

HIDROGÊNIO NATURAL NO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS: UMA HIPÓTESE

NATURAL HYDROGEN IN THE PRE-SALT LAYER OF THE SANTOS BASIN: A HYPOTHESIS

Luiz Antônio Pierantoni GAMBÔA¹, Eugenio Vaz dos SANTOS NETO², Kenji Freire MOTOKI¹, André Etienne Pacífico Pecanha Demonte FERRAZ¹, Marco Antônio Ruivo de Castro e BRITO¹, Ramsés CAPILLA², Sidney Luiz de Matos MELLO¹

¹Universidade Federal Fluminense. Instituto de Geociências. Departamento de Geologia e Geofísica. Avenida General Milton Tavares de Souza, s/nº, Câmpus da Praia Vermelha, Niterói – RJ. E-mail: lgamboa@id.uff.br; santosnetoeugenio@gmail.com; kmotoki@id.uff.br; andreetienne@id.uff.br; castro.marco@hotmail.com; smello@id.uff.br

²Petróleo Brasileiro S.A (PETROBRAS), Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES), Geoquímica. Avenida Jequitiba, 950. Cidade Universitária, Geoquímica, sala 752. Ilha do Fundão. Rio de Janeiro, RJ. E-mail: capilla@petrobras.com.br

Introdução
Contexto geológico regional
Materiais e métodos
Petrografia e datações
Correlação estratigráfica e interpretação sísmica
Modelagem crustal e sua integração geofísica
Ocorrências significativas de hidrogênio natural
Hidrogênio associado a *mounds* do pré-sal da Bacia de Santos
Mounds
Sistema hydrogenífero
Discussões
Conclusões
Agradecimentos
Referências

RESUMO - As ocorrências de hidrogênio natural (Nat H₂) são relativamente comuns na superfície da Terra. A maioria dos primeiros estudos sobre o tema mostraram que rochas pré-cambrianas, especialmente aquelas do Proterozóico, apresentam as ocorrências mais significativas Nat H₂. O Nat H₂ pode ter origens diferentes como, por exemplo, radiólise, redução da água, serpentinização, exsudação do manto em associação com movimentos de grandes falhas, decomposição de H₂S, intemperização de formações ferríferas bandadas e a partir de querogênios senis. Nesta investigação é proposta a hipótese de trapas potenciais para Nat H₂ estarem associadas aos *mounds* no pré-sal da Bacia de Santos. Estes *mounds* cresceram em resposta a migração de fluidos profundos, concomitantes a deposição de evaporitos logo após a deposição dos calcários que formaram os reservatórios de idade Aptiana no Atlântico Sul, exatamente na ruptura final formação da crosta oceânica que separou de vez os continentes Africano e Sul Americano, em uma época de tectonismo extenso. Estão relacionados a *vents* hidrotermais acima dos quais os *mounds* se evidenciam. Tais condições são favoráveis a formação de Nat H₂ através da redução da água sob altas temperaturas e em presença de minerais com ferro, ou outro metal, além de exsudação de fluidos aquecidos do manto através de falhas. Desta forma, os sistemas hydrogeníferos se completam com o estabelecimento de vias de migração (falhas profundas), e deposição em rochas reservatórios capeados por evaporitos (selos eficientes). Esses sistemas foram controlados pela evolução tectônica ocorrida no sudeste do Brasil, principalmente da direção NW-SE, e.g., zona de deformação Cruzeiro do Sul. Na exploração petrolífera atual, a atenção na presença de anomalias de hidrogênio tem sido pouco perceptiva e maior detalhamento pode servir como possibilidade de ter um novo alvo secundário dos prospectos petrolíferos que poderia reduzir os custos e trazer recompensa extra as atividades exploratórias.

Palavras-chave: Hidrogênio. Bacia de Santos. Sísmica.

ABSTRACT - Occurrences of natural hydrogen (Nat H₂) are relatively common in surface and in other different geologic environments. Pioneer studies have shown that Precambrian rocks, especially those Proterozoic, hold the most significant occurrences of Nat H₂. Nat H₂ can have different origins, e.g., radiolysis, reduction of the water, serpentinization, leaking from the mantle, associated with movements of large faults, decomposition of H₂S, and from overmature kerogen. In this investigation is discussed the hypothesis of potential traps for Nat H₂ are associated by mounds in the pre-salt of the Santos Basin. These mounds grown in response to the upward migration of deep fluids, concomitant with the deposition of evaporites right after the deposition of the limestones. Such conditions favored the formation of Nat H₂ through water reduction under high temperature and in presence of minerals with iron, or other metal, leaking from the mantle, through the deep-seated faults, or even derived from the overmature petroleum kitchens. Hydrogen systems are complete with the network for fluid migration (deep-seated faults), and deposition of reservoir rocks covered by efficient seal (evaporites). Hydrogen systems were controlled by the tectonic evolution of the Southeastern Brazil, principally the direction NW-SE, e.g., Cruzeiro do Sul tectonic belt. In the ongoing petroleum exploration, the attention to the presence of anomalies of hydrogen, as a secondary target in petroleum prospect, will reduce costs, and could bring extra reward to the exploration.

Keywords: Hydrogen. Santos Basin. Seismic.

INTRODUÇÃO

A população mundial tem crescido rapidamente propiciou que milhões de pessoas pudessem ser inseridas no mercado consumidor. Assim, melhores no último século e o desenvolvimento econômico

condições de vida demandam o aumento crescente do uso de energia para produção de bens, crescimento econômico, ou simplesmente para melhorar o conforto das pessoas. Ainda hoje, a maior parte da energia usada no mundo, cerca de 83%, é de origem fóssil. Segundo a *International Energy Agency* (IEA), o aumento da necessidade global de energia quase dobrou em 2024, com as economias de países emergentes e em desenvolvimento representando mais de 80% da demanda global, IEA (Figura 1).

A queima de combustíveis fóssil está relacionada a produção de gases de efeito estufa que podem estar relacionados ao aquecimento global que induziriam pelo menos em parte, as mudanças do clima que se intensificam e aumentam a frequência dos desastres naturais tais como longos períodos de seca, enchentes catastróficas

e fortes tempestades, afetando a vida de milhões de pessoas e produzindo prejuízos financeiros (Houghton, 2005; Kerr, 2007). No entanto, a relação inequívoca entre as mudanças climáticas e a grande produção de CO₂ apresenta controvérsias (Reifsnyder, 1989; Florides & Christodoulides, 2009; Shepherd, 2011).

Parte da mídia e dos climatologistas consideram urgente mudar as fontes de energia baseadas em petróleo e carvão para reduzir as emissões de CO₂ na atmosfera, trocando o uso da energia fóssil por fontes renováveis de energia. Na realidade ao se observar a história das populações humanas, o que realmente acontece é a diversificação das fontes de energia, ou seja, nenhuma fonte energética é desprezada, mas novas fontes são usadas reduzindo a dependência de uma única fonte de energia (Stirling, 2010).

Key global growth rates and the share of energy demand growth by source, 2024

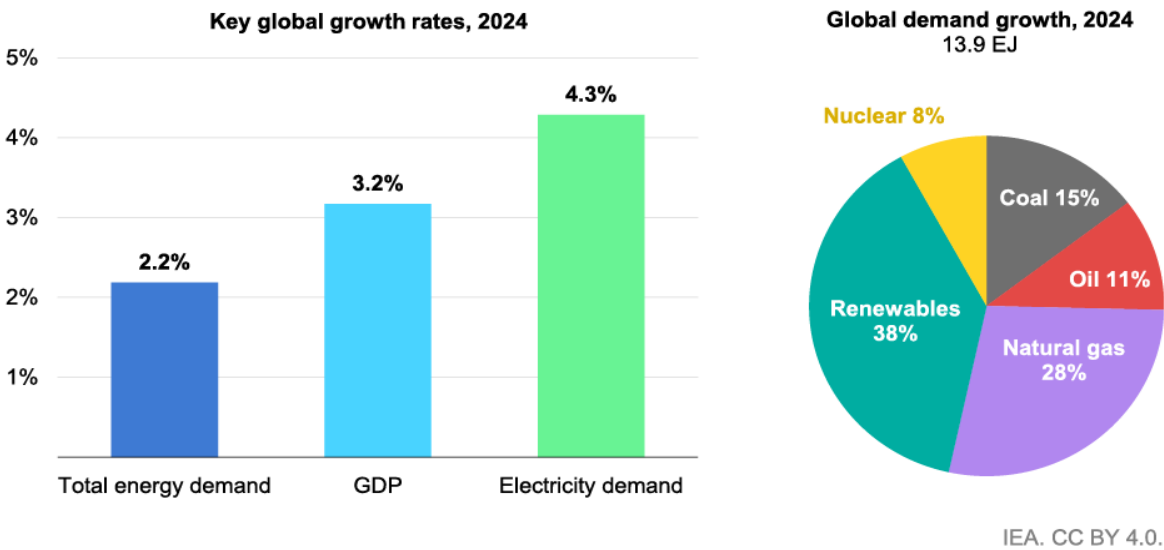


Figura 1 - Crescimento da demanda global de energia em 2024, segundo IEA. (<https://www.energyconnects.com/opinion/features/2025/march/iea-growth-in-global-energy-demand-surged-in-2024>).

Como o cenário geopolítico e a distribuição de recursos energéticos são diversificados para cada região, as características econômicas de cada país ditam as possibilidades de acesso aos recursos mais promissores. Isso gera um desequilíbrio no que se refere a transição energética, pois cada país, ou até mesmo dentro de um mesmo país, a forma de geração e distribuição de energia vai depender de muitos aspectos como, fonte energética, socioeconômicos, logísticos e ambientais. Assim, a diversificação energética parece ser a mais adequada para suprir as necessidades locais e regionais.

