consistentes é representado pelos folhelhos devonianos da Formação Lima (Formação Ponta Grossa, no Brasil) que, dada a espessura e a excepcional concentração orgânica, também podem contribuir como objetivos exploratórios não convencionais nas partes mais profundas da Bacia (SCHALLER; CORRÊA, 2013).



**Figura 8: Recursos não convencionais na Bacia do Chaco e na Bacia do Paraná - Paraguai e Bolívia. Elaboração própria com base em ANH (2017), EIA (2013), EIA (2015), Ministerio de Energía y Minería (2021), Ministerio de Obras Publicas y Comunicaciones (2021) e VMME (2019b).**

### 1.3 Bacia Norte (Uruguai)

#### ***Geologia Regional***

Conforme a agência uruguaia ANCAP (*Administración Nacional de Combustibles, Alcoholes y Portland*) e outros autores, as três bacias uruguaias *onshore* - bacias Norte, Santa Lucía e Laguna Merín - são pouco exploradas no país, existindo apenas 13 poços exploratórios na Bacia Norte (

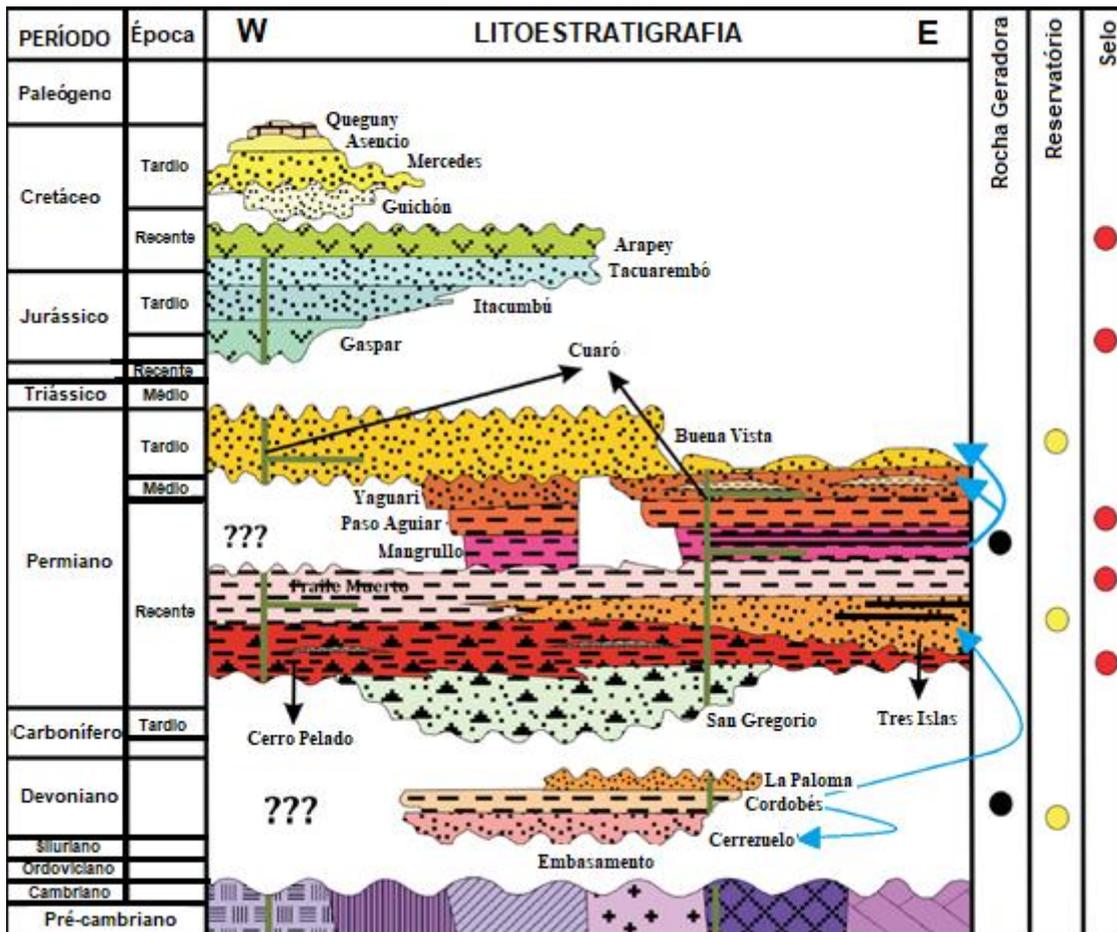
Tabela 1), e 12 poços na Bacia Santa Lucía, bem como alguns levantamentos gravimétricos e 1.650 km de perfis sísmicos (ANCAP, 2017b, 2018; DE SANTA ANA, 1994; DE SANTA ANA *et al.*, 2009; SOTO, 2014; UCHA; DE SANTA ANA; VEROSLAVSKY, 2004).

A evolução das bacias Santa Lucía e Laguna Merín está relacionada à quebra do Gondwana, entre o Mesozoico e Eocretáceo. A Bacia de Santa Lucía, localizada ao sul do Uruguai, é uma bacia *pull-apart* de extensão de mais de 8.000 km<sup>2</sup> e direção WSW-ENE (VEROSLAVSKY, 1999), enquanto a Bacia Laguna Merín, no litoral norte uruguaio, possui extensão de mais de 15.000 km<sup>2</sup>, correspondendo a continuidade da porção *onshore* da Bacia de Pelotas. Nesta nota técnica será dado foco à Bacia Norte análoga à Bacia do Paraná analisada em notas técnicas anteriores (EPE, 2018a, b).

A Bacia Norte corresponde à porção meridional da Bacia do Paraná, bacia intracratônica, localizada na região norte do Uruguai, possuindo cerca de 100.000 km<sup>2</sup> neste país (**Erro! Fonte de referência não encontrada.**) (ANCAP, 2017a; RODRIGUEZ *et al.*, 2016; SOTO, 2014). Seu preenchimento vulcano-sedimentar compreende formações do EoDevoniano ao NeoCretáceo, com espessura total de 2.500 m observada no poço exploratório de Yacaré (ANCAP, 2017a). Outros trabalhos indicam espessuras de 2.377 m (DE SANTA ANA *et al.*, 2006), entretanto, novos dados geofísicos (gravimétricos, magnetotélúricos e sísmicas), mostram que em alguns setores da bacia, o embasamento pode atingir profundidades próximas de 3.500 m (MARMISOLLE, 2015; MIRA *et al.*, 2015; RODRIGUEZ *et al.*, 2015). A evolução da Bacia Norte é marcada pela ocorrência de estruturas em três direções preferenciais (NW-SE; NNE-SSW; E-W) estruturas constantemente reativadas, em consequência de sucessivos eventos tectônicos de subducção e colisão na margem ativa do Gondwana (DE SANTA ANA *et al.*, 1989; DE SANTA ANA; VEROSLAVSKY, 2004; MARMISOLLE, 2015; UCHA; DE SANTA ANA, 1994; ZALÁN *et al.*, 1990). São reconhecidas quatro sequências principais (Figura 9) da base para o topo (DE SANTA ANA *et al.*, 2006):

i) EoDevoniana: deltas entrelaçados e depósitos arenosos de plataforma, folhelhos de plataforma marinha rasa e planícies arenosas litorâneas;

ii) Permo-carbonífera: depósitos glácio-flúvio-lacustres, depósitos glácio-marinhos, arenitos deltaicos (Formação Tres Islas – EoPermiano – análoga à Formação Rio Bonito, no Brasil), folhelhos marinhos, folhelhos e calcários marinho-lagunares restritos, depósitos de plataforma e transicionais, e depósitos flúvio-eólicos;



iii) Juro-Cretácica: arenitos flúvio-lacustres e eólicos, grandes volumes de fluxos basálticos, e intercalações entre diques, soleiras básicas e arenitos - *intertrap sandstones*;

iv) NeoCretácica: depósitos flúvio-eólicos e aluvial-fluvial, depósitos de calcretes e lateritas;

