



## MARGEM EQUATORIAL: GUIANA E SURINAME FRENTE AO POTENCIAL BRASILEIRO

Yasmim de F. Santos Mateus (Engenharia de Petróleo/Labecopet/Poli/UFRJ)

Rosemarie Bröker Bone (Labecopet/Poli/UFRJ)

### Resumo

A Guiana teve sua primeira descoberta em 2015, com a estimativa de 11 bilhões de barris de óleo. O Suriname desde 1982 produz pequenas quantidades de óleo; porém com a produção da Guiana está sendo considerado um país promissor no setor petrolífero. A margem equatorial brasileira encontra-se nesta área e conta com cinco bacias: Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar. Apesar dos estudos apontarem grandes quantidades de óleo e gás natural, há entraves ambientais que precisam ser resolvidos para dar início a exploração e produção em águas profundas. A margem equatorial (ME) brasileira uma vez explorada poderá trazer a segurança energética de benefícios sociais com o crescimento econômico local e nacional proporcionado pela atividade no longo prazo. Diante desta dicotomia, o artigo tem como objetivo comparar os números referentes as reservas e produção da Guiana e Suriname com o atual status das reservas e exploração e produção da ME brasileira em águas rasas. O artigo é dividido em 3 seções principais, além da introdução e a conclusão. Na segunda seção se realiza o mapeamento da área da Margem Equatorial da Guiana e Suriname, com as suas respectivas bacias e campos. Na terceira seção são analisadas quantitativamente as reservas provadas, produção de óleo e gás e consumo de energia por país. Na quarta seção se apresenta o *status* da ME brasileira em relação a exploração e produção em águas rasas, enfatizando as rodadas de licitação de blocos nas bacias da ME brasileira, as reservas possíveis e a produção de hidrocarbonetos, com destaque para as bacias Foz do Amazonas e Pará-Maranhão. A metodologia utilizada é descritiva exploratória e o período de análise é de 1900 a 2027, tendo como principais fontes: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, ExxonMobil, Empresa de Pesquisa Energética – EPE, Ministério de Minas e Energia – MME e ABIS Energy. Conclui-se que diante da E&P na Guiana e Suriname, a margem equatorial brasileira torna-se promissora. Há, no entanto, uma dificuldade para a obtenção de licenças ambientais para perfurar na área em águas profundas e ultra-profundas. As bacias da Margem Equatorial já participaram de dez Rodadas de Licitação: R2, R3, R4, R5, R6, R7, R9, R11, R15

e R17. Foram ofertados 929 blocos e arrematados 106 deles. A 11a Rodada de Licitação foi a mais importante, sendo arrematados 45 blocos da margem equatorial dos 150 ofertados. As bacias Foz do Amazonas e Pará-Maranhão são as principais e se encontram no epicentro de discussões da possível exploração na ME brasileira. A bacia Pará-Maranhão foi ofertada nas 3a, 6a e 11a rodadas da ANP e tem previsões de conter de 20-30 bilhões de barris de óleo, ou seja, 50% dos recursos descobertos no pré-sal. Na bacia Foz do Amazonas, ocorreu a oferta de blocos nas 1°, 4°, 5°, 6°, 7° e 11° rodadas de licitação e pode conter 14 bilhões de barris de petróleo em reservas. Ambas as bacias não tiveram nenhuma exploração na parte de águas profundas de ME. Com a dificuldade de exploração e produção na região, o que se tem sobre as bacias são apenas estimativas feitas pelos órgãos competentes. Tanto a bacia de Foz do Amazonas e Pará-Maranhão não tem registro de produção, e o que foi comprovado de produção foi considerado não comercial. É importante frisar que todas as quantidades de petróleo obtido nas bacias são em águas rasas. Estudos vêm sendo realizados com o objetivo de verificar o potencial em águas profundas das bacias, devido ao sucesso em países vizinhos na mesma porção. O sucesso de países como Guiana e Suriname, não garante sucesso no Brasil, mas pode ser uma esperança para a indústria petrolífera nacional.

