ESTIMATIVA VOLUMÉTRICA DA BACIA DE PELOTAS



Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Setembro/2026

VALOR PÚBLICO

A EPE realiza estudos e pesquisas para subsidiar a formulação, implementação e avaliação da política e do planejamento energético brasileiro.

Com esse estudo, a EPE traz transparência e reduz a assimetria de informação por meio da apresentação de dados e fatos que podem auxiliar os debates acerca da exploração de óleo e gás em bacias de nova fronteira exploratória.

AVISO



As informações fornecidas nesta publicação refletem a visão da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Contudo, o conteúdo exposto envolve uma gama de riscos e incertezas conhecidos e desconhecidos e, portanto, os dados e as análises aqui contidas devem ser usados para fins de referência, não sendo garantia de realizações e acontecimentos futuros.

Este documento possui caráter informativo, sendo destinado a subsidiar o planejamento do setor energético nacional. Logo, quaisquer decisões de encaminhamento (como formulação de políticas públicas, definição de diretrizes estratégicas, decisões de investimento ou estratégias de negócio) dependem de outras instituições públicas e privadas.

A EPE se exime de qualquer responsabilidade por ações e tomadas de decisão que possam ser realizadas por agentes econômicos ou qualquer pessoa com base nas informações contidas neste documento.

ÍNDICE

A Bacia de Pelotas 5

A Bacia de Pelotas no Planejamento Estratégico da EPE 7

Estimativa de Volume *in-Place* 10

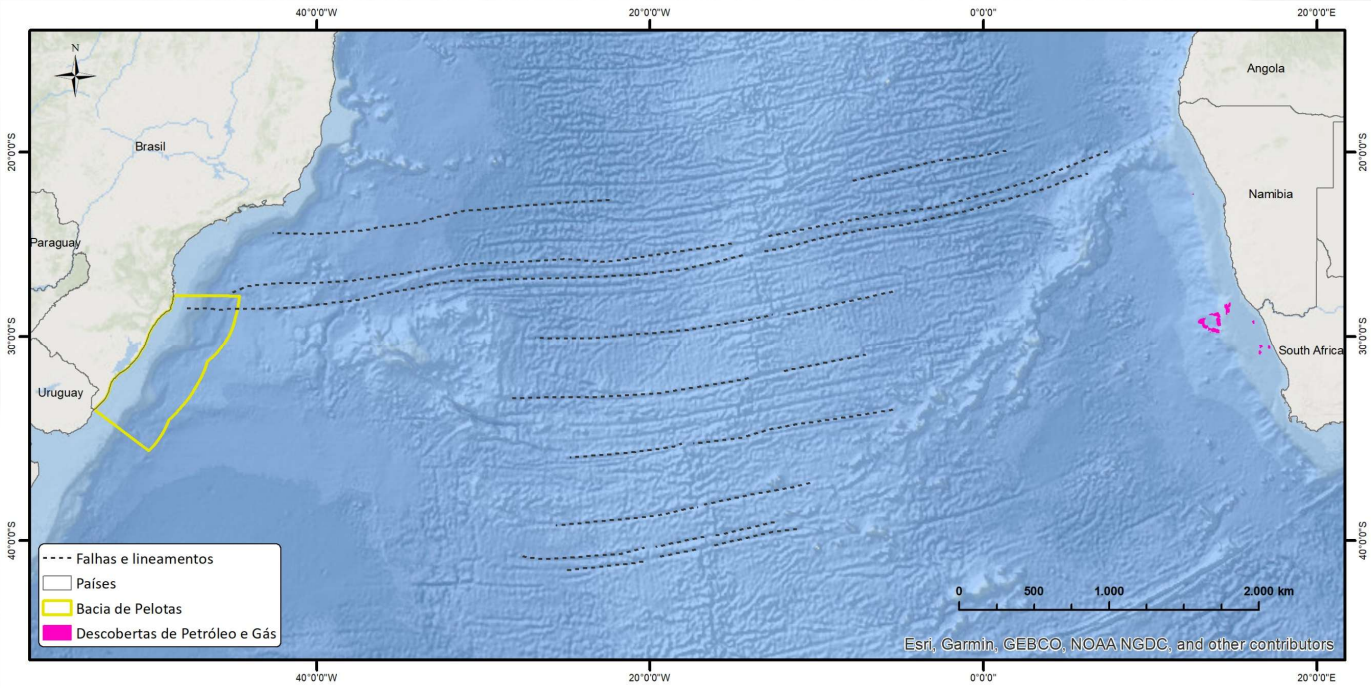
Considerações Finais 15

A Bacia de Pelotas

Contextualização

A Bacia de Pelotas é uma das bacias sedimentares que compõe a Margem Atlântica Sul Brasileira, situando-se na fronteira com o Uruguai e abrangendo todo o litoral do Rio Grande do Sul e parte do litoral de Santa Catarina.