**Figura 9: Carta litoestratigráfica da Bacia Norte, indicando sistemas petrolíferos especulativos da Bacia Norte. A Formação Tres Islas é indicada pela presença de camadas de carvão de idade Permiana. Rochas geradoras indicadas pelos círculos pretos, rochas reservatório por círculos amarelos e rochas selantes por círculos vermelhos. Modificado de ANCAP (2017a, b).**

**Tabela 1: Poços exploratórios da ANCAP na Bacia Norte. Fonte: Soto (2014)**

Código de poço	Nome	Profundidade total (m)	Campanha
NO_01_G_X1	Gaspar	2.297	1956-1958
NO_02_A_X2	Artigas	1.857	
NO_03_S_X1	Salto	2.206	
NO_04_Q_X1	Quebracho	1.107	
NO_05_G_X1	Guichón	924	
NO_06_Sp_X1	Salsipuedes	546	1986-1987
NO_07_P_X1	Pelado	1.998	
NO_08_Y_X1	Yacaré	2.387	
NO_09_B_X1	Belén	2.366	
NO_10_I_X1	Itacumbú	2.099	

### ***Correlação entre os Sistemas Petrolíferos da Bacia Norte e da Bacia do Paraná (BR)***

#### *Sistema Petrolífero*

O Sistema Petrolífero uruguaio ainda é considerado especulativo, entretanto geradoras e reservatórios na Bacia Norte são correlacionáveis as geradoras e reservatórios da Bacia do Paraná que possui um sistema petrolífero conhecido (Figura 9). A Formação Ponta Grossa (Devoniano da Bacia do Paraná) é correlata à Formação Cordobés (Bacia Norte) e os folhelhos negros da Formação Iratí (Permiano da Bacia do Paraná) são correlacionados com os folhelhos da Formação Mangrullo. Os folhelhos Devoniano das Formações Furnas e

Ponta Grossa são geradores com reconhecida qualidade (COT máximo de cerca de 3% e média de 1%), sendo que o campo de Barra Bonita, descoberto em 1996, no Brasil, produziu gás gerado pela Formação Ponta Grossa (ANCAP, 2017b). A Formação Iratí (Permiano) possui folhelhos betuminosos aproveitados na região sul da Bacia do Paraná, atingindo COT de 20%. Abundantes indícios de óleo são encontrados em arenitos da Formação Rio Bonito (Permiano Inferior). Na região nordeste da Bacia do Paraná, no Brasil, os depósitos fluvio-eólicos da Formação Piramboia estão impregnados com óleo pesado (*tar sands*), geoquimicamente correlacionado com os folhelhos betuminosos da Formação Iratí (ANCAP, 2017a, b). Apesar de pouco explorada as analogias observadas entre a geologia da Bacia Norte e a Bacia do Paraná indicam o potencial para a exploração, além disto aspectos estruturais e evidências diretas e indiretas de hidrocarbonetos já foram reconhecidos na Bacia Norte (ANCAP, 2017a, b).

### *Geração e Migração*

As rochas geradoras potenciais na Bacia do Norte pertencem as Formações Cordobés (Devoniano) e Mangrullo (Permiano). Os folhelhos negros marinhos da Formação Cordobés possuem COT variando entre 0,7 e 3,6% de TOC, com querogênio tipo I, II e III (predominando tipo II), e Índice de Hidrogênio chegado a valores acima de 400 mg HC/g COT. Esta unidade atinge espessura de 160 m e foi reconhecida em vários poços e linhas sísmicas. Novos dados estão sendo adquiridos para a realização de novas interpretações (ANCAP, 2017b). Em análises realizadas nos folhelhos Devonianos em afloramentos, obteve-se valor de, aproximadamente, 0,64% de reflectância de vitrinita (Ro), estando estes na janela de óleo em profundidades rasas (Poço Achar E1), e, segundo o modelo geológico, estes seriam mais maduros e preservados em depósitos estruturais profundos, sendo que a modelagem de bacia sugere que a maturidade térmica necessária para a transição de óleo para gás seco no Devoniano está a uma profundidade de 3.200 m (ANCAP, 2017b; CONTI; MORALES, 2009; USGS, 2011).

A Formação Mangrullo (Permiano), possui valores de COT entre 6 e 12%, querogênio tipo I e um Índice de Hidrogênio chegado a valores acima de 600 mg de HC/g de COT. Os trabalhos de caracterização dessas rochas geradoras são historicamente limitados à área dos afloramentos, entretanto em 2013 foi perfurado um poço na região central da bacia, sendo identificados os folhelhos negros da Formação Mangrullo. Avaliada em geral, como imatura, a Formação Mangrullo em nova posição estratigráfica (730 m – Poço Cerro Padilla E1), mostrou uma maturidade média de 0,7% Ro (ANCAP, 2017b).

Os mecanismos responsáveis para a migração de hidrocarbonetos incluem falhas e reativação de falhas antigas (NW-SE e NNE-SSW) durante o Permiano. No Mesozoico, as falhas foram reativadas, e novas falhas de direção E-W foram geradas, favorecendo a conexão das rochas geradoras e reservatórios, e a formação de armadilhas estruturais, como anticlinais e falhas de crescimento (*roll over*). Outros mecanismos envolvem a migração vertical difusa através de camadas de baixa permeabilidade e migração horizontal através de *carrier beds* em contato direto com as rochas geradoras (ANCAP, 2017b).

### *Principais Reservatórios*

São encontrados na bacia reservatórios de alta qualidade, com porosidade entre 18 e 25% e permeabilidade chegando a 600 mD. Destacam-se os reservatórios da Formação Cerrezuelo, relacionada a um sistema fluvial devoniano, com porosidade entre 20-22%, e arenitos deltaicos da Formação Tres Islas (EoPermiano - análoga à Formação Rio Bonito) com porosidade de 20-30%, e os arenitos aluviais, fluviais e eólicos, e conglomerados, com porosidade de 12-18%, da Formação Buena Vista (NeoPermiano). Existe indício de óleo em arenitos devonianos da Formação Cordobés (correlacionada com Formação Ponta Grossa) – ANCAP (2017b).

### *Selo e Trapeamento*

São identificados nas bacias folhelhos permianos e basaltos em soleiras e diques cretáceos como potenciais selantes. Intrusões cretáceas criaram anticlinais que formam selos semelhantes aos presentes no campo de Barra Bonita no Brasil. As principais trapas são por blocos falhados e rotacionados, anticlinais, *pinch-outs* (contra bordas e altos do embasamento), além de *sea-gull traps* (trapas em gaiivota) (ANCAP, 2017a, b).