Dentro destes cenários sobre o suprimento de minerais críticos para viabilizar uma transição

completa, é de difícil previsibilidade, em face a necessidade de um rápido aumento da produção num cronograma adequado e preços razoáveis (Giele, 2021). Outras fontes de energia não fóssil (eólica, solar, ondas/marés, radioativa, etc.) também passam por fatores que as colocam como de menor expressão a depender das regiões e características locais.

Algumas fontes estabelecem que as reservas remanescentes de óleo e gás são imensas, estimando-se em torno de 1,5 trilhão de barris. E, descobertas de volumes significativos de petróleo são esperados como resultado do processo exploratório em curso no mundo (Rystad Energy, 2024).

Dentre as novas fontes de energia limpa, o hidrogênio natural (Nat H₂) ou geológico vem se destacando como uma alternativa a diversificação energética. Em parte, pela possibilidade de ser abundante e por se encaixar no grupo dos não poluente. É previsto que o preço do Nat H₂ tenderá decrescer em comparação ao hidrogênio industrial, à medida que se inicie a sua produção comercial e principalmente quando estiver associado ao hélio (Gaucher et al., 2023; Rigollet & Prinzhofer, 2022). Apesar das diferentes origens, o Nat H₂ compartilha diversos elementos dos sistemas petrolíferos como, por exemplo, rotas de migração, reservatórios e selos (trapas). No entanto, ainda existem vários detalhes que são pobremente conhecidos para suportar uma exploração direta e sustentável de Nat H₂ com um risco aceitável. O conhecimento sobre a previsibilidade dos elementos e processos do sistema hidro- genífero, comparativamente ao sistema petrolí-

fero, está ainda em estágio embrionário. Dentre os aspectos mais desafiadores de uma acumulação comercial de Nat H₂ estão o entendimento e a predição do trapeamento e a preservação do hidrogênio, bem como seu tempo de residência em um reservatório. Outro ponto importante a ser considerado é que até recentemente a detecção do hidrogênio não estava incluída nas análises de rotineiras de gases durante as operações de E&P das companhias petrolíferas. Portanto, é possível que eventuais anomalias de hidrogênio possam ter passado despercebidas.

Nesta investigação, é apresentada uma hipótese para o aproveitamento de prospectos para petróleo no pré-sal da Bacia de Santos para serem usados também na busca por hidrogênio natural (Figura 2). Mais precisamente nas feições onde se destacam as estruturas ligadas ou identificadas como evidências que sugerem *mounds*.

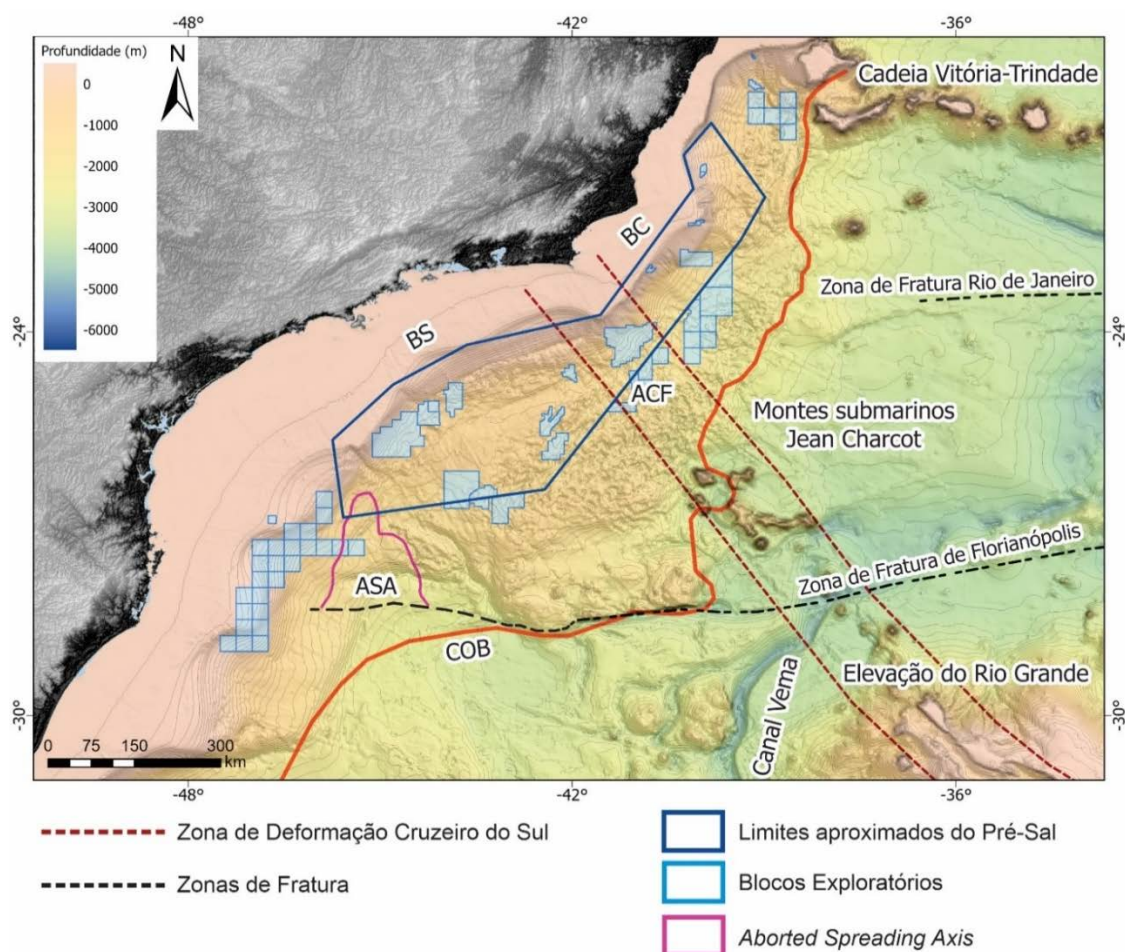


Figura 2 - Mapa batimétrico e estrutural da margem sudeste do Brasil, abrangendo as bacias de Santos e Campos, e áreas oceânicas adjacentes. ASA – *Aborted Spreading Axis*, ACF – Alto de Cabo Frio, BS - Bacia de Santos, BC – Bacia de Campos, COB – *Continent-Ocean Boundary*.

Tais estruturas no pré-sal da Bacia de Santos estariam vinculadas ao crescimento em resposta a migração de fluidos profundos relacionados a *vents* hidrotermais, diretamente associados às

auréolas de contato de folhelhos da Formação Itapema intrudida por *sills* de diabásio (Sombra et al., 2023; Brito et al., 2025), ou gases vindos diretamente do manto. Estas estruturas são suge-

ridas como potenciais “satélites” para prospecção de Nat H₂, especialmente o de gênese profunda, e.g., serpentinização ou exsudação do manto.

A hipótese aqui apresentada visa contribuir para um melhor conhecimento dos sistemas hidrogení-

feros, bem como sugerir que na prospecção petrolífera na área dos *mounds* da Bacia de Santos seja monitorada a presença de Nat H₂. Esta ação traria uma redução significativa de custos na prospecção deste importante insumo energético.

CONTEXTO GEOLÓGICO REGIONAL

A Bacia de Santos está localizada na parte sudeste da margem continental brasileira. Está separada das bacias de Campos e de Pelotas pelo alto de Cabo Frio a norte, e ao sul pelo alto de Florianópolis, respectivamente (Figura 2).

A Bacia de Santos tem uma área aproximada de 350.000 km² considerando a isóbata de 3.000 m. Esta bacia se formou com o início a partir da separação do Gondwana (Hauteriviano), com a formação de um vasto sistema de riftes intracontinentais que evoluíram até a ruptura completa da crosta continental com a abertura do oceano Atlântico Sul (Aptiano/Albiano).

A separação da América do Sul da África foi acompanhada da intensificação da atividade tectônica, formando grábens e hemi-grabens num

embasamento complexo e heterogêneo (Heine et al., 2013; Rigoti, 2015; Dehler et al., 2016). Durante o Barremiano até o Eo-Aptiano estas depressões topográficas receberam sedimentação lacustre que esporadicamente recebiam incursões marinhas (Moreira et al., 2007; Gamboa et al., 2021).

O registro sedimentar está definido por megasequências, limitadas por discordâncias, definidas por fases tectônicas descritas como fases rifte, pós-rifte e *drift* (Figura 3). Durante a fase rifte, um intenso tectonismo produziu *horsts* e grábens cuja formação foi seguida por um episódio de relativa calma tectônica durante o Aptiano quando foram depositados os sedimentos correspondentes a fase pós-rifte ou *sag*.