A evolução geológica desta bacia brasileira ocorreu de maneira similar às bacias conjugadas da costa oeste africana e à bacia vizinha do Uruguai, no contexto da formação do oceano Atlântico, a partir da fragmentação do supercontinente Gondwana (~ 200 a 145 Ma).



As importantes descobertas de petróleo em águas profundas na Margem da Namíbia, registradas a partir da década de 2020, ampliaram o interesse exploratório nas bacias da margem sul do Atlântico. Nesse contexto, a Bacia de Pelotas passou a receber atenção crescente da indústria, em razão das semelhanças geológicas com a margem conjugada africana.

Esses resultados reafirmam a importância de se avaliar o potencial brasileiro para os mesmos reservatórios de interesse.

A Bacia de Pelotas no Planejamento Estratégico da EPE

Aprimoramento da Análise de Bacias Sedimentares e Modelagem de Sistemas Petrolíferos

Projeto do Planejamento Estratégico da EPE desde 2021

Interpretação de linhas sísmicas e mapeamento de horizontes buscando um melhor entendimento da estratigrafia local e promovendo um exercício de análise dos possíveis limites das formações geológicas que compõem os *plays* exploratórios definidos no Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás - ZNMT, além da quantificação de seus volumes de óleo e gás.

2021

- **Parnaíba** ✓ *interpretação sísmica*
- **Barreirinhas** ✓ *interpretação sísmica*

2022

- **Parnaíba** ✓ *interpretação sísmica*
- **Pará-Maranhão** ✓ *interpretação sísmica (águas rasas)*

2023-2024

- **Parnaíba** ✓ *volumetria*
- **Parecis** ✓ *Interpretação sísmica*
- **Foz do Amazonas** ✓ ***porção NW*** *interpretação sísmica e volumetria*

2025-2026

- **Foz do Amazonas** ***porção SE e área do Cone*** *interpretação sísmica e volumetria*
- **Pelotas** ✓ *interpretação sísmica e volumetria*

Avaliação do Volume *in-Place* de Hidrocarbonetos na Bacia de Pelotas



Bacia de Pelotas
Área 348.383 Km²

Out/2023

Início do carregamento dos dados de poços e sísmica.

2024-2025

Mapeamento de horizontes regionais em toda extensão da bacia, identificação e avaliação de oportunidades exploratórias.

Julho/2025 - Contratação de Consultoria Especializada R&F Advisory (CT-EPE-022/2025)

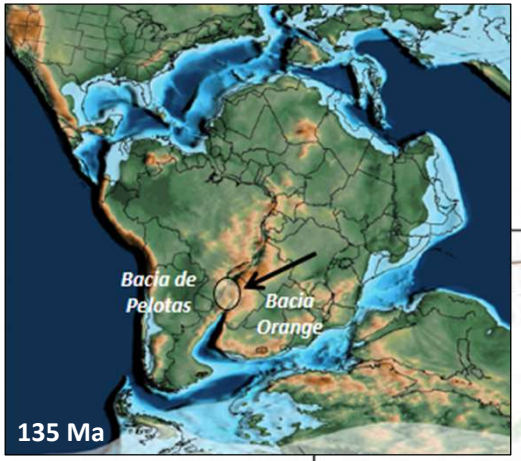
Peer review do trabalho de interpretação e avaliação exploratória da bacia realizada pela equipe da EPE. Discussões focadas na identificação de sismofácies típicas de reservatório, potencial da possível rocha geradora da bacia e identificação dos demais elementos do sistema petrolífero. Avaliação final do potencial volumétrico *in-place* realizado pela EPE em parceria com a R&F Advisory.