### **Potencial e Perspectivas Exploratórias**

As sequências devoniana e permiana são consideradas as mais prospectivas. ANCAP (2017b) apresenta diversos *leads* e prospectos estruturais e mistos para a bacia. Existe a possibilidade de preservação dos depósitos devonianos em depocentros profundos paleozoicos, sendo que em algumas áreas a espessura chega a mais de 3.000 m, aumentando a chance de geração. Os esforços exploratórios nesta bacia foram executados principalmente pela ANCAP atuando como operadora e por empresas (**Erro! Fonte de referência não encontrada.**).

A Bacia Norte já contava com 10 poços exploratórios perfurados entre as décadas de 1950 e 1980, sendo 6 poços exploratórios perfurados entre 1956 e 1958 e 4 poços entre 1986 e 1987. Desde 2012, a ANCAP perfurou mais 23 poços estratigráficos na Bacia Norte, perfazendo 9.205,15 m perfurados: 9 poços estratigráficos na área de Pepe Núñez (total de 4692,15 m perfurados), 13 poços estratigráficos na Área de Cañada de los Burros (total de 4456 m perfurados) e 1 poço estratigráfico na Área de Clara (total de 357 m perfurados) – ANCAP (2019a). Foram realizadas análises geoquímicas (COT, Rock Eval, intensidade de fluorescência, etc) nas amostras de poços para se reconhecer as rochas geradoras da bacia, principalmente nos poços na área de Pepe Núñez: Pepe Nuñez E1; Pepe Núñez E1b; Cañada del Charrúa E1 e Cañada del Charrúa E2 (ANCAP, 2019b). A empresa Western Geophysical adquiriu para a ANCAP 1.650 m de sísmica 2D em 1984 (ANCAP, 2019c).

A ANCAP adquiriu dados gravimétricos entre 1950 e 1956 na Bacia Norte e na Bacia de Santa Lucía. Novos dados foram adquiridos na região da Bacia Norte, através de novas estações na região ao lado de Pepe Núñez (2013), Clara (2014) e Guichón (2017) - (ANCAP, 2019d). A empresa Ingesur SRL executou 71 levantamentos magnetotelúricos, dentro do projeto do Fundo Setorial de Energia - ANII-ANCAP denominado "Prospecção de subsolo baseado em métodos geofísicos em setores continentais de existência potencial de hidrocarbonetos" durante os anos 2010 a 2012 na região de Pepe Núñez (ANCAP, 2019d). Existem, porém, poucas evidências diretas e indiretas de hidrocarbonetos que possam confirmar um sistema petrolífero ativo na bacia.

A empresa operadora Schuepbach Energy Uruguay (Schuepbach Energy International LLC - SEI), perfurou três poços estratigráficos na Bacia Norte: Achar E-1 em 2011, Cardozo Chico E-1 em 2013, Cerro Padilla E-1 em 2013, todos na área de Piedra Sola. Atualmente, em seu compromisso contratual, a SEI está perfurando o primeiro dos quatro poços exploratórios localizado nas áreas de Salto e Piedra Sola (ANCAP, 2019e). Desde 2011, têm sido realizadas análises geoquímicas em afloramentos e amostras de poços, indicando um bom potencial de rochas geradoras e reservatórios (ANCAP, 2019f). Em 2014, a SEI adquiriu 614 km de sísmica 2D nas áreas em contrato de exploração, Salto e Piedra Sola (ANCAP, 2019g). No poço exploratório de "Achar", perfurado em 2011 pela SEI, foram encontradas evidências de óleo em arenito devoniano e foi detectado gás (*kick*) nos poços exploratórios de Belém e Yacaré, perfurados em 1986-87 pela ANCAP.

Trabalhos técnicos realizados pela empresa, desde 2007, indicavam a presença de uma bacia rifte anteriormente desconhecida, prospectiva para óleo convencional em arenitos devonianos e potencialmente

permianos, sendo a hipótese confirmada pelo levantamento magnetotélúrica (MT), concluído no início de 2013. Testemunhos de sondagem rasos, perfurados na borda da bacia, e poços para captação de água também indicaram a presença de hidrocarbonetos. Além do delineamento da bacia, a pesquisa de MT auxiliou na identificação para locação de poços buscando caracterizar os parâmetros básicos do reservatório, a extensão do recurso e o tamanho potencial do recurso. A análise do poço Cerro Padilla-1 2017 mostrou dois metros de arenitos com saturação de óleo na profundidade de 793m (WARREGO, 2019).

Em 2017, o poço Cerro Padilla-1 foi pioneiramente testado na bacia com o objetivo de confirmar o potencial do reservatório arenítico e da rocha geradora de idade permiana na Formação Tres Islas em uma profundidade rasa (3 m), devido indícios de hidrocarbonetos em fluorescência e amostras de testemunho. Este poço faz parte do programa exploratório assumido pela SEI em andamento que prevê a perfuração de quatro poços nas concessões de Piedra Sola e Salto, tendo como alvo estruturas que poderiam capear petróleo e gás dentro da mesma sequência estratigráfica ou acima (ANCAP, 2019e; GEO EXPRO, 2018). Contudo, os 2 m de arenitos saturados com petróleo, testados não foi considerado um sucesso. Localizado a cerca de 300 km ao norte da capital, Montevidéu, Cerro Padilla-1 tinha uma estimativa, pré-perfuração, P90 de óleo 21MMbo de óleo *in-place*. Atribuiu-se a falta de sucesso comercial no teste à localização do poço fora da estrutura, na base de uma fina zona de petróleo, entretanto, a empresa considera este um grande avanço para o programa de perfuração e, especialmente, o próximo poço, que possui alvos potenciais múltiplos e muito maiores.

Conforme publicado pela Geo Expro (2018), os próximos poços a serem perfurados seriam Cerro de Chaga-1 e Panizza-1 na concessão de Salto, a nordeste do Bloco Piedra Sola. O programa de perfuração e seu modelo geológico foram desenvolvidos a partir da reinterpretação de um programa sísmico 2D de 597 km, concluído no final de 2014. A interpretação de dados sísmicos adicionais, concluída no início de 2015, revelou 20 objetivos estruturais convencionais iniciais e outros em profundidades rasas. Também confirmou a existência de uma sequência sedimentar mais profunda na concessão Salto. A empresa operadora avalia, por através da interpretação de um alvo uma anomalia superficial do gás AVO, um dos poços de Salto terá estimativa potencial certificada de recursos P50 de 240 Bcfg.

### ***Recursos Não Convencionais***

#### *Metano de Carvão*

O primeiro registro da mineração de carvão em pequena escala data do final do século XVIII. No início do século XX, um número maior de registros exploratórios desse recurso foi realizado na região leste da Bacia Norte, embora estivesse atrelado a um limitado programa de exploração em subsuperfície (BUREAU OF THE AMERICAN REPUBLICS, 1893 e MAESO, 1882 apud SCHROEDER, 1953).

Nesses estudos, observou-se que os depósitos de carvão tinham alto rendimento de cinzas (60-80% em peso), semelhante a outros depósitos de carvão na Bacia do Paraná (Brasil e Paraguai). Essas pequenas ocorrências de carvão, consideradas sub-econômicas, podem ser encontradas na Formação Tres Islas (Permiano Inferior), localizada na Bacia Norte (ANCAP, 2018a; HACLEY; BROOKS, 2006), sendo estes correlacionados com os carvões da Formação Rio Bonito, na região sul do Brasil (MARTÍNEZ MACCHIAVELLO, 1976, 1977; LOPES; FERREIRA, 2000; WEAVER, 1993). Segundo Haclely e Brooks (2006) e Lopes e Ferreira (2000) nunca houve uma avaliação sistemática detalhada desses recursos.