**Palavras-chaves:** Margem equatorial, Guiana, Suriname, Brasil, exploração e produção, hidrocarbonetos.

## 1. Introdução

Ao longo da última década há uma crescente preocupação com o futuro petrolífero brasileiro, devido à queda na produção na área do pós-sal e o pré-sal estar chegando ao seu pico (FURTADO, et al., 2024). Porém, novas descobertas estão ocorrendo na região Norte do país. Refere-se a Margem Equatorial (ME) brasileira, que surge como um novo pré-sal.

A exploração e produção (E&P) desta área está envolta de questionamentos sobre a segurança da E&P de óleo e gás natural, uma vez que se encontram em região considerada sensível.

O Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA tem realizado inúmeros estudos visando esclarecer sobre as possibilidades de desastre ambiental.

A ME brasileira está localizada nas regiões Norte e Nordeste do país e se estende por mais de 2.200 km ao longo da costa do Amapá até o Rio Grande do Norte. Ela passa pelos estados do Pará, Maranhão, Piauí e Ceará e engloba as bacias Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar (MARGEM EQUATORIAL BRASIL, 2024).

Pela proximidade com a Guiana, onde já foram descobertos mais de 11 bilhões de barris e a atividade possibilitou um crescimento do PIB de 62% em 2022 (MARGEM EQUATORIAL BRASIL, 2024), a ME brasileira se mostra como uma área com enorme potencial exploratório.

Suriname é um país iniciante na exportação e produção de óleo e gás natural, pois a exportação de ouro é a principal atividade do país. Tem produção majoritariamente *onshore*, operada pela estatal Staatsolie (ABIS ENERGY, 2022).

Em outubro de 2024, a TotalEnergies revelou um *Flame Ionization Detector* - FID<sup>1</sup> de 10,5 bilhões de dólares no projeto GranMorgu, que irá explorar as descobertas de petróleo nos campos de Sapakara e Krabdagu, com previsão do primeiro óleo para 2028. A estimativa é de 750 milhões de barris (THE ENERGY YEAR, 2023).

O Ministério de Minas e Energia (MME) aponta que a fronteira brasileira pode ter 10 bilhões de barris de petróleo recuperáveis, podendo gerar US\$ 56 bilhões em investimentos e uma arrecadação tributária de US\$ 200 bilhões (MME, 2023).

Diante das evidências de que o Brasil pode ter uma quantidade de reservas similar a encontrada na Guiana, o objetivo do artigo é mostrar o quantitativo da ME dos países vizinhos (Guiana e Suriname) e do atual *status* da ME brasileira em águas rasas de forma comparativa. Para atingir esse objetivo, o artigo será dividido em três seções principais, além da introdução e a conclusão. Na segunda seção, será realizado o mapeamento da área da Margem Equatorial da Guiana e Suriname, com as suas respectivas bacias e campos. Na terceira seção será feita uma análise do quantitativo de reservas provadas, produção de óleo e gás e consumo de energia por país. Na quarta seção será apresentado o *status* da ME brasileira em relação a exploração e produção em águas rasas, enfatizando as rodadas de licitação de blocos nas bacias Foz do Amazonas e Pará-Maranhão, as reservas provadas e a produção de hidrocarbonetos. A metodologia será descritiva exploratória, tendo com as principais fontes: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, ExxonMobil, Empresa de Pesquisa Energética – EPE, Ministério de Minas e Energia – MME e ABIS *Energy*.

## **2. Mapeamento da Margem Equatorial da Guiana e Suriname**

O objetivo desta seção é mapear o potencial petrolífero da Guiana e Suriname, uma vez que a fronteira com a região Norte do Brasil vem despertando forte interesse em pesquisas geológicas para fins de exploração e produção de hidrocarbonetos. Serão estudados os quantitativos de reservas provadas e produção das bacias e campos dos respectivos países vizinhos visando fixar um padrão de referência para o Brasil. A Guiana Francesa não estará presente nesta análise já que não há produção de petróleo no país (PUBLICA, 2023).