Estimativa de Volume *in-Place*

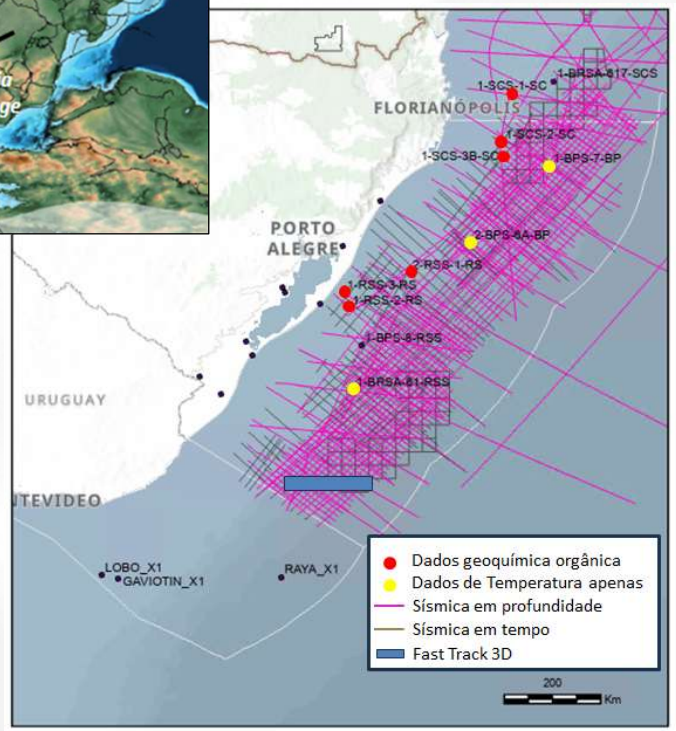
Estimativa de Volume *in-Place* de hidrocarbonetos na Bacia de Pelotas

Para esse trabalho, foram revisadas todas as informações disponíveis nas pastas dos 9 poços exploratórios perfurados *offshore*, inclusive dados geoquímicos. Os topos estratigráficos foram reinterpretados e amarrados com sísmica.

Ao todo foram interpretadas 454[1] linhas 2D processadas em tempo e profundidade, totalizando mais de 80.000 km de linhas avaliadas.



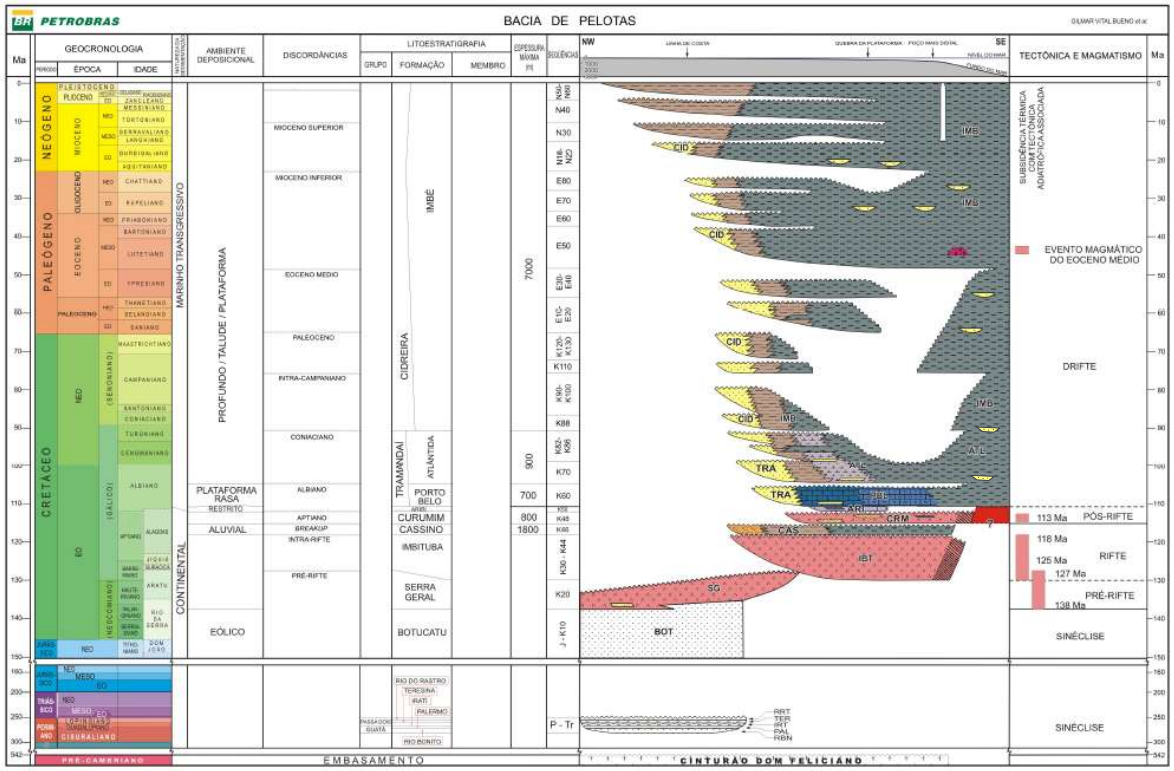
Scotese et al., 2024



[1] *Foram utilizados dados sísmicos públicos e confidenciais obtidos junto ao BDEP, com base no Acordo de Cooperação ANP-EPE (Processo nº 48610.205220/2023-71).*