A ANCAP realizou, entre 1950 e 1980, a perfuração de 10 poços exploratórios, aquisição de 1.650 km de linhas sísmicas 2D e estudos gravimétricos e magnetométricos em uma área de 30.000 km<sup>2</sup>, no setor NW da bacia, mostrando que a subexploração da bacia (SOTO, 2014). Recentemente, a ANCAP solicitou ao MIEM

(*Ministerio de Industria, Energía y Minería*) a área de Cañada de los Burros para estudar a possibilidade de depósitos de carvão. Desde 2013, a ANCAP conta com uma área licenciada para exploração e estudo de carvão. Entre as atividades desenvolvidas na área, destacam-se a cartografia regional e detalhada e a perfuração 13 poços estratigráficos, que cruzaram níveis de carvão centimétricos, bem como níveis de folhelhos carbonosos intercalados com arenitos flúvio-deltaicos da Formação Tres Islas (ANCAP, 2018). A região central da bacia não possui dados de poços, sísmica 2D, gravimetria nem magnetometria, pois a presença do basalto na região interfere nas aquisições tornando-as pouco confiáveis (SOTO, 2014).

O Uruguai importa atualmente cerca de 2 toneladas por ano de carvão para uso industrial segundo Baruya e Clarke (1996). Até o momento não foi dada divulgação sobre quaisquer projetos relacionados ao aproveitamento do metano de carvão uruguaio.

### *Recursos em Folhelho*

A Bacia Norte, apesar de fazer parte do mesmo sistema de bacia devoniana produtora de petróleo que se estende até a vizinha Bacia do Paraná no Brasil, até o momento não produz óleo e gás convencional ou não convencional, sendo que o Uruguai importa, atualmente, cerca de 40.000 bopd para consumo doméstico (EIA, 2019). Trata-se de uma bacia pouco explorada com carência de estudos que avaliem seu potencial (GEO EXPRO, 2018; EIA, 2013b, 2015; WARREGO, 2019).

Algumas empresas que adquiriram concessões em áreas com potencial para recursos em folhelho do Devoniano na porção uruguaia da Bacia do Paraná, tais como TOTAL, YPF e a Warrego (antiga Petrel Energy, sediada na Austrália), realizaram esforços que buscam avaliar esses possíveis recursos (ANCAP, 2019e,f,g; EIA, 2013b, 2015; GEO EXPRO, 2018; WARREGO, 2019). Agências internacionais como a USGS e EIA também realizaram estudos buscando estimar os possíveis recursos na bacia. O potencial para óleo e gás de folhelho foi analisado pelas agências USGS (2011 – com dados fornecidos pela ANCAP - **Erro! Fonte de referência não encontrada.**), EIA (2013b, 2015) e ANCAP (2018b).

A USGS, por meio de sua metodologia de avaliação geológica utilizando unidades de avaliação (*Assessment Units* - AU<sup>2</sup>), e utilizando informações de bacias análogas norte americanas, estimou volumes médios de 13.4 Tcf<sup>3</sup> de gás de folhelho tecnicamente recuperável e 0,5 Bbl<sup>4</sup> de recursos de óleo de folhelho tecnicamente recuperáveis na Bacia Norte do Uruguai (EIA, 2013b, 2015; USGS, 2011).

A agência norte americana se concentrou apenas na avaliação da Formação Cordobés, devoniana, considerando este potencial para recursos não convencionais de gás e óleo em folhelho. Dentre o total de recursos estimados (riscados): (1) Gás de Folhelho na Formação Cordobés, 11.328 BCFG (variando de 0 a 24.042 BCFG), e 453 MMBNGL (variando de 0 a 1.002 MMBNGL); e (2) Óleo de Folhelho na Formação de Cordobés, 508 MMBO de óleo (intervalo de 155 a 1.081 MMBO), e 2.033 BCFG de gás natural associado (variando de 574 a 4.521 BCFG) e 46 MMBNGL (variando de 12 a 106 MMBNGL)<sup>5</sup>.

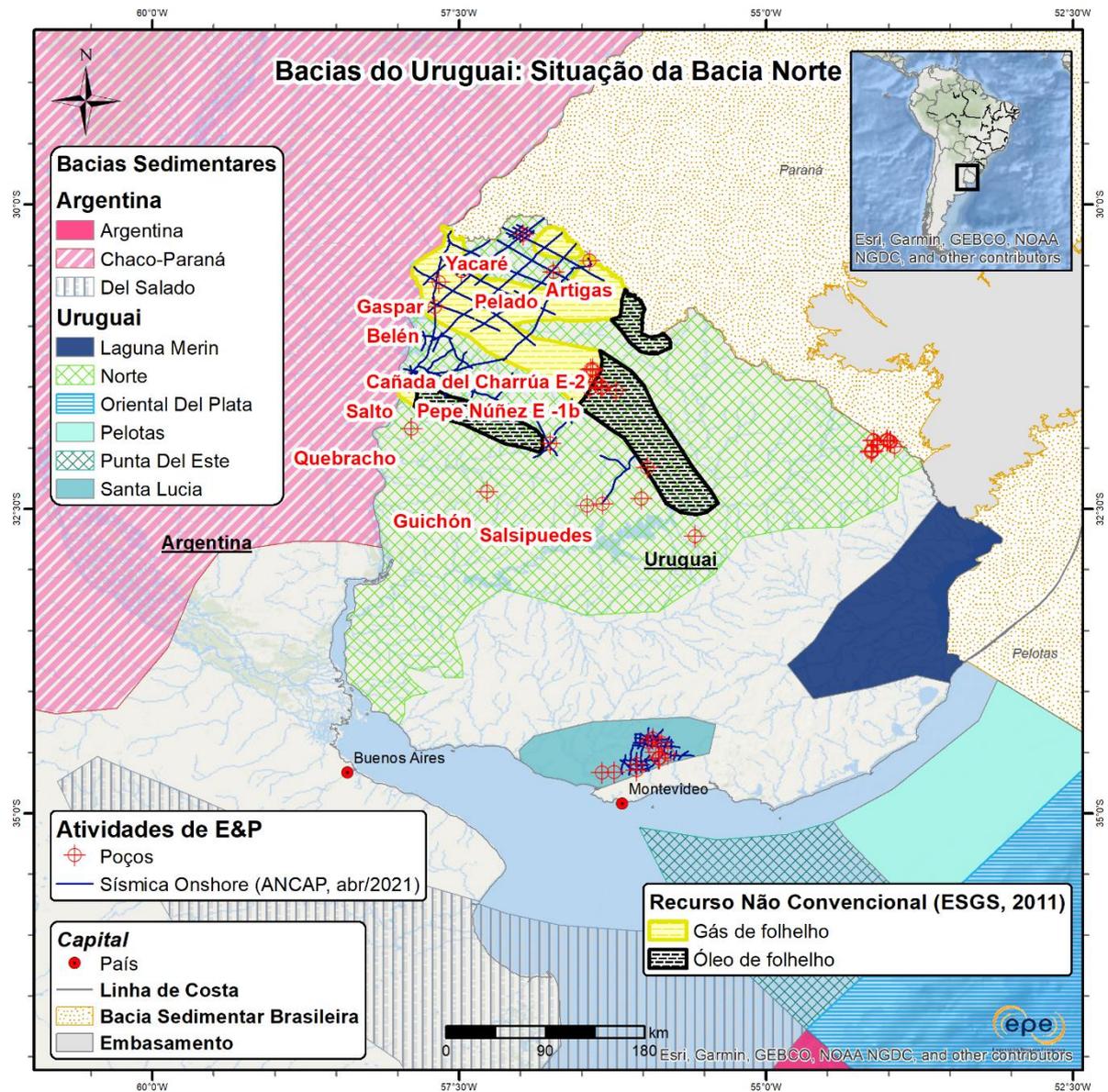
<sup>2</sup> *Assessment Units* - AU - volume de rocha mapeável dentro de um sistema petrolífero total que engloba acumulações (descobertas e não descobertas) que compartilham traços geológicos e fatores socioeconômicos semelhantes. Acumulações dentro uma unidade de avaliação deve constituir uma população suficientemente homogênea, de tal modo que a metodologia de avaliação de recursos é aplicável. Um sistema petrolífero total pode equivaler a uma única unidade de avaliação. Se necessário, um sistema petrolífero total pode ser subdividido em duas ou mais unidades de avaliação, a fim de que cada unidade seja suficientemente homogênea para avaliar individualmente. Uma unidade de avaliação pode ser identificada como convencional, se contiver acumulações convencionais, ou como contínuo, se contiver acumulações contínuas (USGS, 2002).