### *2.1. Guiana*

A Guiana é um país que faz fronteira com o Suriname a leste, com a Venezuela a oeste e com o Brasil ao sul. Este país tem apresentado um grande crescimento econômico desde 2020, média de 42,3% nos últimos três anos, devido a exploração de óleo e gás natural (WORLD BANK, 2024; U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION - EIA, 2024). A figura 1 mostra o mapa da Guiana.

---

<sup>1</sup> Detector de Ionização de Chama: pode ser utilizado para monitorar a qualidade do ar em áreas próximas a refinarias e plataformas de petróleo, detectar vazamentos em tubulações e tanques de armazenamento, e monitorar a qualidade do combustível produzido nas refinarias.

**Figura 1: Mapa dos limites fronteiriços da Guiana, 2024**



Fonte: ExxonMobil, 2024.

As empresas pioneiras na exploração e produção (E&P) foram Mobil, Total, Guyana Exploration e Brake Horse Power – BHP, que serão apresentadas a seguir (INTER-AMERICAN DEVELOPMENT BANK - IADB, 2020).

Em 1900, a empresa Total perfurou o poço *offshore* Arapaima-1; no entanto, se apresentou inviável comercialmente à época. A exploração efetiva na Guiana ocorreu no final de 1950, com o ápice dez anos depois e posterior queda na década de 1970 (IADB, 2020).

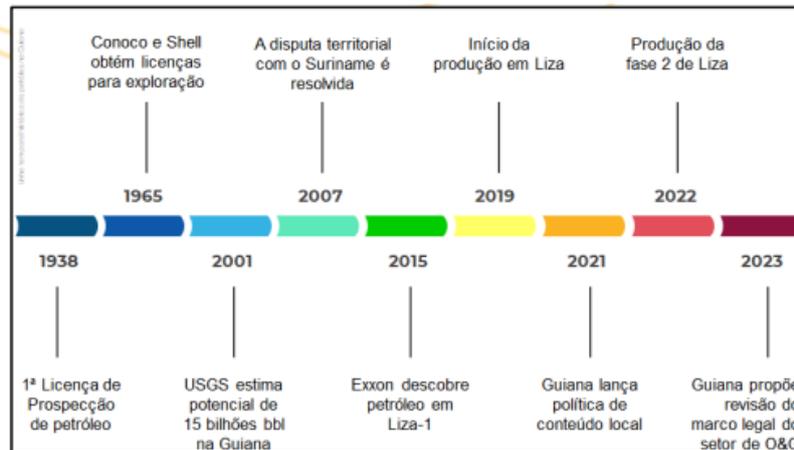
Nos anos 2000, a empresa CGX Energy tentou perfurar um poço no chamado *Eagle prospect*<sup>2</sup>; entretanto, uma disputa judicial na corte internacional foi iniciada contra o Suriname, alegando que o referido poço estava em seu território. Independentemente do embate, o poço era comercialmente inviável (IADB, 2020).

Em 2008, a subsidiária da ExxonMobil, *Esso Exploration and Production Guyana Limited* (EEPGL), iniciou a exploração *offshore* no país. O resultado foi a primeira grande descoberta comercial em 2015, conhecido como campo de Liza (IADB, 2020). A figura 2 mostra a linha do tempo da exploração de hidrocarbonetos na Guiana.

**Figura 2: Linha do tempo da exploração na Guiana, 1938-2023**

---

<sup>2</sup> Refere-se a uma formação geológica específica ou área que está sendo explorada para petróleo e gás. No contexto da formação de xisto Eagle Ford, o prospecto Eagle é uma das janelas de hidrocarbonetos nas quais os operadores podem concentrar seus investimentos em perfuração



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2023.

A Guiana tem duas principais províncias de petróleo: bacia Guiana, que é parte da bacia Guiana-Suriname e bacia do Tacutu (IADB, 2020).