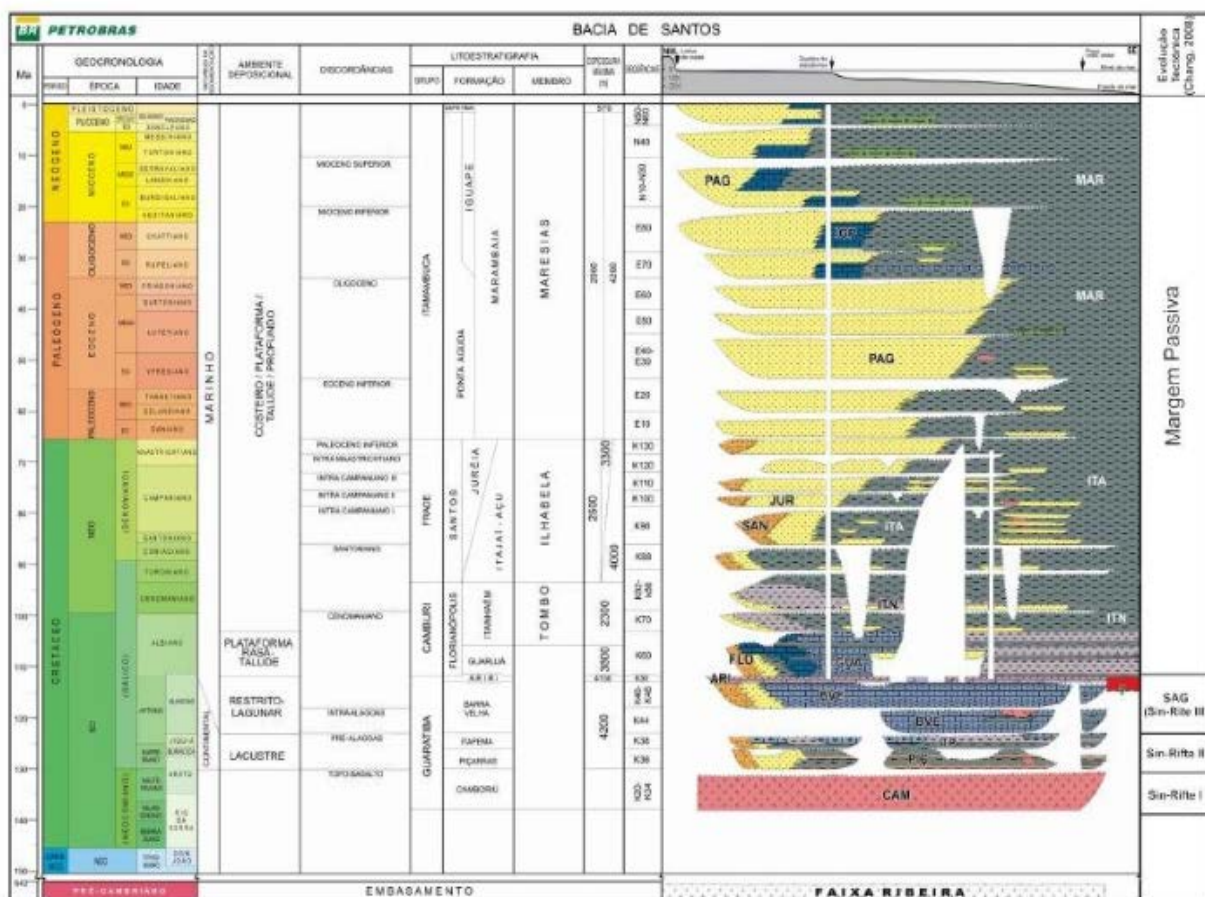


Figura 3 - Carta estratigráfica da Bacia de Santos (Moreira et al., 2007).

As primeiras e esporádicas incursões marinhas ocorreram durante a formação de uma vasta bacia continental que evoluiu para a completa abertura do oceano Atlântico Sul, cuja área tem aumen-

tado continuamente desde o Albiano até o presente (Gamboa et al., 2021).

As reconstruções das margens dos continentes africano e sul-americano durante o período

Cretáceo mostram um comportamento anômalo no processo de rifteamento no segmento sudeste da margem continental brasileira (Matos et al., 2021).

Os modelos crustais indicam que os centros de espalhamento ocorreram em pelo menos duas fases: após a formação de um primeiro centro de expansão a atividade parou, seguindo-se um salto de centenas de quilômetros para leste onde a crosta oceânica do Atlântico Sul começou a se formar. Este processo produziu uma crosta continental intensamente estirada, e permitiu a geração de barreiras geográficas cretáceas em seu limite sul.

Estas barreiras foram formadas pela intensa atividade vulcânica em zonas de transferência que impediram a livre circulação das águas marinhas existentes ao sul permitindo a formação de uma grande bacia evaporítica entre a África e a América do Sul (Karnes & Gamboa, 2007).

Esta evolução tectônica complexa da área *offshore* sudeste do Brasil propiciou o aparecimento de condições e *timing* adequados para a formação de um eficiente sistema petrolífero na Bacia de Santos, hoje a província petrolífera mais prolífica do Brasil. Os sedimentos enriquecidos em matéria orgânica se depositaram em lagos da fase rifte que originaram as excelentes rochas geradoras de petróleo, que em sua maior parte estão posicionadas na Formação Itapema (Freitas et al., 2023).

As coquinas formadas durante os períodos das incursões marinhas se depositaram nos flancos dos altos estruturais e foram recobertas por sedimentos calcários microbianos e químicos depositados em ambientes de águas rasas. Neste intervalo se encontram os intervalos com boa porosidade e permeabilidade que constituem os reservatórios do pré-sal.

MATERIAIS E MÉTODOS

Os dados foram adquiridos a partir da análise dos poços disponíveis no BDEP (banco de dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP), a fim de adquirir informações sobre ocorrências de hidrogênio natural (Nat H₂) no Brasil e em outros países. No entanto, observou-se que as informações sobre a presença e análise de hidrogênio ainda são escassas ou ausentes na maioria dos registros consultados.

Para contornar essa limitação, dados de dióxido de carbono (CO₂) foram utilizados como *proxy*. O uso de CO₂ como *proxy* para o hidrogênio foi baseado na hipótese de o hidrogênio também

Na proporção que a margem brasileira se distanciava da correspondente africana, formou-se uma discordância regional e como resultado deste *rebound* tectônico seguida de subsidência se depositou uma espessa sequência evaporítica que constitui os selos efetivos das acumulações do pré-sal.

Assim, os elementos e os processos do sistema petrolífero do pré-sal tiveram o *timing* perfeito para geração, migração, acumulação e preservação de imensas jazidas petrolíferas (Mello et al., 2021; Batista et al., 2023). A Bacia de Santos apresentou vários ciclos de magmatismo desde o Eo-Cretáceo (Valanginiano) até o Eoceno (Gordon et al., 2023).

Fluxos ascendentes de fluidos profundos associados aos episódios magmáticos promoveram alterações na diagênese dos reservatórios (Brito et al., 2025, Sombra et al., submetido), além de influenciarem a história térmica, e consequentemente a migração e a geração de hidrocarbonetos (Cerqueira & Santos Neto, 1986; Monreal et al., 2009; Rateau et al., 2013; Alvarenga et al., 2016; Senger et al., 2017), além da introdução de CO₂ do manto (Santos Neto et al., 2012; Gamboa et al., 2019; Ferraz et al., 2019).

Essa evolução geológica que configura o sistema petrolífero hoje explorado, também possibilitou a formação de estruturas presentes em um sistema hidrogenífero. Neste contexto geológico, devido à falta de interesse à época, o hidrogênio natural não recebeu a devida atenção quando perfurados os prospectos para óleo e gás. Recentemente, com a intensificação do interesse por alternativas energéticas viáveis, sustentáveis e não poluentes a busca por hidrogênio natural tornou-se uma alternativa atraente.

ser de origem extra-bacinal profundo como é o caso do CO₂. Ademais, os resultados isotópicos de gases nobres analisados em amostras do pré-sal foram levados em consideração para identificar a origem de fluidos não hidrocarbonetos. Como, por exemplo, para diagnosticar a origem mantélica inequívoca do CO₂ pela presença concomitante de hélio com elevadas razões ³He/⁴He e pela composição isotópica de carbono ($\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2} \approx 5 \text{ ‰} \pm 2 \text{ ‰}$). Não foram encontrados registros de análises de $\delta^2\text{H}$ para outro gás que não fossem hidrocarbonetos.

Discussões sobre a origem de CO₂ no pré-sal da Bacia de Santos, incluindo o uso gases nobres,

fogem do escopo deste trabalho, mas podem ser consultadas em Santos Neto et al., 2012. Além disso, foram empregadas análises petrográficas detalhadas, interpretação sísmica em blocos 3D, conceitos de sistemas petrolíferos e métodos potenciais voltados à investigação estrutural de bacias sedimentares. Técnicas baseadas em inteligência natural (IN) e inteligência artificial (IA) também foram integradas ao estudo.

Petrografia e datações

As amostras foram submetidas a análises petrográficas para identificação dos minerais presentes e avaliação de suas relações texturais. As análises ópticas foram realizadas no microscópio óptico Leica DM2700 P, no Laboratório de Petrografia e Inclusões Fluidas do Instituto de Geociências da Universidade Federal Fluminense (UFF). A microscopia eletrônica de varredura com detector de energia dispersiva (EDS) foi conduzida com o equipamento JEOL JSM 7100 F, no Laboratório de Microscopia Eletrônica de Alta Resolução do Instituto de Física da UFF.

As datações U-Pb foram realizadas em duas amostras representativas: um *mudstone* da Formação Barra Velha, obtido no poço 3-BRSA-1246-RJS (profundidade de 5479 m), na área de Júpiter, e um *shrubstone* associado a um *mound* carbonático, proveniente do poço 9-BRSA-1212-RJS (profundidade de 5414,55 m), no Campo de Sururu.

Os minerais carbonáticos identificados foram datados usando espectrômetro de massa com plasma indutivamente acoplado multicoletor Thermo Neptune, acoplado a uma ablação a laser Photon Machines 193 no Laboratório de Geoquímica Isotópica do Departamento de Geologia da Universidade Federal de Ouro Preto. Os procedimentos utilizados nas análises de U-Pb foram aqueles descritos em Alkmim et al. (2025).

Correlação estratigráfica e interpretação sísmica

As amostras foram posicionadas na coluna estratigráfica com base em suas idades estimadas e correlacionadas a refletores sísmicos mapeados. Para uma compreensão mais detalhada das rela-

ções entre superfícies erosivas e deposicionais, foi utilizado o atributo sísmico TecVA que permitiu a identificação de eventos geológicos distintos que se alternaram em um curto intervalo de tempo geológico.