<sup>3</sup> Tcf – trilhão de pés cúbicos.

<sup>4</sup> Bbl – bilhão de barris de óleo.

<sup>5</sup> MMBO – milhão de barris de óleo; BCFG – bilhão de pés cúbicos de gás natural (associado e não associado); MMBNGL – milhão de barris de líquidos de gás natural.

Segundo o divulgado pela ANCAP, o folhelho betuminoso da Formação Mangrullo seria o único recurso comprovado do Uruguai (ANCAP, 2018b). Esta formação do Permiano Recente é correlacionada com a Formação Iratí da Bacia do Paraná. Contém dois níveis de folhelho betuminoso, sendo que o nível mais profundo apresenta os melhores teores de matéria orgânica (até 12% de COT), óleo (6% no Ensaio-Fisher) e enxofre (5,3%) e seu poder calorífero é de 1.400 Kcal/Kg de rocha. Entre 1970 e 1980, a ANCAP fez uma campanha de avaliação da Formação Mangrullo e estimou obtenção de 270 milhões de barris de petróleo e 31 milhões de toneladas de enxofre (usando calcário), considerando uma cobertura sedimentar inferior a 50 m e um rendimento de óleo até 2,5% (ANCAP, 2018b).



**Figura 10: Localização da Bacia Norte no Uruguai, atividades de E&P, e áreas da Formação Cordobés (Devoniano). Área avaliada para gás de folhelho, em amarelo, e a área avaliada para óleo de folhelho, em preto. Elaboração própria com base em ANCAP (2021) e USGS (2011).**

## 2 CONCLUSÕES

A presente Nota Técnica finaliza a série de documentos, elaborados pela EPE ao longo de dois anos, relacionados aos recursos convencionais e não convencionais da Bacia do Paraná e bacias limítrofes e/ou correlatas (EPE, 2018 a, b). Na região do chamado Chaco-Paraná, Argentina, Brasil, Paraguai e Uruguai compartilham geologia semelhante, porém com diferentes estágios de conhecimento geológico, exploratório e explotatório de seus recursos fósseis, relacionados diretamente ao contexto político-econômico de cada local.

Com respeito as bacias limítrofes à Bacia do Paraná em território brasileiro, seguem algumas considerações finais:

Apesar da Argentina se encontrar em estágio mais avançado na exploração de recursos não convencionais, em especial, através das atividades nos folhelhos da Formação Vaca Muerta, localizada na Bacia de Neuquén, a porção argentina da Bacia do Chaco-Paraná, possui uma menor extensão e menor conhecimento, relacionado à carência de estudos na região, o potencial petrolífero da mesma já foi minimamente contemplado por agências internacionais.

No Paraguai, as sub-bacias do Chaco-Paraná são consideradas fronteiras exploratórias devido aos poucos estudos desenvolvidos. Modelos geológicos mais recentes e indícios de óleo encontrados, em especial na sub-bacia Purity, mostram a existência de um sistema petrolífero ativo, com as condições necessárias para a geração, migração e acumulação de hidrocarbonetos. Apesar da continuidade com a Bacia do Paraná em sua porção brasileira, o Paraguai conta apenas com dois poços convencionais perfurados nos últimos 25 anos. Ainda não há descobertas comerciais na bacia, tornando o país dependente da importação de óleo e gás natural de seus vizinhos. Os recursos prospectivos estimados são de 4 Bboe (bilhões de barris de óleo equivalente). Embora os recursos não convencionais também não sejam explorados no Paraguai, seu potencial foi avaliado por agências internacionais e empresas que possuem licenças exploratórias no país. Nesse sentido, estima-se um potencial significativo nos folhelhos devonianos da Formação Los Monos. Destaca-se que as geradoras devoniana e siluriana, objeto de exploração não convencional em outras bacias, estão presentes em todo o nordeste do Paraguai, nas sub-bacias de Carandayty e Curupayty da Bacia do Chaco.

No caso do Uruguai, as bacias terrestres ainda são pouco exploradas, com apenas 13 poços exploratórios localizados na Bacia Norte, a qual possui um sistema petrolífero especulativo, análogo ao sistema petrolífero da Bacia do Paraná (conhecido), em território brasileiro. As sequências Devoniana e Permiana são as mais prospectivas, tendo geradoras, reservatórios, selos e trapas adequados para a existência de acumulações de hidrocarbonetos. Evidências diretas e indiretas (como manchas de óleo e detecção de gás) contribuem para elevar o potencial da bacia. Entretanto, até o momento, não há produção, sendo necessários maiores estudos e investimentos, inclusive para não convencionais.

Argentina, Paraguai e Uruguai possuem reservas sub-econômicas de carvão, sendo o carvão paraguaio e uruguaio geologicamente semelhante ao carvão brasileiro. Os três países são atualmente importadores do recurso, sendo que as atividades exploratórias se resumem a poucos estudos relacionados a ocorrência, sem uma avaliação sistemática da qualidade, teor e outras características geológicas e mineralógicas importantes. Os quatro países não possuem projetos para a exploração do metano de carvão, entretanto, em função do valor estratégico que este recurso tem na matriz energética mundial, embora o mesmo não aparente ser abundante, há a recomendação de maiores investimentos em pesquisas de mapeamento e avaliação química-mineralógica para caracterização do potencial. Destaca-se que uso do metano proveniente