Em 2010, a descoberta de petróleo na fronteira da Guiana com a Venezuela iniciou uma disputa territorial, o que fez com que o Acordo de Genebra de 1966 fosse acionado.

Em 2015, a Venezuela reivindicou a soberania de 70% do território da Guiana, conflito denominado “Guiana Essequiba” ou “Território Essequibo”. A região reivindicada encontra-se entre o Rio Cuyúni e o Rio Essequibo, em uma área de 159.500 Km<sup>2</sup> (INSIGHTS, 2025).

A disputa foi levada a Corte Internacional de Justiça em 2018; mas, não há indicações de solução até a data do fechamento deste artigo (EPE, 2023). A figura 3 mostra a área sob conflito territorial.

**Figura 3: Mapa Político da Disputa Territorial entre Guiana e Venezuela**



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2023.

A área disputada contempla a Zona Econômica Exclusiva (ZEE), a área terrestre da Guiana e parte do mar do Suriname.

A Guiana possui 14 operadoras ativas, são elas: Anadarko Petroleum Corporation; CGX; EcoAtlantic; ExxonMobil; Frontera Energy Corporation (FEC); Hess; JHI Associates, Inc; NABI/KCL Oilfield Construction Services Guyana (JV); On Energy; Qatar Petroleum; Ratio Petroleum; Repsol; Total e Tullow oil (MINISTÉRIO DOS RECURSOS NATURAIS DA GUIANA, 2025).

No período de 2020 a 2023, a Guiana teve uma média anual de 98.000 barris por dia (bpd), tornando-se o terceiro país produtor com crescimento mais rápido fora da Organização dos Países Exportadores de Petróleo - OPEP (EIA, 2024).

Todos os contratos petrolíferos no país são cobertos pelo Acordo de Partilha de Produção (APP/PSA). Nesse regime contratual, há uma divisão 50:50 para o país e a empresa exploradora. Com essa divisão, a Guiana recebe efetivamente 12,5% da receita gerada pelo petróleo produzido e vendido, além dos *royalties* de 2% (ASSOCIAÇÃO DOS ENGENHEIROS DA PETROBRAS – AEPET, 2023).

Em 2024, a Guiana modificou o modelo APP/PSA, que passou a oferecer um maior retorno financeiro ao país. No novo modelo, os *royalties* são de 10%, mas os acordos já firmados de APP /PSA não foram alterados (OIL NOW, 2024b).

A estimativa é de que o país tenha 11 bilhões de barris equivalentes de petróleo em recursos recuperáveis. Isso significa que são tecnicamente recuperáveis, quando a produção de óleo e gás natural pode ser realizada com a tecnologia e as práticas industriais disponíveis no momento (EIA, 2024).

A seguir serão detalhadas as duas bacias sedimentares da Guiana: bacia Guiana e bacia Tacutu.

### 2.1.1. Bacia Guiana

A bacia Guiana é parte da bacia Guiana-Suriname. É uma bacia sedimentar do período geológico cretáceo e está localizada na costa nordeste da América do Sul e se estende pela costa da Guiana, Suriname e Guiana Francesa. Tem aproximadamente 120.000 Km<sup>2</sup> (IADB, 2020).

A bacia recebeu a estimativa do *United States Geological Survey (USGS)* de 13,6 bilhões de barris de óleo e 32 trilhões de pés cúbicos de gás na década de 2000 (IADB, 2020). Adicionalmente, o USGS identificou a bacia Guiana-Suriname como a segunda maior em potencial de recurso dentre as bacias inexploradas do mundo (USGS, 2012).

A bacia Guiana tem nove blocos de petróleo, sendo seis em exploração. Desses blocos, três apresentaram significativas descobertas nos últimos cinco anos (2015-2020), com o consórcio



O projeto Payara é desenvolvido pela FPSO *Prosperity* e teve início em 2023 com o investimento de US\$ 9 bilhões. É considerado uma versão mais aprimorada do Projeto Liza (EXXONMOBIL GUYANA, 2023) e as descobertas deste projeto ocorreram nos poços Fangtooth SE-1, Lancetfish-1 e Lancetfish-2.