Bacia de Pelotas

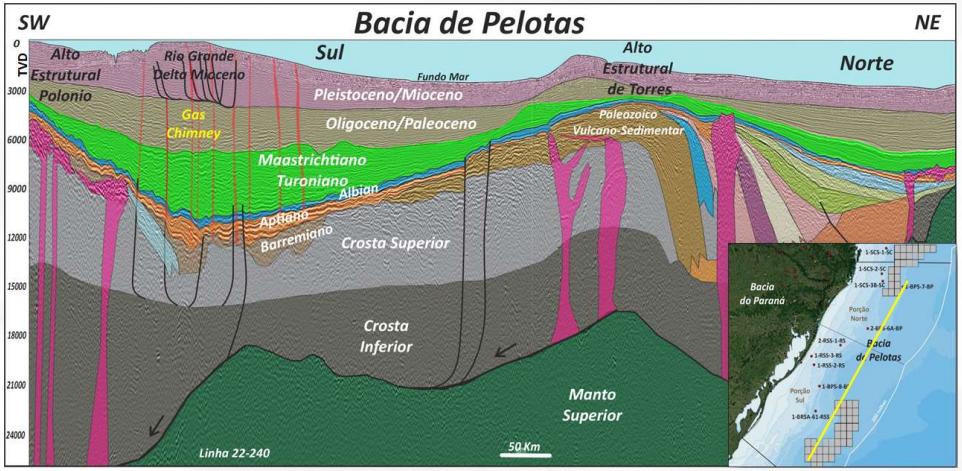
A EPE, sob supervisão da consultoria da R&F Advisory, avaliou volumes potenciais *in-place* na Bacia de Pelotas na Margem Sul Atlântica Brasileira.



Modificado de Bueno et al., 2007

Durante o estudo foram analisadas as unidades sedimentares de idade Aptiana ao Neógeno, com ênfase na evolução tectono-sedimentar, nos sistemas deposicionais e nos elementos do sistema petrolífero ao longo desse intervalo geológico.

Nesse contexto, os *plays* de idade Cretáceo, sobretudo aqueles em contato direto com a geradora, apresentam maior prospectividade relativa no âmbito da avaliação realizada, por sua analogia às recentes descobertas na margem conjugada Africana (Zalán, 2017).