de camadas de carvão tem o potencial de suprir o déficit energético e reduzir as emissões de metano para a atmosfera, contribuindo para os esforços globais relacionados à transição energética para uma matriz considerada mais limpa.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANCAP. 2017a. Administración Nacional de Combustibles, Alcoholes y Portland. **Uruguay Round 3 – Hydrocarbon Offshore Exploration and Production.** Pôster. Disponível em: <[https://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/file/2555/1/02-nortebasin\\_ago2017.pdf](https://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/file/2555/1/02-nortebasin_ago2017.pdf)>. Acesso em: setembro de 2018.
- \_\_\_\_\_. 2017b. **Onshore Uruguay: Geology and Prospectivity.** Ronda Uruguay 3 – Exploración y Producción de Hidrocarburos. 24p. Disponível em: <[https://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/file/2421/1/onshore-geology\\_ago2017-final.pdf](https://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/file/2421/1/onshore-geology_ago2017-final.pdf)>. Acesso em: setembro de 2018.
- \_\_\_\_\_. 2018a. **Coal.** Disponível em: <<http://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/v/2480/3/innova.front/coal.html>>. Acesso em: março de 2019.
- \_\_\_\_\_. 2018b. **Oil Shales.** Disponível em: <<http://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/v/2480/3/innova.front/coal.html>>. Acesso em: março de 2019.
- \_\_\_\_\_. 2019a. **ANCAP as operator - Wells.** Disponível em: <<https://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/v/2460/3/innova.front/wells.html>>. Acesso em: março de 2019.
- \_\_\_\_\_. 2019b. **ANCAP as operator - Geochemistry Analyses.** Disponível em: <<https://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/v/2463/3/innova.front/geochemical-analyses.html>>. Acesso em: março de 2019.
- \_\_\_\_\_. 2019c. **ANCAP as operator - 2D-Seismic.** Disponível em: <<https://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/v/2461/3/innova.front/2d-seismic.html>> Acesso em: março de 2019.
- \_\_\_\_\_. 2019d. **ANCAP as operator - Grav. Mag and MT.** Disponível em: <<https://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/v/2462/3/innova.front/grav--mag-and-mt.html>>. Acesso em: março de 2019.
- \_\_\_\_\_. 2019e. **Oil and Gas Companies - Wells.** Disponível em: <<https://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/v/2467/3/innova.front/wells.html>>. Acesso em: março de 2019.
- \_\_\_\_\_. 2019f. **Oil and Gas Companies – Geochemistry Analyses.** Disponível em: <<https://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/v/2469/3/innova.front/geochemical-analyses.html>>. Acesso em: março de 2019.
- \_\_\_\_\_. 2019g. **Oil and Gas Companies - 2D-Seismic.** Disponível em: <<https://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/v/2468/3/innova.front/2d-seismic.html>>. Acesso em: março de 2019.
- \_\_\_\_\_. 2021. GIS Data. Disponível em: < <https://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/8431/3/gis-data.html>>. Acesso em: abril de 2021.
- ANH. 2017. Areas Reservadas em Bolivia. Disponível em: <[https://www.anh.gob.bo/InsideFiles/Inicio/Banner/Banner\\_Id-153-180718-0503-2.pdf](https://www.anh.gob.bo/InsideFiles/Inicio/Banner/Banner_Id-153-180718-0503-2.pdf)>. Acesso em: abril de 2019.

- ARMARETTI, T. A. 2015. Unconventional Resources and the Petrobras Challenges in Argentina. In: **Geoscience Technology Workshop, Expanding Unconventional Resources in Colombia with New Science - From Heavy Oil to Shale Gas/Shale Oil Opportunities**, Bogota, Colombia, December 10-11, 2014 (oral presentation). AAPG: Search and Discovery Article #80436 (2015) Posted February 2, 2015. Disponível em: <[http://www.searchanddiscovery.com/documents/2015/80436armaretti/ndx\\_armaretti.pdf](http://www.searchanddiscovery.com/documents/2015/80436armaretti/ndx_armaretti.pdf)>. Acesso em: julho de 2020.
- ASSINE, M. L. 2001. O Ciclo Ordoviciano/Siluriano na Bacia do Paraná e correlação em outras bacias gondwânicas. In: (J.H.G. MELO & G.J.S. TERRA, eds.). Correlação de seqüências paleozoicas Sul-Americanas. **Ciência-Técnica-Petróleo**. Seção: Exploração de Petróleo, No 20, nov. 2001.
- BARREDO, S. P.; STINCO, L. P. 2010. Geodinámica de las cuencas sedimentarias: su importancia en la localización de sistemas petroleros en la Argentina. In: **Petrotecnia**, abril, 2010, p.62
- BARUYA, P.S.; CLARKE, L.B. 1996. Coal prospects in Latin America to 2010: **IEA Coal Research**, London, 77 p.
- BERGAMASCHI, S. 1999. **Análise estratigráfica do Siluro-Devoniano (formações Furnas e Ponta Grossa) da sub-bacia de Apucarana, bacia do Paraná, Brasil. Tese (Doutorado)**. Programa de Pós-Graduação em Geologia Sedimentar, Universidade de São Paulo, São Paulo – SP, 163p.
- CONDIE, K. C. 2011. Earth as an Evolving Planetary System (Second Edition), **Academic Press**, 574p.
- CONTI, B.; MORALES, E. 2009. Geología y criterios exploratorios de la lutitas gasíferas; potencial en el Uruguay: Recursos Minerales Energeticos del Uruguay; petróleo, gas, hidratos de gas, lutitas bituminosas, carbon, uranio, y almacenamiento de gases: ANCAP Exploracion and Produccion, **Resúmenes de los Trabajos Presentados en la Taller realizado en ANCAP**, Setiembre 1-2.
- DE SANTA ANA, H. 1989. Consideraciones tectónicas y deposicionales de la Cuenca Norte uruguaya. **Boletín Técnico de ARPEL**, 18(4), pp: 319-339.
- DE SANTA ANA, H. 1994. Geology, Exploration Status of Uruguay's sedimentary basins. **Oil e Gas Journal**, v. 92, n. 6. Disponível em: <<https://www.ogj.com/articles/print/volume-92/issue-6/in-this-issue/exploration/geology-exploration-status-of-uruguay39s-sedimentary-basins.html>>. Acesso em: setembro de 2018.
- DE SANTA ANA, H.; VEROSLAVSKY, G. 2004. La tectosecuencia volcanosedimentaria de la Cuenca Norte de Uruguay. Edad Jurásico Cretácico Temprano. In: VEROSLAVSKY, G.; UBILLA, M. and MARTÍNEZ, S. eds., **Cuencas sedimentarias de Uruguay: geología, paleontología y recursos naturales – Mesozoico**. 2ª Edición. DIRAC – Facultad de Ciencias, pp: 53-75.
- DE SANTA ANA, H. *et al.* 2006. Cuenca Norte: Evolución tectónica y sedimentaria del Carbonífero-Pérmico, In: VEROSLAVSKY, G.; UBILLA, M. and MARTÍNEZ, S. eds., **Cuencas Sedimentarias de Uruguay: geología, paleontología y recursos naturales – Paleozoico**: DI.R.A.C — Facultad de Ciencias, 209–256pp.
- DE SANTA ANA, H.; VEROSLAVSKY, G.; MORALES, E. 2009. Potencial exploratorio del offshore de Uruguay. **Revista de la Industria Petrolera**, Cuarta Época, 12:48-59.
- DRAGONE, G. N. 2013. **Estrutura crustal da bacia do Chaco-Paraná a partir de dados gravimétricos**. Dissertação - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013, 94 p.
- EIA. 2013a. Energy Information Administration. **EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment - IV. Northern South America**. 24p. Disponível em: <[https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/chaptersiv\\_vii.pdf](https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/chaptersiv_vii.pdf)>. Acesso em: julho de 2020.

\_\_\_\_\_. 2013b. Energy Information Administration. **EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment - VII. Other South America**. 19p. Disponível em: <[https://www.adv-res.com/pdf/07\\_VII\\_EIA\\_ARI\\_Other%20South%20America\\_June\\_2013.pdf](https://www.adv-res.com/pdf/07_VII_EIA_ARI_Other%20South%20America_June_2013.pdf)>. Acesso em: junho de 2019.