Há outros três projetos em desenvolvimento: Yellowtail, Uaru e Whiptail. Com esses projetos, o país tem a possibilidade de se tornar o segundo maior produtor de petróleo bruto da América do Sul e Central, atrás somente do Brasil (EIA, 2024).

O projeto Yellowtail tem previsão de início para 2025, com a FPSO *One Guyana* e um investimento de US\$ 10 bilhões. Sua capacidade de produção prevista será de 250 mil barris por dia e a infraestrutura é considerada pioneira na Guiana, mas com testes preliminares em Trindade e Tobago (EXXONMOBIL GUYANA, 2023).

O projeto Uaru, por sua vez, contará com a FPSO *Errea Wittu* e início previsto para 2026. O projeto terá um investimento inicial de US\$ 12,7 bilhões e uma capacidade estimada igual a FPSO *One Guyana* (EXXONMOBIL GUYANA, 2023). Por fim, o projeto Whiptail terá a FPSO *Jaguar* e um investimento inicial similar ao da FPSO *Errea Wittu* e início previsto em 2027 (EXXONMOBIL GUYANA, 2023).

A tabela 1 representa um resumo dos projetos e a respectiva quantidade de poços realizados e a serem realizados.

**Tabela1: Projetos do bloco Stabroek, 2020-2027**

PROJETO	FPSO	CAPACIDADE ÓLEO (MLB/D)	CAPACIDADE GN (MM M <sup>3</sup> /D)	INÍCIO PRODUÇÃO	POÇOS TOTALS
Liza 1	Liza Destiny	120	4,8	2020	17
Liza 2	Liza Unity	220	11,3	2022	30
Payara	Prosperity	220	11,3	2024	41
Yellowtail	One Guyana	250	12,7	2025	51
Uaru	Errea Wittu	250	15,3	2026	44
Longtail	Whiptail	220-275	11,3-18,1	2027	40-65

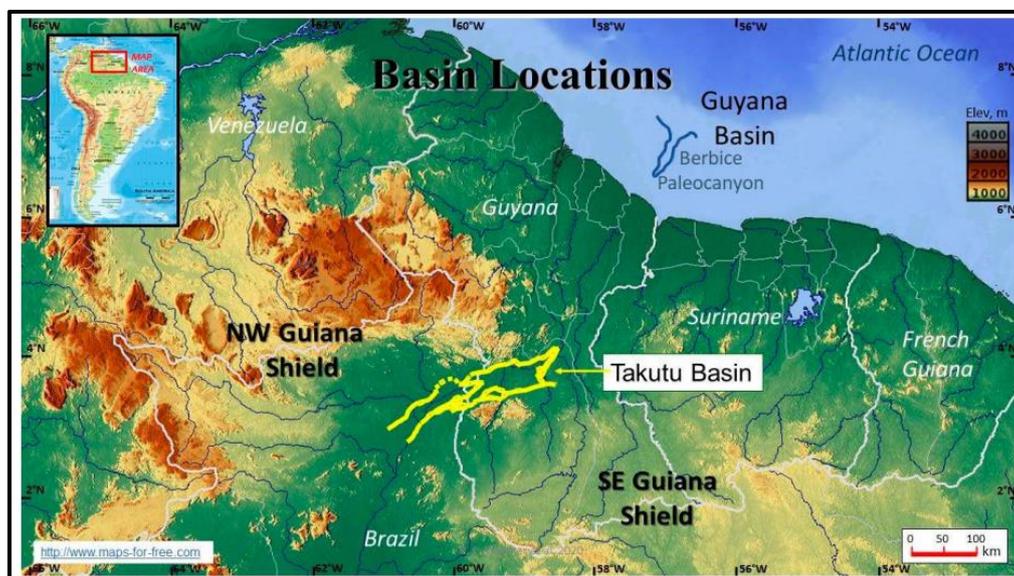
Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2023.