Mudanças nos regimes deposicionais são interpretadas como resposta a dinâmica do manto durante os estágios finais do processo de ruptura entre os continentes Africano e Sul-Americano, estando registradas nas rochas analisadas.

Modelagem crustal e sua integração geofísica

Para entender a história geológica como um todo, foram criados modelos regionais da crosta (e do magmatismo que a afetou) obtidos através da inversão conjunta das anomalias observadas do campo magnético total e de gravidade ar-livre. Esses modelos resultam da integração com os elementos da interpretação sísmica que são assumidos como informação a priori ou restrições.

Na metodologia aqui utilizada, esse procedimento é fundamental para minimizar o problema da ambiguidade inerente aos métodos potenciais, uma vez que a sísmica se caracteriza por menos ambiguidade e mais objetividade em suas interpretações.

Dessa forma, conforme aumenta o grau de objetividade na interpretação sísmica, maior é o peso atribuído ao modelo em construção e à medida que essa interpretação se torna mais incerta, entra em cena a inversão conjunta das anomalias potenciais como complemento ao modelo.

A figura 4 mostra um exemplo de aplicação dessa metodologia mostrando uma seção geológica da crosta em escala regional, típica da Bacia de Santos. Pode-se verificar um padrão “boudinado” da mesma formado por grandes blocos crustais rotacionados, controlados por falhas normais sintéticas.

Algumas dessas falhas podem transpassar a crosta e atingir o manto em baixo ângulo, sugerindo que a crosta foi submetida a intensos esforços tectônicos distensivos, na fase rifte, geradores de grandes falhas “lítricas” responsáveis por possíveis “descolamentos” do manto

OCORRÊNCIAS SIGNIFICATIVAS DE HIDROGÊNIO NATURAL

Foram encontradas muitas ocorrências de Nat H₂ na Austrália, Brasil, China, França, Mali, Nova Caledônia, Nova Zelândia, Omã, Filipinas, Rússia, Espanha, Turquia (Arrouvel & Prinzhofer 2021).

No entanto, a única produção comercial de Nat H₂ é registrada na vila de *Bourakebougou* no

Mali, norte da África, onde o Nat H₂ perfaz 98% do gás produzido (Prinzhofer et al., 2018).

Outros exemplos de ocorrências significativas são encontrados na Espanha, no campo de Monzon com 25% H₂ no gás (Hand, 2023), e na Austrália, na área de Perth Norte, onde poços

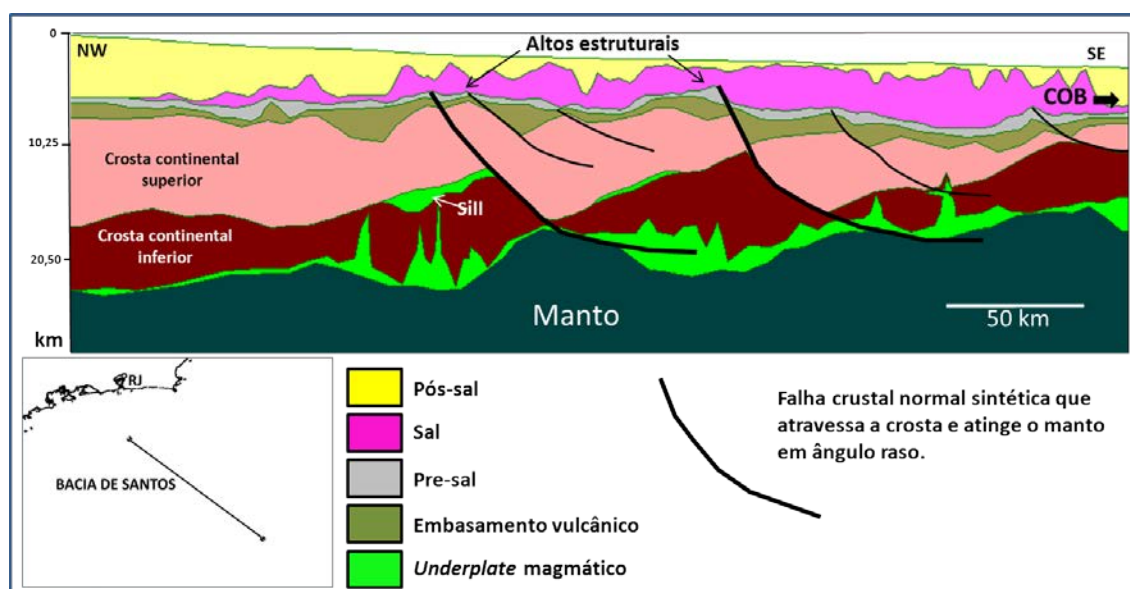


Figura 4 - Seção geológica da crosta sob a Bacia de Santos modelada por inversão conjunta de magnetometria e gravimetria integrada a uma linha sísmica 2D ultra profunda. Notar as duas falhas crustais que atingem o manto em ângulos rasos, controlando dois importantes altos estruturais verificados na seção.

perfurados encontraram gases contendo até 33% de hidrogênio (Frery et al., 2021).

No Brasil foram desenvolvidos vários trabalhos para prospecção de Nat H_2 , seguindo-se o paradigma de que as ocorrências de Nat H_2 são mais comuns em bacias proterozóicas e em áreas do embasamento. A área mais estudada foi a Bacia do São Francisco (MG), onde foram feitos vários levantamentos visando identificar estruturas geológicas indicativas de exsudações de hidrogênio, catalogação das ocorrências, caracterização do fluxo de hidrogênio e associações com outros gases naturais. As primeiras estruturas tidas como *proxies* de exsudações de hidrogênio foram os círculos de fada (*fairy circles*) (Zgonnik et al., 2015).

Porém, essas anomalias presentes em tais estruturas não apresentam uma região preferencial de exsudação (círculos de fada), pois as concentrações detectadas são variáveis ao longo do tempo e maiores nos momentos mais quentes do dia (Prinzhofer et al., 2019). Nos círculos de fada estudados foram modelados os fluxos de H_2 e apresentados modelos de “ventilação” desse gás (Cathles & Prinzhofer, 2020).

Na mesma bacia, foram medidos os fluxos médios de hidrogênio em torno de 0,03 e 0,04 $\text{m}^3/\text{dia}/\text{m}^2$ em duas estruturas (Campinas e Barú)

situadas em Minas Gerais. Com isso foi corroborado a falta de áreas de exsudação preferencial nos “círculos de fada”, e foi sugerida a presença de um sistema hidrogenífero ativo em Minas Gerais (Moretti et al., 2021).

Ainda na Bacia do São Francisco foram sugeridos os processos de geração de Nat H_2 (radiólise e serpentinização), e as vias de migração através de falhas profundas, acumulação temporária em carbonatos (Donzé et al., 2020). Análises recentes de gases amostrados na Bacia do São Francisco mostraram gases com até 41% de hidrogênio com valores de $\delta^2\text{H}$ entre -736‰ e -706‰, sugerindo uma origem primordial ou do manto (Milkov, 2022), sendo que em várias ocorrências o hidrogênio ocorre com até 1,6% de hélio (Freitas et al., 2024).

No Estado do Rio de Janeiro, estudos realizados próximo à cidade de Maricá (RJ), sugerem que as falhas reativadas são um excelente *proxy* para a exploração de hidrogênio.

As concentrações de Nat H_2 exsudadas através destas discontinuidades aparentam ser maiores que aquelas encontradas em “círculos de fada”, e a associação de H_2 e He indicam que não existiram artefatos nas medidas de Nat H_2 no solo (Prinzhofer et al., 2024).

HIDROGÊNIO ASSOCIADO A *MOUNDS* DO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS

Mounds

Mounds carbonáticos são estruturas geológicas formadas por uma interação complexa de processos biológicos, químicos e físicos em vários ambientes deposicionais, incluindo sistemas

marinhos, lacustres e alimentados por nascentes. Essas estruturas preservam condições paleoambientais e em configurações geológicas específicas, constituem reservatórios significativos de hidrocarbonetos (Bosence & Bridges, 2009).

Os *mounds* carbonáticos do pré-sal brasileiro, localizados nas Bacias de Santos e Campos são formados por um processo multifatorial que se inicia em um ambiente de lago hipersalino, onde a deposição original é ditada por um delicado balanço entre a química da água, controlada por ciclos climáticos que ditam a precipitação de diferentes tipos de carbonatos (Gomes et al., 2020), e a presença de eventos tectono-diagenéticos de escala regional, que ocorreram em pulsos distintos ao longo de dezenas de milhões de anos.

Esses eventos, acionados por reativações tectônicas, injetaram fluidos hidrotermais ricos em minerais e gases (incluindo CO₂ e metano) que ascenderam por falhas profundas herdadas da fase rifte da bacia (Baptista et al., 2023; Fontaneta et al., 2024). A caracterização desses prospectos é desafiadora devido à resolução sísmica associada à imagem de estruturas salinas complexas e às heterogeneidades geológicas inerentes aos próprios reservatórios carbonáticos.

Análogos modernos como o caso os *mounds* carbonáticos do *Great Salt Lake*, Utah, que representam um registro geológico de depósitos de nascentes de água subterrânea em terra conectados a recifes de microbialitos lacustres. Essas estruturas variam de *mounds* em escala, desde poucos até centenas de metros de diâmetro, com sua distribuição espacial fortemente correlacionada a cristas rochosas delimitadas por falhas menores que serviram como condutos para o influxo de água subterrânea.