\_\_\_\_\_. 2015. Energy Information Administration. **Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Other South America**. 19p. Disponível em: <[https://www.adv-res.com/pdf/07\\_VII\\_EIA\\_ARI\\_Other%20South%20America\\_June\\_2013.pdf](https://www.adv-res.com/pdf/07_VII_EIA_ARI_Other%20South%20America_June_2013.pdf)>. Acesso em: junho de 2019.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. 2017. **Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás**. Ciclo 2017. Ministério de Minas e Energia-MME. Brasília/DF. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zoneamento-nacional-de-recursos-de-oleo-e-gas-2015-2017>>. Acesso em: março de 2018.

\_\_\_\_\_. 2018a. **Estudo Regional da Porção Gaúcha da Bacia do Paraná. Parte 1 - Análise do Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás 2017**. Nota Técnica DPG-SPT Nº 01/2018. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estudo-regional-da-porcao-gaUCHA-da-bacia-do-parana>>. Acesso em: março de 2018.

\_\_\_\_\_. 2018b. **Estudo Regional da Porção Gaúcha da Bacia do Paraná. Parte 2 - Análise sobre o potencial de metano de carvão**. Nota Técnica DPG-SPT Nº 05/2018. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estudo-regional-da-porcao-gaUCHA-da-bacia-do-parana>>. Acesso em: setembro de 2018.

\_\_\_\_\_. 2019a. **Argentina**. Boletim de Conjuntura da Indústria do Petróleo – DPG – Nº 06 – 1º Semestre/2019.

\_\_\_\_\_. 2019b. **Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019**. Brasília: MME/EPE, 2019, 604 p.

GEO EXPRO. 2016. Paraguay Draws Industry Attention. **GEO ExPro Hotspot South America**. Vol. 11, No. 66. Disponível em: <<https://www.geoexpro.com/articles/2016/01/paraguay-draws-industry-attention>>. Acesso em: novembro de 2019.

\_\_\_\_\_. 2017. Oil in the Heart of South America. **GEO ExPro Country Profile South America**. Vol. 14, No. 44. Disponível em: <<https://www.geoexpro.com/articles/2017/10/oil-in-the-heart-of-south-america>>. Acesso em: novembro de 2019.

\_\_\_\_\_. 2018. Exploration Update – Uruguay. **GEO ExPro and Drilling info**. Vol. 14, No. 6. Disponível em: <<https://www.geoexpro.com/articles/2018/01/exploration-update-uruguay>>. Acesso em: novembro de 2019.

GOULART, E. P.; JARDIM, N. S. 1982. **Avaliação geoquímica das formações Ponta Grossa e Irati-bacia do Paraná**. Geologia da Bacia do Paraná-Reavaliação da Potencialidade e Prospectividade em hidrocarbonetos, p. 41-74,

GRAHN, Y. 2003. Silurian and Devonian Chintinozoan assemblages from the Chaco-Paraná Basin, Northeastern Argentina and Central Uruguay. **Revista Española de Micropaleontología**, 35(1), pp. 1-8 ISSN: 0556-655X

HACLEY, P. C.; BROOKS, W. E. 2006. Chapter 8: World Coal Quality Inventory: Bolivia, Ecuador, Paraguay. Uruguay. In: KARLSEN, A. W.; TEWALT, S. J.; BRAGG, L. J.; FINKRLMAN, R. B. eds., **World Coal Quality Inventory: South America**. Geological Survey Open-File Report 2006-1241, p.230-245.

KOKOGIAN, D. A. *et al.* 1999. Los depósitos continentales triásicos. In: **Geología Regional Argentina** (Camino, R. ed.). Secretaría de Estado de Minería de la Nación: 377-398. Buenos Aires.

- LOPES, R.; FERREIRA, J. 2000. An overview of the coal deposits of South America, In: CORDANI, U.G.; MILANI, E.J.; THOMAZ, A. and CAMPOS, D.A., (eds.), Tectonic Evolution of South America, **31st International Geological Congress**, Rio de Janeiro, Brazil, p. 719-723.
- MARMISOLLE, J. 2015. **Análisis tectosedimentario de depocentros en el sector noroeste de Cuenca Norte. Tesis de Maestría**. PEDECIBA. Facultad de Ciencias, UdelaR. Montevideo, Uruguay.
- MARTÍNEZ MACCHIAVELLO, J.C. 1976. Resumen geológico de los sub-bituminosos de la región noreste de la República Oriental del Uruguay: **Revista minera geología y mineralogía**, v. 33, no. 3-4, p. 28-32.
- MARTÍNEZ MACCHIAVELLO, J.C. 1977. Resumen geológico de los sub-bituminosos de la región noreste de la República Oriental del Uruguay: **Revista minera geología y mineralogía**, v. 34, no. 3-4, p. 41-46.
- MORAES, P. 2019. Study of Chaco Basin thickness with receiver function. **16th International Congress of the Brazilian Geophysical Society**, Rio de Janeiro, Brazil, 19-22 August 2019, 4p.
- MILANI, E. J. 1997. **Evolução tectono-estratigráfica da Bacia do Paraná e seu relacionamento com a geodinâmica fanerozóica do Gondwana Sul-ocidental**. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- MILANI, E. J.; ZALÁN, P. V. 1999. An outline of the geology and petroleum systems of the Paleozoic interior basins of South America. **Episodes**, v. 22, no. 3, p. 199-205.
- MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA (Argentina). 2021. **Mapa de Exploración de Hidrocarburos - Pozos, Concesiones de Explotación, Yacimientos y Cuencas Sedimentarias**. Disponible em: <[https://datos.gob.ar/dataset/energia-exploracion-hidrocarburos-cuencas-sedimentarias/archivo/energia\\_9f602b6e-2bef-4ac4-895d-f6ecd6bb1866](https://datos.gob.ar/dataset/energia-exploracion-hidrocarburos-cuencas-sedimentarias/archivo/energia_9f602b6e-2bef-4ac4-895d-f6ecd6bb1866)>. Acesso em: abril de 2021.
- MINISTERIO DE OBRAS PUBLICAS Y COMUNICACIONES (Paraguay). 2021. Catastro Hidrocarburos. Disponible em: <[https://www.ssme.gov.py/vmme/index.php?option=com\\_content&view=category&id=106&Itemid=700](https://www.ssme.gov.py/vmme/index.php?option=com_content&view=category&id=106&Itemid=700)>. Acesso em: abril de 2021.
- MIRA, A. *et al.* 2015. Subsurface geological modeling of Corrientes province (NE Argentina) and its relationships with the Guaraní Aquifer System function: **Journal of South American Earth Sciences**, 62, 148-163, <http://dx.doi.org/10.1016/j.jsames.2015.05.007>.
- MME. Ministério de Minas e Energia. 2020. **Relatório Subcomitê 3. Potencial de Petróleo e Gás Onshore: Resumo Bibliográfico das Bacias Onshore**. Comitê para Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres REATE 2020. Disponible em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/resolveuid/b0498750-09b5-3383-141a-abe9a0c291c0>> Acesso em: 13 abr. 2021.
- NOETINGER, S.; DI PASQUO, M. 2013. **New palynological information from the subsurface Copo, Caburé and Rincón formations (upper Lochkovian-Emsian), Salta Province, Argentina**. Memoir of the Association of Australasian Palaeontologists, n. 44, p. 107.
- PADULA, E. *et al.* 1969. **Sub-surface Mesozoic red-beds of the - Mesopotamian region, Argentina and their relatives in Uruguay and Brazil**. In: Godwana Stratigraphy, 1, Buenos Aires, 1967. Actas...França, Imprimerie Louis-Jean, UNESCO, pp.1053-71.
- PETROTECNIA. 2005. **Situación actual de la exploración y explotación de petróleo y gas en la Argentina**. Junio - 2005. 8-14pp. Disponible em: <<http://biblioteca.iapg.org.ar/ArchivosAdjuntos/Petrotecnica/2005-3/SituacionActual.pdf>>. Acesso em: março de 2020.