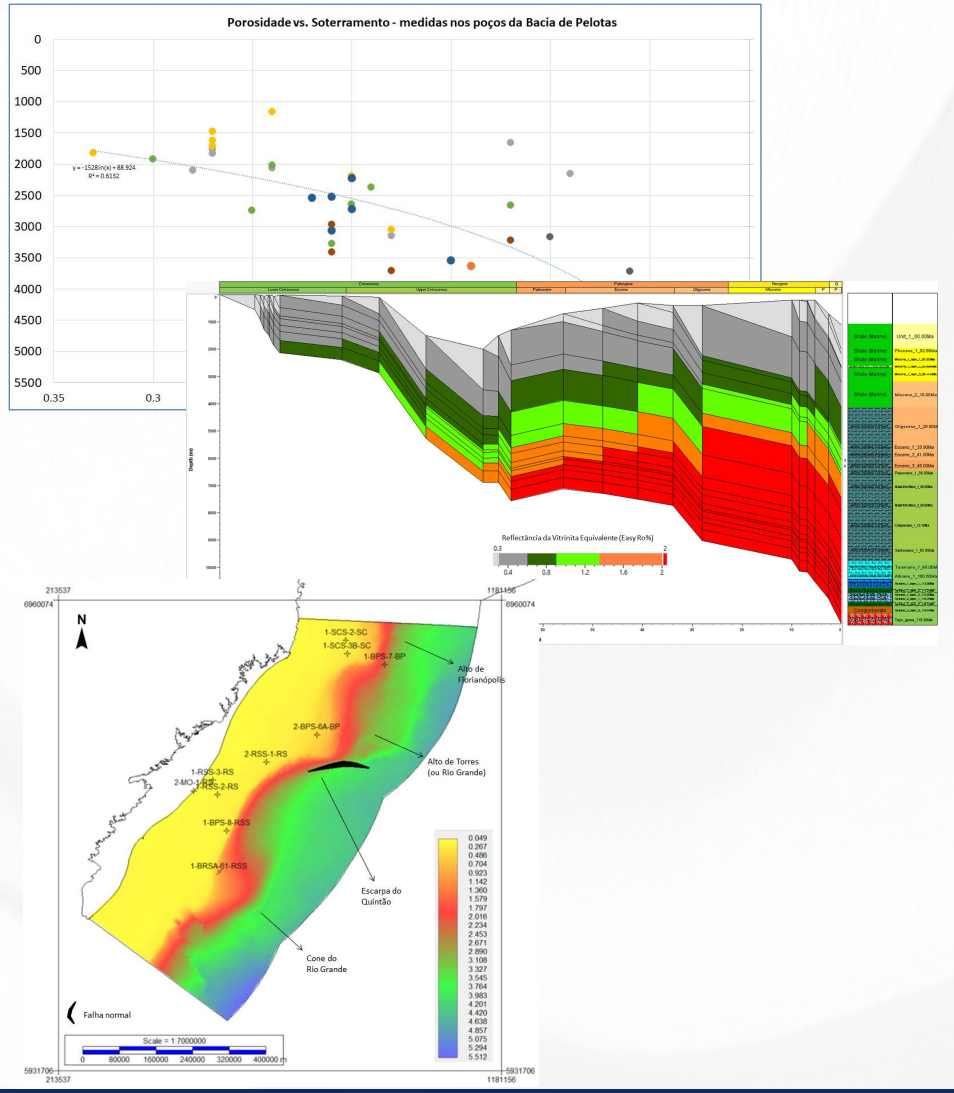


EPE e R&F Advisory, 2026

Metodologia

Foram identificados 80 *leads*[2] tanto dentro da área dos blocos atualmente sob contratos de concessão, quanto fora deles, e seus volumes estimados seguindo a metodologia desenvolvida por Capen (1992), considerando os elevados riscos e incertezas compatíveis com o estágio exploratório da Bacia de Pelotas, para valoração do seu potencial exploratório com risco.

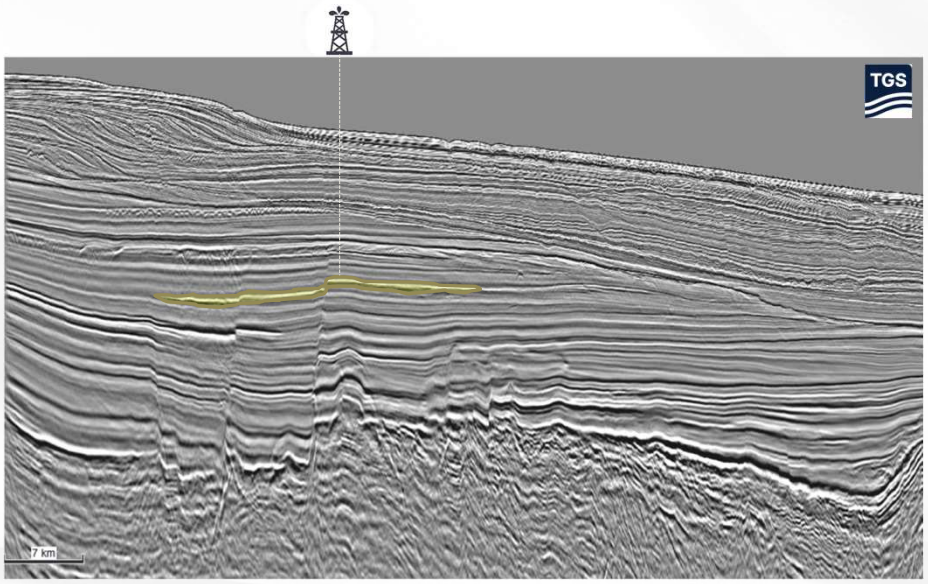
Para a estimativa dos parâmetros de entrada e os fatores de chance de sucesso de cada *lead* foram observadas anomalias de amplitude negativas no reservatório, proximidade da potencial rocha geradora e presença de condutos, fechamentos estruturais, *pinch-outs updip* e amarração com poços. O fluido esperado foi avaliado a partir da modelagem de sistemas petrolíferos 1D.