A atividade microbiana é evidenciada por tecidos aglomerados e bacteriomorfos mineralizados, sugerindo mediação direta na precipitação do carbonato. A geocronologia por radiocarbono é mais coerente, mas apresenta um "efeito de reservatório de água subterrânea" significativo, indicando que o carbono mais antigo da água subterrânea com longo tempo de residência influenciou as idades aparentes (Homewood et al. 2022).

Apesar de suas diferenças marcantes em escala e ambiente geológico, os sistemas de *mounds* carbonáticos de *Lakeside* e do pré-sal brasileiro compartilham semelhanças fundamentais em seus processos de formação. Ambos os sistemas envolvem a precipitação de carbonato impulsionada pelo influxo e interação de fluidos.

Em *Lakeside*, isso é predominantemente por meio da água subterrânea rasa, enquanto no pré-sal brasileiro, é por meio de fluidos hidrotérmicos profundos. Em ambos os casos, há evidências claras de mediação microbiana na formação e modi-

ficação da fábrica e mineralogia do carbonato. Além disso, as falhas atuam como condutos para o fluxo de fluidos em ambos os sistemas (Gomes et al. 2020; Basso et al., 2021; Homewood et al., 2022; Baptista et al., 2023; Strugale et al., 2025).

Sistema hidrogenífero

O conceito de sistema hidrogenífero é análogo ao sistema petrolífero. O termo "sistema" foi proposto para aprimorar o entendimento dos processos e dos elementos que ocorrem numa cronologia adequada para formar acumulações de hidrogênio (Prinzhofer et al., 2018; Jackson et al., 2024), ou de petróleo (Magoon & Dow, 1994).

Neste estudo é proposto um sistema hidrogenífero hipotético para o pré-sal da Bacia de Santos (Figuras 4 e 5). Neste caso as fontes sugeridas do hidrogênio seriam preferencialmente a serpentinização e/ou exsudação do manto, sendo que os *mounds* associados as falhas representariam os proxies do fluxo de fluidos profundos associados aos eventos magmatismo (Figuras 4 e 5) (Alvarenga et al., 2016; Sombra et al., 2023; Brito et al., 2025).

A serpentinização ocorre na crosta oceânica controlada pela temperatura, com uma eficiência ótima entre 200 e 300 °C, e é influenciada pela composição da rocha, tamanho do grão e razão água-rocha (Klein et al., 2013; McCollom et al., 2022).

A expulsão do hidrogênio do seu protólito (rocha geradora) é facilitada pelo fraturamento causado pela serpentinização (Zhang et al., 2019).

Provavelmente, o mesmo sistema de descon continuidades que facilita o escape do hidrogênio também deve permitir que a água alcance o protólito (Jackson et al., 2024).

Na Bacia de Santos a serpentinização do manto exumado (Figura 5) foi deduzida a partir de modelos gravimétricos onde as densidades do manto decrescem a valores tão baixos quanto 2,60 kg/cm³ e ocorrem a profundidades em torno de 6-8 km (Zalán et al., 2011).

Na petrografia dos carbonatos do Aptiano da Bacia de Santos, incluindo o estudo de suas inclusões fluidas, foram encontradas evidências de interação entre o CO₂ e a água lacustre rica em carbonato de cálcio (Brito et al., 2025). O CO₂ e o hélio encontrados nas grandes acumulações petrolíferas do Alto Externo, bem como o hélio presente na fase vapor das inclusões fluidas aquosas, são de origem do manto, dadas as elevadas razões de ³He/⁴He e de ¹³C/¹²C, respectivamente, corroborando a migração de fluidos profundos para a bacia (Santos Neto et al., 2012; Pestilho et al., 2022).

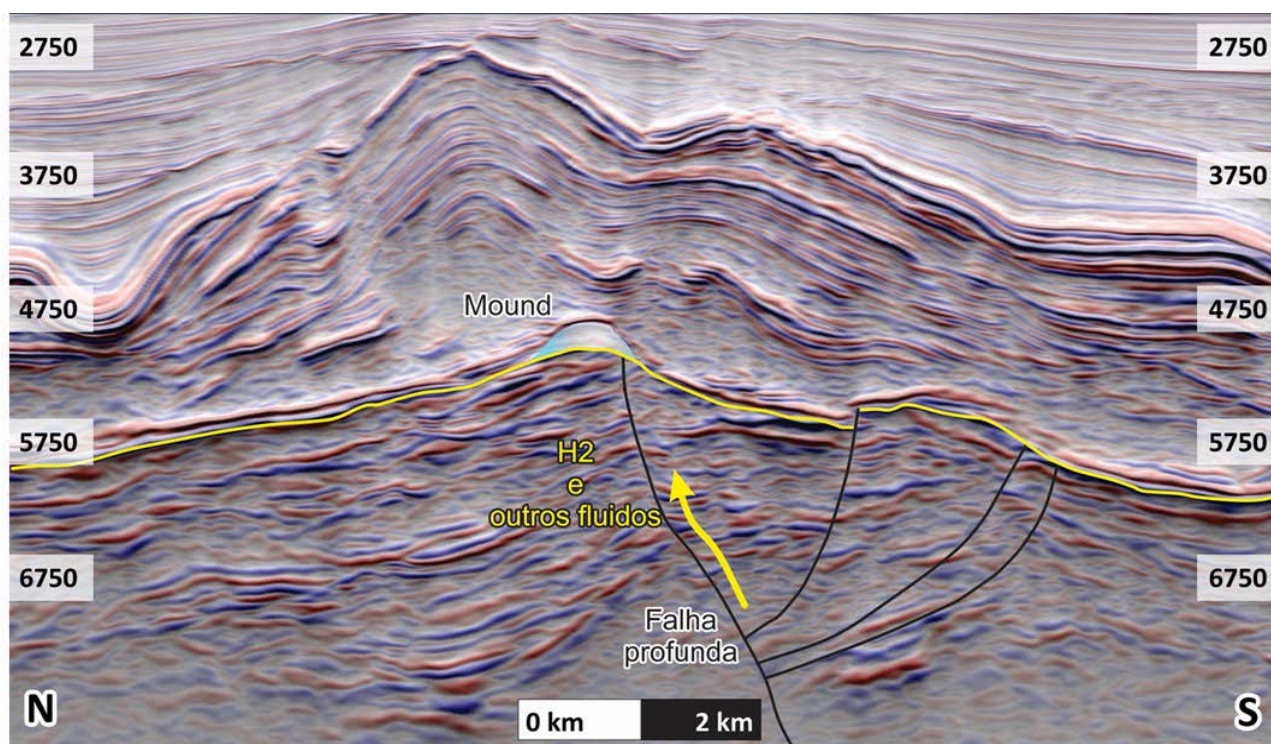


Figura 5 – Sessões sísmicas demonstrando um *mound* carbonático acima da base do sal (representada por uma linha amarela) que possivelmente é alimentado por H₂ e CO₂ (seta amarela) provenientes do manto utilizando como conduto as falhas (representas em preto).

As idades de U-Pb obtidas nas diferentes fases carbonáticas onde as inclusões fluidas de CO₂ estão presentes indicam que o CO₂ foi acumulado no intervalo de tempo entre o Aptiano (120,98±0,78 Ma; Figura 6) e pelo menos o Cenomaniano (95,6±3,3 Ma) (Brito et al., 2025).

A estrutura crustal altamente estirada, e a geotectônica com falhas profundas associadas ou não a magmatismo, são os principais caminhos de migração dos fluidos profundos em direção aos horizontes mais rasos da bacia (Ferraz et al., 2019; Gamboa et al., 2019; Zalán et al., 2020). Neste caso estes caminhos de migração serviriam também para eventuais fluxos de hidrogênio do

manto alcançarem trapas mais rasas nos intervalos de carbonatos aptianos no sub-sal (Figuras 5 e 6).

Após o hidrogênio ser expelido de seu protólito e encontrar uma rocha com baixa permeabilidade, migrará até uma trapa.

Considerando que as forças capilares nos poros são mais fortes que a pressão de flutuação, o gás poderá ser considerado como trapeado (Jackson et al., 2024). Estimativas da altura da coluna de hidrogênio sugerem dimensões análogas àquelas esperadas para o metano, e a retenção do hidrogênio pode ser efetiva por litologias usualmente selando acumulações de metano (Hutchinson et al., 2024) (Figuras 5 e 6).

DISCUSSÕES

Os *mounds* têm sido perfurados para prospecção de óleo e gás, mas até recentemente não eram feitas análises sistemáticas para detecção de hidrogênio.

Assim, é possível que anomalias significativas de Nat H₂ possam ter passado despercebidas. Estes *mounds* foram formados concomitantemente aos evaporitos, sendo associados a falhas regionais profundas vinculadas a grandes feições tectônicas características da Bacia de Santos (vide item Modelagem crustal).

Trapas associados a estas feições geológicas são possíveis de conter acumulações de hidro-

gênio natural oriundo de fontes profundas resultantes de processos de serpentinização do manto e do magmatismo de origem mantélica.

Os carbonatos porosos e permeáveis encontrados na base dos *mounds* são boas rochas reservatório, quando estruturados e selados pelos evaporitos constituem trapas ideais para preservar o petróleo, e também com bom potencial para formar acumulações de Nat H₂. As falhas profundas que atingem o manto seriam, portanto, os caminhos naturais de migração do hidrogênio e outros fluidos associados.