- RODRIGUEZ, L. *et al.* 2015. Preliminary results of new gravity surveys onshore Uruguay, with a 2D modeling case study from Norte Basin: **85th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts**, 1568–1572, Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1190/segam2015-5814479.1>>. Acesso em: setembro de 2018.
- RODRIGUEZ, L. *et al.* 2016. Correlation between 2d seismic, magnetotelluric and gravity data acquired in Norte Basin of Uruguay. **86th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts**, 895-900.
- SAMPAIO, E. F. 2017. **Revisão sistemática de literatura sobre o avanço da exploração do folhelho (xisto) no Brasil e no mundo**. Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Petróleo, Fortaleza, 94p.
- SCHALLER, H.; CORRÊA, L. 2013. **Posibilidades Petroleras: Paraguay Oriental - Cuenca del Paraná** (Resumo E introdução do trabalho apresentado na Semana do Geólogo 2013 organizada pelo Departamento de Geologia da FACEN-UMA). Disponível em: <<http://www.geologiadelparaguay.com.py/Posibilidades-Petroleras-en-la-Region-Oriental-del-Paraguay.pdf>>. Acesso em: julho de 2019.
- SCHROEDER, J. 1935. Rocas bituminosas y su explotación química: Instituto de Geología y Perforaciones, Montevideo, **Boletín** 22, p. 5-256.
- SEI. Sintana Energy. 2018. **TSX Venture Paraguay Oil & Gas Exploration Company**. 30/10/2018 Disponível em: <http://www.sintanaenergy.com/operations/paraguay.php>. Acesso em: 02/01/2020.
- SILVA, C. G. A. 2007. **Caracterização geoquímica orgânica das rochas geradoras de petróleo das formações Irati e Ponta Grossa da Bacia do Paraná**. Dissertação (Mestrado), Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Instituto de Química. Programa de Pós-Graduação em Química, Porto Alegre - RS, 212 p.
- SOARES, A. P. *et al.* 2007. **Compartimentação Estrutural da Bacia do Paraná: A questão dos lineamentos e sua influência na distribuição do sistema Aquífero Guarani, São Paulo**, UNESP, Geociências, v.26, n.4, pp. 297-311.
- SOTO, M. 2014. **Geología, geofísica y geoquímica de la región de Pepe Núñez, Cuenca Norte (Uruguay)**: M.S. thesis, PEDECIBA — UDELAR.
- UCHA, N. E; DE SANTA ANA, H. 1994. **Exploration, perspectives and hydrocarbon potential of the Uruguayan sedimentary basins**. ANCAP (inédito), Montevideo, 98p.
- UCHA, N.; DE SANTA ANA, H.; VEROSLAVSKY, G. 2004. La Cuenca Punta del Este: geología y potencial hidrocarburífero. pp. 173-192 In: VEROSLAVSKY, G.; UBILLA, M. and MARTÍNEZ, S. eds., **Cuencas Sedimentarias de Uruguay: Geología, Paleontología y recursos naturales – Mesozoico**. DIRAC, Montevideo.
- USGS. 2000. **Survey world petroleum assessment 2000** – Description and Results.
- USGS. 2002. U.S. Geological Survey. **National Assessment of Oil and Gas Project: Petroleum Systems and Geologic Assessment of Oil and Gas in the Southwestern Wyoming Province, Wyoming, Colorado, and Utah Compiled by USGS Southwestern Wyoming Province Assessment Team – Chapter 25 – Glossary**. U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS–69–D. Disponível em: <[https://pubs.usgs.gov/dds/dds-069/dds-069-d/REPORTS/69\\_D\\_CH\\_25.pdf](https://pubs.usgs.gov/dds/dds-069/dds-069-d/REPORTS/69_D_CH_25.pdf)>. Acesso em: fevereiro de 2019.
- \_\_\_\_\_. 2011. U.S. Geological Survey. **Assessment of Potential Shale Gas and Shale Oil Resources of the Norte Basin, Uruguay** - World Petroleum Resources Project. Disponível em: <<https://pubs.usgs.gov/fs/2011/3100/FS11-3100.pdf>>. Acesso em: fevereiro de 2019.
- VERDU, B. F. 2012. **Unconventional Gas in Paraguay** – MonteCristo Grupo Relatório. 21p. Disponível em: <<http://www.geologiadelparaguay.com.py/Unconventional-Gas-in-Paraguay-Grupo-Montecristo.pdf>> Acesso em: julho de 2019.

VEROSLAVSKY, G. 1999. **Geologia da Bacia de Santa Lucía – Uruguai**. Tese de Doutorado. Universidade Estadual Paulista. Instituto de Geociências e Ciências Exatas. Campus de Rio Claro, SP, Brasil.

VMME. 2019a. Vice Ministerio de Minas y Energía – Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones – **Geología del Paraguay**. Disponível em: <[https://www.ssme.gov.py/vmme/index.php?option=com\\_content&view=article&id=1249&Itemid=714](https://www.ssme.gov.py/vmme/index.php?option=com_content&view=article&id=1249&Itemid=714)>. Acesso em: julho de 2019.

\_\_\_\_\_. 2019b. Vice Ministerio de Minas y Energía – Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones – **Prospeccion y Exploracion Petrolera en el Paraguay**. Disponível em: <<https://www.ssme.gov.py/vmme/images/CatastroHidrocarburo/PRES-Sectordehidrocarburos.pdf>>. Acesso em: julho de 2019.

WARREGO. 2019. **Assests projects. Uruguay**. Disponível em: <[https://warregoenergy.com/assets-projects/uruquay](https://warregoenergy.com/assets/projects/uruquay)>. Acesso em: novembro de 2019.

WEAVER, J. N. 1993. Coal in Latin America, 1993: **U.S. Geological Survey Open File Report 93-239**, 60p.

WHALEY, J. 2017. Oil in the Heart of South America. **Geo ExPro**, 14 (4): 21-23. Disponível em: <[https://assets.geoexpro.com/uploads/f5fee307-f77c-4a44-bc96-b31f1ff05ee8/GEO\\_ExPro\\_v14i4.pdf](https://assets.geoexpro.com/uploads/f5fee307-f77c-4a44-bc96-b31f1ff05ee8/GEO_ExPro_v14i4.pdf)>. Acesso em: julho de 2019.

ZALAN, P. V. *et al.* 1990. The Paraná Basin, Brazil, In: LEIGHTON, M. W.; KOLATA, D. R.; OLTZ, D. F. e EIDEL, J. J. (eds.): **Interior cratonic basins. American Association of Petroleum Geologists. Memoir**, 51, pp. 681-708.