[2] Segundo SPE (2001), são denominados leads os recursos prospectivos cuja definição para locação de um poço exploratório (prospecto) ainda requer mais aquisição e/ou avaliação de dados sísmicos ou de poços correlatos.

Volumetria

Consolidação dos volumes potenciais *in-place* com risco, em condições de superfície, avaliados para cada um dos 80 *leads* identificados.



Seismic Data Courtesy of TGS

Os volumes apresentados constituem uma avaliação preliminar do potencial de recursos não descobertos da Bacia de Pelotas, elaborada com base no conhecimento geológico e geofísico atualmente disponível e nas premissas adotadas neste estudo. Os resultados possuem elevado grau de incerteza, compatível com o estágio exploratório da bacia, e devem ser interpretados como indicativos de ordem de grandeza do potencial exploratório, sujeitos a revisão à medida que novos dados e estudos estejam disponíveis.

17,9

bilhões de barris de óleo equivalente *in-place*

35% *leads* óleo

Fator de recuperação médio dos campos de petróleo offshore brasileiros

80% *leads* gás

Fator de recuperação médio dos campos de gás offshore brasileiros

3,4

bilhões de barris de petróleo recuperáveis

1.006,6

bilhões de metros cúbicos de gás natural recuperáveis

9,7 [3]

bilhões de barris de óleo equivalente recuperável

[3] Os dados disponíveis hoje sugerem risco tecnológico para alguns leads identificados, objetivos ultra profundos (>7700 m)

Considerações Finais

Considerações Finais



O volume total de óleo e gás, expresso em barris de óleo equivalente, estimado neste estudo, para **a Bacia de Pelotas** – análoga geologicamente à promissora Bacia da Orange, na Namíbia – é da ordem de **17,9 bilhões de barris de óleo equivalente *in-place***.



Os volumes de óleo e gás, expresso em barris de óleo equivalente, estimados na margem conjugada africana da Bacia de Pelotas, na **Namíbia**, somam **18 bilhões de barris de óleo equivalente *in-place***[4]. A recente campanha exploratória empreendida nessa bacia resultou na declaração de 14 descobertas, com o primeiro óleo estimado para o campo de Vênus em 2030.



No Brasil, não se perfura um poço exploratório na Bacia da Pelotas desde 2001.

Esses resultados reafirmam a importância de se avaliar o potencial brasileiro para os mesmos reservatórios de interesse.

Como resultado deste trabalho, foram produzidas informações técnicas, geológicas e de aspecto metodológico, que serão objeto de publicações futuras pela EPE.

[4] *Fonte: Rystad Energy, Spektra, Set. 2026.*

Referências citadas

BUENO, G. V. et al. 2007. **Bacia de Pelotas**. Boletim de Geociências da Petrobras, v. 15 (2), p. 551–559.

CAPEN E. C. 1992. **Dealing with Exploration Uncertainties**. In: R. Steinmetz (ed.) The Business of Petroleum Exploration, treatise of Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology. American Association of Petroleum Geologists: 29–61.

EPE e R&F ADVISORY, E. 2026. **Bacia de Pelotas: A próxima Fronteira do Petróleo Brasileiro**. Consultoria CT-EPE-022/2025, Produto 4, Relatório interno.

SCOTESE, C. R. et al. 2024. **The Cretaceous world: plate tectonics, palaeogeography and palaeoclimate**. Geological Society, London, Special Publications, v. 544, p. 31-202. DOI: 10.1144/SP544-2024-28

SPE 2001. **Guidelines for the evaluation of petroleum reserves and resources: a supplement to the SPE/WPC petroleum reserves definitions and the SPE/WPC/AAPG petroleum resources definitions**. Society of Petroleum Engineers, 141 p.

ZALÁN, P.V. 2017. **Where Should We Drill in the Deep Waters of the Pelotas Basin, Southern Brazil and Uruguay?**. In: AAPG Annual Convention & Exibition, 2017, Houston.

Diretor
Thiago Prado

Coordenação Técnica
Marcos Frederico Farias de Souza
Regina Freitas Fernandes
Roberta de Albuquerque Cardoso

Equipe Técnica
Camila da Mota Carvalho
Katia Souza d'Almeida
Ricardo Jahnert (R&F Advisory)
Eugênio Santos (R&F Advisory)


@epenaseleicoes


Empresa de Pesquisa Energética


@EPE.Brasil


@EPE.Brasil


@EPEBrasil