A figura 6 mostra um bloco diagrama da crosta

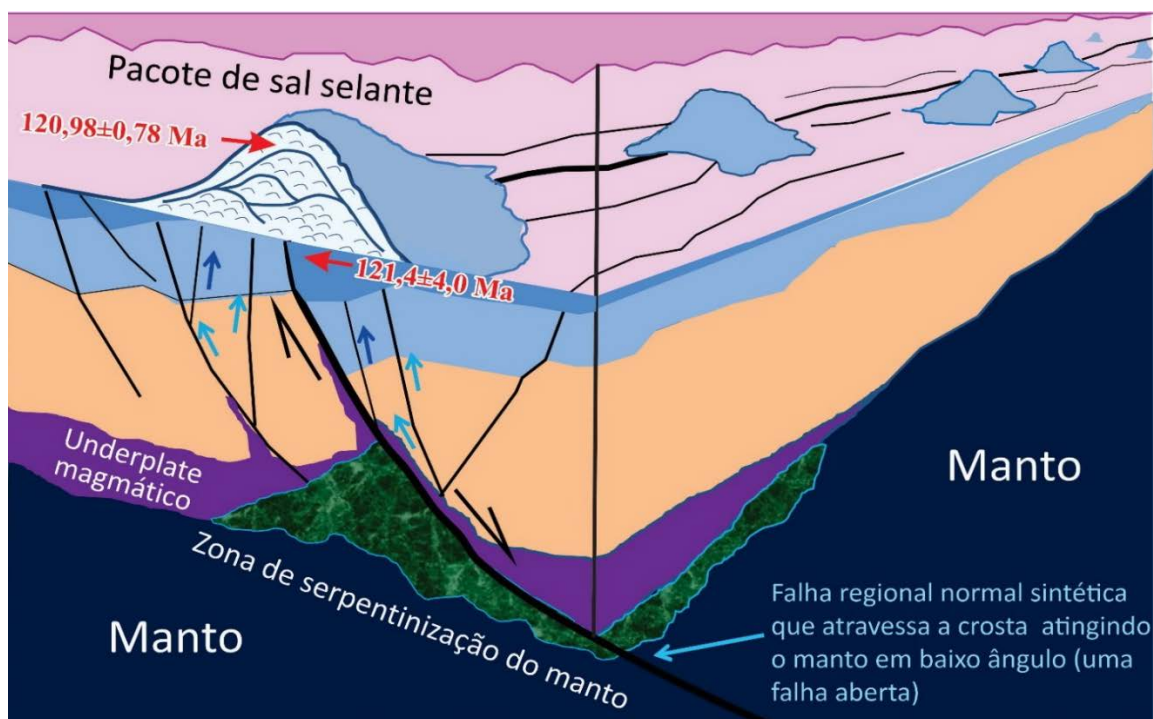


Figura 6 - Bloco diagrama mostrando dois possíveis mecanismos de formação de H_2 : (1) por alteração hidrotermal do manto (serpentinização) e (2) por desgaseificação do manto, levando, neste caso, à geração de H_2 e CO_2 , este último encontrado na forma de inclusões fluidas na calcita de *shrub* do mound. Essa calcita possui idade U-Pb de $120,98 \pm 0,78$ Ma, o que indica não só que essa é a idade de formação do mound, mas também a idade de migração do CO_2 e, possivelmente, do H_2 pela falha regional. Também está destacada a idade U-Pb de $121,4 \pm 4,0$ Ma, obtida em calcita microcristalina de *mudstone* da base da Formação Barra Velha.

crosta que foi afetada por uma estrutura tectônica regional caracterizada por uma zona falhas associada a uma grande falha crustal que atinge o manto em ângulo rasante. Nesse contexto, uma série de mounds estão alinhados a essa zona de falhas, sendo que dois possíveis mecanismos de formação de H_2 são sugeridos a saber: (1) por alteração hidrotermal do manto (serpentinização) e (2) por desgaseificação do manto, levando, neste caso, à geração de H_2 e CO_2 .

Este último, por sua vez, encontrado na forma de inclusões fluidas na calcita de *shrub* inserida no mound. Essa calcita possui idade U-Pb de $120,98 \pm 0,78$ Ma, o que indica, não só, que essa é a idade de formação do mound, como também a idade de migração do CO_2 e (possivelmente) do H_2 através da falha regional que atravessa a crosta e atinge o manto. Está destacada também a idade U-Pb de $121,4 \pm 4,0$ Ma, obtida em calcita microcristalina de *mudstone* na base da Formação Barra Velha atravessada por essa mesma falha.

Os conhecimentos sobre a prospecção de acumulações comerciais de $Nat H_2$ ainda estão em fase embrionária, podendo ser comparados ao nível que se encontrava a prospecção petrolífera há um século.

Os processos que geram hidrogênio na natureza são razoavelmente bem conhecidos, mas os detalhes para a identificação inequívoca de sua origem, de sua acumulação e preservação ainda não estão bem compreendidos.

O tempo para o estabelecimento de um sistema hidrogenífero comercialmente aproveitável aparenta ser muito menor que o equivalente para petróleo. A reatividade do hidrogênio, uma variável importante para sua preservação, é outra variável importante e ser melhor entendida no contexto geológico.

Assim, para os próximos anos já pode ser inferida a tendência das pesquisas sobre um dos candidatos importantes à diversificação energética: o hidrogênio natural.

CONCLUSÕES

Esta investigação apresenta a hipótese de que as trapas associadas aos mounds no pré-sal da Bacia de Santos são estruturas que podem estar associadas a acumulações de volumes significativos de $Nat H_2$ originado em profundidade por

processos de serpentinização, ou exsudando diretamente do manto.

O sistema hidrogenífero hipotético proposto para o pré-sal da Bacia de Santos seria formado pelo $Nat H_2$ em profundidade, migrado através de

falhas profundas, acumulado nos carbonatos porosos e permeáveis encontrados na base dos mounds capeados por evaporitos, sendo estes por excelência os selos no pré-sal.

As evidências encontradas mostram que todos os elementos de um sistema hidrogenífero estão representados pela evolução estrutural adequada, incluindo a formação de falhas profundas, presença de excelentes reservatórios, e trapas com selo efetivo (evaporitos) sugerindo fortemente que fluidos extra baciais acumulam efetivamente no

pré-sal como, por exemplo, o CO₂.

Até recentemente o hidrogênio não era monitorado nas análises geoquímicas de rotina em nenhuma companhia petrolífera. Com o despertar do interesse por fontes alternativas de energia esse procedimento tem mudado e anomalias de hidrogênio têm sido encontradas no pré-sal. Isto indica que durante muitos anos anomalias significativas de hidrogênio podem ter passado despercebidas, e que grandes volumes de Nat H₂ ainda permanecem ocultos no pré-sal da Bacia de Santos.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Petrobras pelo financiamento do projeto de pesquisa (Processo 2022/00194-9; PT-200.20.10003), à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) pela disponibilização das amostras de rochas, ao Núcleo de Estudos em Biomassa e Gerenciamento de Águas da Universidade Federal Fluminense (NAB-UFF) e ao Laboratório de Geologia Marinha da Universidade Federal Fluminense (LAGEMAR-UFF) pela infraestrutura fornecida e auxílio na aquisição das amostras, à equipe do Centro de Análises e Pesquisas em Geociências da Universidade Federal de Ouro Preto (CA-DEGEO-UFOP), ao Prof. Cristiano de Carvalho Lana, pela realização das análises isotópicas U-Pb, à equipe do Laboratório Multiusuário de Análises por Espectroscopia e Microscopia Eletrônica (LaMAR/CAIPE-UFF), a Yutao Xing e Lorrán Faria do Nascimento, pelas análises SEM-EDS, e à Fundação Euclides da Cunha (FEC-UFF) pelo suporte administrativo e pelo gerenciamento do projeto de pesquisa.

REFERÊNCIAS

- ALVARENGA, R.R.; IACOPINI, D.; KUCHLE, J.; SCHERER, C.M.S.; GOLDBERG, K. Sismic characteristics and distribution of hydrothermal vent complexes in the Cretaceous offshore rift section of the Campos Basin, offshore Brazil. **Marine and petroleum Geology**, v. 74, p. 12-25, 2016. Disp. em: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.03.030>.
- ARAÚJO, L.M.; TRIGUIS, J.A.; CERQUEIRA, J.R.; FREITAS, L.C. The atypical Permian petroleum system of the Paraná Basin, Brazil. In: MELLO, M.R. & KATZ, B.J. (Eds.), **Petroleum Systems of the Atlantic Margin**, v. 73, 2000.
- ARROUVEL, C. & PRINZHOFER, A. Genesis of natural hydrogen: New insights from thermodynamic simulations. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 46, n. 36, p. 18780-18794, 2021.
- BAPTISTA, R.J.; FERRAZ, A.E.; SOMBRA, C.L.; SANTOS NETO, E.V.; PLAWIAK, R.; SILVA, C.L.L.; FERRARI, A.L.; KUMAR, N.; GAMBOA, L.A.P. The pre-salt Santos Basin, a super basin of twenty-first century. **AAPG Bulletin**, v. 107, n. 8, p. 1369-1389, 2023.
- BASSO, M.; BELILA, A.; CHINELATTO, G.; PONTE SOUZA, J. P.; VIDAL, A. Sedimentology and petrophysical analysis of pre-salt lacustrine carbonate reservoir from the Santos Basin, southeast Brazil. **International Journal of Earth Sciences**, v. 110, p. 1-23, 2020.
- BOSENCE, D. & BRIDGES, P. A review of the origin and evolution of carbonate mud-mounds. In: WHITAKER, F. F.; SELLEY, R. C.; SMYTH, H. R. (Org.). **Carbonate mud-mounds: their origin and evolution**. Oxford: Wiley-Blackwell, 2009. p. 1-9.
- BRITO, M.A.R.C.; SOMBRA, C.L.; BRANDÃO, D.R.; SILVA, C.G.; MELLO, S.L.M.; SANTOS NETO, E.V.; BAPTISTA, R.J.F.; CAPILLA, R.; GAMBOA, L.A.P. Evidence from microscopy and U-Pb geochronology as a clue to the influence of the Cretaceous magmatism in the diagenesis of pre-salt carbonate reservoirs in the Santos Basin (Brazil). **Geological Journal, Online Version of Record before inclusion in an issue**, p. 1-26, 2025. <https://doi.org/10.1002/gj.70071>
- CERQUEIRA, J.R. & SANTOS NETO, E.V. Papel das intrusões de diabásio no processo de geração de hidrocarbonetos na Bacia do Paraná. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, 3., 1986, Rio de Janeiro. **Trabalho Técnico....** Rio de Janeiro, 1986, p. 73.
- DEHLER, N.M.; MAGNAVITA, L.P.; GOMES, L.C.; RIGOTI, C.A.; OLIVEIRA, J.A.B.; SANT'ANNA, M.V.; COSTA, F.G.D. The "Helmut" geophysical anomaly: A regional left-lateral transtensional shear zone system connecting Santos and Campos basins, southeastern Brazil. **Marine and Petroleum Geology**, v. 72, p. 412-422, 2016.
- DONZÉ, F.V.; NASMIM, P.S.; LEFREUVE, N.; BAZARKINA, E.F. Migration of natural hydrogen from deep-seated sources in the São Francisco Basin, Brazil. **Geosciences**, v. 10, n. 9, 346, 2020.
- FERRAZ, A.; GAMBOA, L.A.P.; SANTOS NETO, E.V.; BATISTA, R. Crustal structure and CO₂ occurrences in the Brazilian basins. **Interpretation**, v. 7, n. 4, nov. 2019. Disp. em: <http://dx.doi.org/10.1190/INT-2019-2038>.
- FLORIDE, G.A. & CHRISTODOULIDES, P. Global warming and carbon dioxide through sciences. **Environment International**, v. 35, n. 2, p. 309-401, 2009. Disp. em: <https://doi.org/10.1016/j.envint.2008.07.007>.
- FREITAS, V.A.; PRINZHOFER, A.; FRANÇOLIN J.B.; FERREIRA, F.J.F.; MORETTI, I. Natural hydrogen system evaluation in the São Francisco Basin (Brazil). **Science and Technology for Energy Transition**, v. 79, n. 95, 2024. Disp. l em: <https://doi.org/10.2516/stet/2024091>.
- FRERY, E.; LANGHI, L.; MAISON, M.; MORETTI, I. Natural hydrogen seeps identified in the North Perth, Western Australia. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 46, n. 61, p. 31158-31173, 2021.
- GAMBOA, L.; FERRAZ, A.; BAPTISTA, R.; SANTOS NETO, E. Geotectonic controls on CO₂ formation and distribution processes in the Brazilian pre-salt basins. **Geosciences**, v. 9, n. 6, 252, 2019.
- GAMBOA, L.A.P.; FERRAZ, A.E.P.P.D.; DREHMER, L.H.; DEMERCIAN, L.S. Seismic, magnetic, and gravity evidence

- of marine incursions in the Santos Basin during the Early Aptian. **AAPG Memoir 124: The Supergiant Lower Cretaceous Pre-Salt Petroleum Systems of the Santos Basin, Brazil**, p. 257-272, 2021.
- GAUCHER, E.C.; MORETTI, I.; PÉLISSIER, N.; BURRIDGE, G.; GONTHIER, N. The place of natural hydrogen in the energy transition: A position paper. **European Geology**, p. 5-9, 2023.
- GIELE, D. **Critical minerals for energy transition**. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA), 2021. ISBN 978-92-9260-366-3.
- GOMES, J.; BUNEVICH, R.; TEDESCHI, L. R.; TUCKER, M.; WHITAKER, F. Facies classification and patterns of lacustrine carbonate deposition of the Barra Velha Formation, Santos Basin, Brazilian Pre-salt. **Marine and Petroleum Geology**, v. 113, 104176, 2019.
- GORDON, A.C.; MOHRIAK, W.U.; STANTON, N.; SANTOS, A.C. Magmatic cycles in Santos Basin: Tectonic control in the temporal-spatial distribution and geophysical signature. **Journal of South American Earth Sciences**, v. 121, 2023. Disp. em: <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2022.104111>.
- HAND, E. Hidden hydrogen. **Science**, v. 379, n. 1633, p. 631-636, 2023. Disp. em: <https://doi.org/10.1126/science.adh1477>.
- HEINE, C.; ZOETHOUT, J.; MÜLLER, R. D. Kinematics of the South Atlantic rift. **Solid Earth**, v. 4, p. 215-253, 2013. Disp. em: <https://doi.org/10.5194/se-4-215-2013>.
- HOMEWOOD, P.; METTRAUX, M.; VANDEN BERG, M.; FOUBERT, A.; NEUMANN, R.; NEWELL, D.; ATWOOD, G. Onshore groundwater spring carbonate mounds to lacustrine microbialites, the perplexing record of a transitional Great Salt Lake carbonate shoreline at Lakeside, Utah. **The Depositional Record**, v. 8, n. 1, p. 9-38, 2022.
- HOUGHTON, J. Global warming. **Reports on Progress in Physics**, v. 68, n. 6, p. 1343, 2005.
- HUTCHINSON, I.P.; JACKSON, O.; STOKS, A.E.; BARNICOAT, A.C.; LAWRENCE, S.R. Greenstones as a source of hydrogen in cratonic sedimentary basins. **Geological Society London**, Special Publication, v. 547, 2024.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Disp. em: <https://www.energyconnects.com/opinion/features/2025/march/iea-growth-in-global-energy-demand-surged-in-2024-to-almost-twice-its-recent-average/>. Acesso em: 30 jul. 2025
- JACKSON, O.; LAWRENCE, S.R.; HUTCHINSON, I.P.; STOCKS, A.E.; BARNICOAT, A.C.; POWNEY, M. Natural hydrogen: sources, systems and exploration plays. **Geoenergy**, v. 2, n. 2024-002, 2024.
- KARNER, G.D. & GAMBORA, L.A.P. Timing and origin of the South Atlantic pre-salt sag basins and their capping evaporites. **Geological Society London Special Publications**, v. 285, n. 1, p. 15-35, 2007.
- KERR, R.A. Global warming is changing the world. **Science**, v. 316, n. 5822, p. 188-190, 2007.
- KLEIN, F.; BACH, W.; MCCOLLOM, T.M. Compositional controls on hydrogen generation during serpentinization of ultramafic rocks. **Lithos**, v. 178, p. 55-69, 2013.
- MAGOON, L.B.; DOW, W.G. The Petroleum System. **The Petroleum System: From Source to Trap, AAPG Memoir 60**. Tulsa, Oklahoma: AAPG, p. 3-24, 1994.
- MATOS, R.M.D.; MEDEIROS, W.E.; SÁ, E.F.J.; ALMEIDA, C.B.; NORTON, I.; CÓRDOBA, V.C. A solution to the Albian fit challenge between the South American and African plates based on key magmatic and sedimentary events late in the rifting phase in the Pernambuco and Paraíba basins. **Marine and Petroleum Geology**, v. 128, 105038, 2021. Disp. em: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105038>.
- MCCOLLOM, T.M.; KLEIN, F.; RAMBA, M. Hydrogen generation from serpentinization of iron-rich olivine in Mars, icy moons and other planetary bodies. **Icarus**, v. 372, 114754, 2022.
- MCCOLLOM, T.M.; KLEIN, F.; ROBBINS, M.; MOSKOWITZ, B.; BERUO, T.S.; JÖNS, N.; BACH, W.; TEMPLETON, A. Temperature trends for reactions rates, hydrogen generation, and partitioning of iron during experimental serpentinization of olivine. **Geochimica et Cosmochimica Acta**, v. 181, p. 175-200, 2016.
- MELLO, M.R.; PERES, W.; ROSTIROLLA, S.P.; PEDROSA, O.A., JR.; PIQUET, A.; BECKER, S.; YILMAZ, P.O. The Santos Basin pre-salt super giant petroleum system: An incredible journey from failure to success. In: **AAPG Memoir 124: The Supergiant Lower Cretaceous Pre-Salt Petroleum Systems of the Santos Basin, Brazil**, p. 1-34, 2021.
- MILKOV, A.V. Molecular hydrogen in surface and subsurface natural gases: Abundance, origins and ideas for deliberate exploration. **Earth Science Reviews**, v. 230, 2022.
- MONREAL, F.R.; VILLAR, H.J.; BAUDINO, R.; DELPINO, D.; ZENCICH, S. Modeling an atypical petroleum system: A case study of hydrocarbon generation, migration and accumulation related to igneous intrusions in the Neuquen Basin, Argentina. **Marine and Petroleum Geology**, v. 26, n. 4, p. 590-605, 2009.
- MOREIRA, J.L.P.; MADEIRA, C.V.; GIL, J.A.; MACHADO, M.A.P. Bacia de Santos. **Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro**, v. 15, n. 2, p. 531-549, 2007.
- MORETTI, I.; PRINZHOFER, A.; FRANÇOLIN, J.L.; PACHECO, C.; ROSANNE, M.; RUPIN, F.; MERTENS, J. Long-term monitoring of natural hydrogen superficial emissions in a Brazilian cratonic environment. Sporadic large pulses versus daily periodic emissions. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 46, n. 5, p. 3615-3628, 2021.
- NWORIE, D. C.; CHINELATTO, G. F.; VIDAL, A. C. Paleokarst features in the Aptian carbonates of the Barra Velha Formation, Santos Basin, Brazil. **Brazilian Journal of Geology**, v. 53, e20220073, 2023.
- PESTILHO, A.L.S.; DIAS FILHO, D.C.; LÜDERS, V.; CARMO, I.O.; DIAS, A.E.S.; TEDESCHI, L.R.; CARVALHO, B.R.B.M.; MORAES, E.T.; IBANEZ, D.M.; GARCIA, G. Evidence of deep-sourced volatiles in the diagenetic evolution of the Aptian carbonates of Santos Basin, Brazil. In: PAN-AMERICAN CURRENT RESEARCH ON FLUID INCLUSIONS, 2022, Edmonton, AB, Canadá. **Abstract ... Alberta**, 2022.
- PRINZHOFER, A.; CACAS-STENTZ, M.C. Natural hydrogen and blend gas: A dynamic model of gas accumulation. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 48, p. 21610-21623, 2023.
- PRINZHOFER, A.; CISSÉ, C.S.; DIALLO, A.B. Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebogou (Mali). **Hydrogen Energy**, v. 43, p. 19315-19326, 2018. Disp. em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.08.193>.
- PRINZHOFER, A.; MORETTI, I.; FRANÇOLIN, J.L.; PACHECO, C.; D'AGOSTINO, A.; WERLY, J.; RUPIN, F. Natural hydrogen continuous emission from sedimentary basins: The example of a Brazilian H₂-emitting structure. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 44, n. 12, p. 5676-5685, 2019. Disp. em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.01.119>.
- PRINZHOFER, A.; RIGOLLET, C.; LEFEUVRE, N.; FRANÇOLIN, J.; MIRANDA, P.E.V. Maricá (Brazil), the new natural hydrogen play which changes the paradigm of hydrogen exploration. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 61, p. 91-98, 2024.
- RATEAU, R.; SCHOFIELD, N.; SMITH, M. The potential role of igneous intrusions on hydrocarbon migration: West of Shetland. **Petroleum Geoscience**, v. 19, n. 3, p. 259-272, 2013.
- REIFSNYDER, W.E. A tale of ten fallacies: The skeptical enquirer's view of carbon dioxide/climate controversy. **Agricultural and Forest Meteorology**, v. 47, n. 2-4, p. 349-371, 1989.
- RIGOLLET, C.; PRINZHOFER, A. Natural hydrogen: A new source of carbon-free and renewable energy that can compete with hydrocarbons. **First Break**, v. 40, n. 10, p. 78-84, 2022.
- RIGOTI, C.A. **Evolução tectônica da Bacia de Santos com ênfase na geometria crustal: Interpretação integrada de**

- dados de s mica de reflexão e refração, gravimetria e magnetometria.** 2015. 110 p. Dissertação (Mestrado em Geociências) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.
- RYSTAD ENERGY. **Global recoverable oil reserves hold steady at 1,536 billion barrels; insufficient to meet demand without swift electrification.** 2024. Disp. em: <https://www.rystadenergy.com/news/global-recoverable-oil-barrels-demand-electrification>.
- SANTOS NETO, E.V.; CERQUEIRA, J.R.; PRINZHOFER, A. Origin of CO₂ in Brazilian basins. In: AAPG ANNUAL CONVENTION AND EXHIBITION, 2012, Long Beach. **Article...** Long Beach, p. 40969, 2012.
- SENGER, K.; MILLETT, J.; PLANKE, S.; OGATA, K.; EKDE, C.H.; FESTOY, M.; GALLAND, O.; JERRAM, D.A. Effects of igneous intrusions on the petroleum systems: a review. **First Break**, v. 35, n. 6, 2017.
- SHEPERD, J.M. Carbon, climate change, and controversy. **Animal Frontiers**, v. 1, n. 1, p. 5–13, 2011. Disp. em: <https://doi.org/10.2527/af.2011-0001>.
- SHERWOOD-LOLLAR B.; ONSTOTT, T.C.; LACRAMPE-COULOUME, G.; BALLENTINE, C.J. The contribution of the Precambrian continental lithosphere to global H₂ production. **Nature**, v. 516, p. 379-382, 2014. Disp. em: <https://doi.org/10.1038/nature14017>.
- SLEEP, N.H.; MEIBOM, A.; FRIDRIKSSON, T.; COLEMAN, R.G.; BIRD, D.K. H₂-rich fluids from serpentinization: Geochemical and biotic implications. **Proceedings...** National Academy of Sciences of the United States of America, v. 101, p. 12818–12823, 2004.
- SOMBRA, C., BRANDÃO, D., PLAWIAK, R., COELHO, F., FERRARI, A., GAMB O, L. Pre-Salt Mounds Identification: How Logs Can Help. In: Brazil 2023 Geosciences Technology Workshop, **The Importance of Exploration and Production in the Energy Transition, AAPG Co-hosted by ABGP**, Rio de Janeiro, Brazil, 1 p., 2023. <https://www.aapg.org/global/latinamerica/events/workshop/articleid/64188/the-importance-of-exploration-and-production-in-the-energy-transition?srsId=AfmBOoqulzE8j-Uh4nmPDd980oRAXjnk-nfKhlmEFt-HnntznltZPcT#program>
- SOMBRA, C.L.; BRITO, M.A.R.C.; MARINS, G.M.; BRANDÃO, D.R.; SILVA, C.G.; LANA, C.C.; BARROS, A.L.O.A.; SILVA, T.C.; MELLO, S.L.M.; SANTOS NETO, E.V.; BAPTISTA, R.J.F.; CAPILLA, R.; GAMBOA, L.A.P. Uranium-rich carbonate mounds in the Lower Cretaceous pre-salt section of the Santos Basin (Brazil) and their relationship with hydrothermal vents. (Submetido)
- STIRLING, A. Multicriteria diversity analysis. A novel heuristic framework for appraising energy portfolios. **Energy Policy**, v. 38, n. 4, p. 1622-1634, 2010.
- STRUGALE, M.; LIMA, B. E. M.; DAY, C.; OMMA, J.; RUSHTON, J.; OLIVITO, J. P. R.; CARTWRIGHT, J. Diagenetic products, settings and evolution of the pre-salt succession in the Northern Campos Basin, Brazil. Geological Society, London, **Special Publications**, v. 548, n. 1, p. 231–265, 2025.
- SUZUKI, K.; SHIBUYA, T.; YOSHIKAZI, M.; HIROSE, T. Experimental hydrogen production in hydrothermal and fault systems: Significance for habitability of subsea floor H₂ chemoautotroph microbial ecosystems. **Subsea floor Biosphere Linked to Hydrothermal Systems**. Tokyo, Japan: Springer, p. 87–94, 2015.
- TISSOT, B.P.; WELTE, D.H. **Petroleum Formation and Occurrence**. Berlin: Springer, 2013.
- TOULHOAT, H.; ZGONNIK, V. Chemical differentiation of Planets: A core issue. **Astrophysical Journal**, v. 924, n. 83, p. 1-18, 2022.
- VOVK, I.F. Radiolysis of underground waters as the mechanism of geochemical transformation of the energy of radioactive decay in sedimentary rocks. **Lithology and Mineral Resources**, v. 16, p. 328–334, 1982.
- WAKITA, H.; NAKAMURA, Y.; KITA, I.; FUJII, N.; NOTSU, K. New indicator of fault activity. **Science**, p. 188-190, 1980.
- WANG, L.; JIN, Z.; CHEN, X.; SU, Y.; HUANG, X. The Origin and Occurrence of Natural Hydrogen. **Energies**, v. 16, 2400, 2023. Disp. em: <https://doi.org/10.3390/en16052400>.
- WARR, O.; GIUNTA, T.; BALLENTINE, C.J.; SHERWOOD LOLLAR, B. Mechanisms and rates of 4He, 40Ar, and H₂ production and accumulation in fracture fluids in Precambrian Shield environments. **Chemical Geology**, v. 530, 119322, 2019. Disp. em: <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2019.119322>.
- WORMAN, S.L.; PRATSON, L.F.; KARSON, J.A.; KLEIN, E.M. Global rate and distribution of H₂ gas produced by serpentinization within oceanic lithosphere. **Geophysical Research Letters**, v. 43, p. 6435-6443, 2016. Disp. em: <https://doi.org/10.1002/2016GL069066>.
- ZAL N, P.V.; NEWMAN, E.; SAUNDERS, M. Ultra-frontier of Santos Basin positive perspective for the discovery of pre-salt giant fields beyond the EEZ. In: EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS AND ENGINEERS, 2020. **Proceedings...** European Association of Geoscientists and Engineers, 2020. p. 1-7. Disp. em: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202086023>.
- ZAL N, P.V.; SEVERINO, M.C.G.; RIGOTI, C.A.; MAGNAVITA, L.P.; OLIVEIRA, J.A.B.; VIANNA, A.R. An Entirely New 3D-View of the Crustal and Mantle Structure of a South Atlantic Passive Margin – Santos, Campos and Espírito Santo Basins, Brazil. **AAPG ANNUAL CONVENTION AND EXHIBITION, 2011, Houston, Texas, USA**. Search and Discovery Article #30177. Houston, Texas, USA: AAPG, 2011.
- ZGONNIK, V.; BEAUMONT, V.; DEVILLE, E.; LARIN, N.; PILLOT, D.; FARRELL, K.M. Evidence for natural molecular hydrogen seepage associated with Carolina bays (surficial, ovoid depressions on the Atlantic Coastal Plain, Province of the USA). **Progress in Earth and Planetary Science**, v. 2, n. 1, p. 1–5, 2015.
- ZHANG, L.; NASIKA, C.; DONZ , F.V.; ZHENG, X.; RENARD, F.; SCHOLT S, L. Modeling porosity evolution throughout reaction-induced fracturing rocks with implication for serpentinization. **Journal of Geophysical Research: Solid Earth**, v. 124, p. 5708-5733, 2019.

Submetido em 26 de agosto de 2025

Aceito para publicação em 3 de novembro de 2025