Os dados da tabela 1 mostram que as maiores quantidades previstas de óleo e gás natural estão nos projetos Yellowtail e Uaru, que juntos detém o maior número de poços e capacidade de óleo.

### 2.1.2. *Bacia Tacutu*

A bacia Tacutu é *onshore*, se encontra no centro-sul da Guiana e na parte norte do Brasil. É um *rift intracratônico* que separa a Guiana em duas províncias geológicas: norte e sul (AAPG, 2024). A figura 5 mostra a localização da bacia Tacutu.

Figura 5: Localização da Bacia Tacutu



Fonte: AAPG, 2024.

A bacia Tacutu é praticamente inexplorada. Possui seis explorações usando sísmicas 2D entre 1981 e 1993 realizadas pelas empresas Petrobras, Home Oil Company e Hunt Oil Company, que não resultaram em descobertas comerciais (IADB, 2020; AAPG, 2024). Em 1982, no poço Karanambo-1 foi encontrado óleo; porém, não foi desenvolvido (IADB, 2020).

## 2.2. Suriname

O Suriname é o menor país independente na América do Sul. Está situado entre a Guiana Francesa a leste e a Guiana a oeste (ABIS ENERGY, 2022).

Conforme *The Energy Year* (2023), o Suriname emergiu recentemente como um dos países mais promissores na exploração e produção de óleo e gás natural. A figura 6 mostra o mapa do Suriname e seus limites fronteiriços.

Figura 6: Mapa do Suriname



Fonte: Britannica, 2024.

A bacia Guiana-Suriname está localizada em dois países: Guiana e Suriname. A principal rocha geradora que alimenta o sistema petrolífero na bacia do Suriname é conhecida como formação *Albo-Cenomano-Turonian Canje*. É considerada uma importante formação global na parte Equatorial e Margens do Atlântico Sul, por isso a sua relevância no atual momento do setor petrolífero da região (ABIS ENERGY, 2022). Enquanto a bacia Guiana-Suriname é reconhecida por ter grandes volumes de produção de óleo e gás natural, o Suriname produz volume inexpressivo de óleo em campos *onshore* desde 1982 (ABIS ENERGY, 2022).

O primeiro campo *onshore* na bacia Guiana-Suriname foi descoberto em 1968 e denominado Tambaredjo. Em 1965, teve-se a descoberta acidental do campo Calcutta, dado que se realizava uma perfuração para encontrar água em um pátio de escola (ABIS ENERGY, 2022).

Em 2002, o campo Tambaredjo Noroeste, uma extensão do campo Tambaredjo, foi descoberto e a produção foi iniciada em 2010. Todos os três campos estão em terra e em produção (ABIS ENERGY, 2022).

No Suriname, há uma fragmentação da exploração de óleo e gás natural, devido a um número maior de blocos e empresas (ABIS ENERGY, 2022).

Entre 2020 e 2021, foi registrado no Suriname um total de cinco descobertas consecutivas, que sugerem que os benefícios da Guiana foram estendidos até o país (ABIS ENERGY, 2022), são eles:

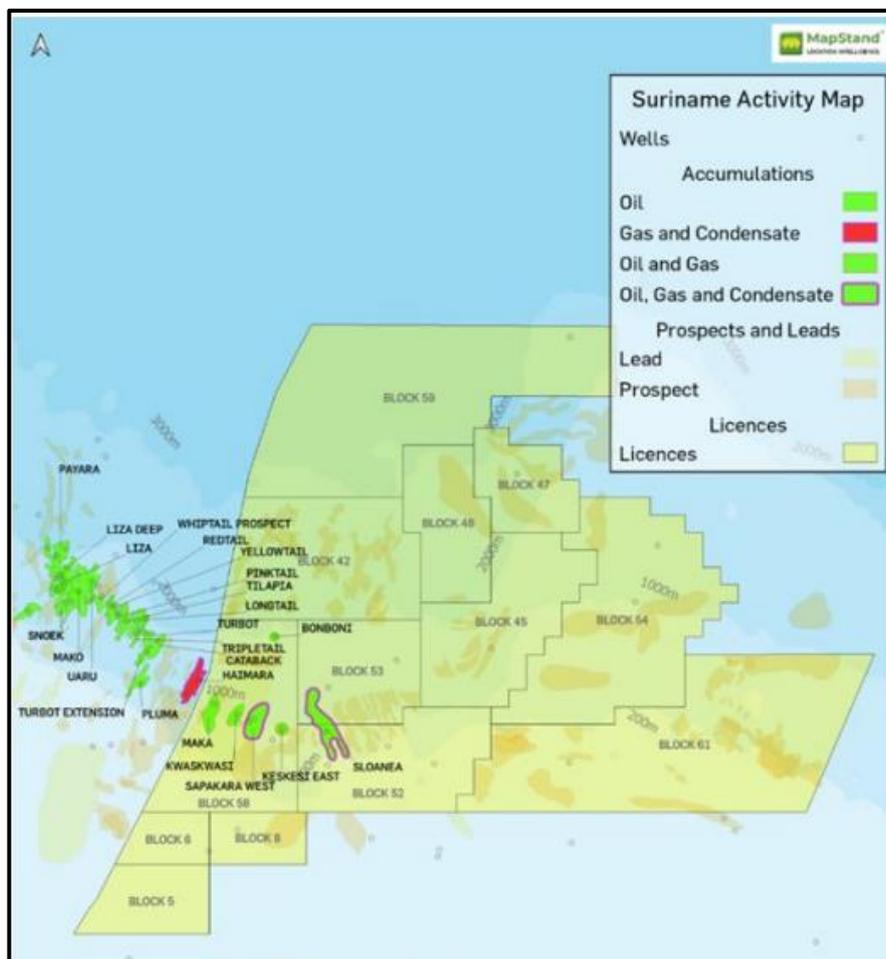
- A) janeiro de 2020: *Maka Central*;
- B) abril de 2020: *Sapakara West*;
- C) julho de 2020: *Kwaskwasi*;
- D) dezembro de 2020: *Sloanea*;
- E) janeiro de 2021: *Keskesi East*.

Em 2023, a produção de óleo realizada pela estatal Staatsolie's *Onshore Developments* foi de 17.000 barris de óleo por dia (bopd). A *Staatsolie*, fundada em 1980, explora, perfura, produz, refina, comercializa, vende e transporta o petróleo no país e outros produtos que são refinados a partir dele, além da geração de energia. Possui três campos *onshore* de óleo (dois desses abandonados) e não tem interesse direto em blocos *offshore* até o momento (ABIS ENERGY, 2022; THE ENERGY YEAR, 2023).

Em 2019 e 2020, as empresas APA Corporation, TotalEnergies, Petronas, Tullow e Kosmos atuaram em descobertas *offshore* no país (THE ENERGY YEAR, 2023). Por isso, o Suriname tem dado atenção às descobertas realizadas na Guiana, em especial, no bloco Stabroek com o projeto Liza.

A figura 7 apresenta os blocos exploratórios no Suriname.

Figura 7: Mapa dos blocos exploratórios no Suriname



Fonte: ABIS Energy, 2022.

Em 2021, a Total Energies assumiu a função de operadora do bloco 58 no lugar da Apache, no consórcio com a Petronas e ExxonMobil. O bloco 58 é considerado o principal do país, dado

que 4 das 5 descobertas ocorreram nele nos últimos anos. As descobertas em série foram chamadas de *Golden Lane of Oil* (ABIS ENERGY, 2022).

No país, duas petroleiras se destacam: Petronas e Shell. Petronas é ativa no bloco 48 e no bloco 52, onde opera dois poços e já realizou descoberta comercial. No bloco 52, por sua vez, está consorciada com a ExxonMobil. No bloco 53, está consorciada com a Cepsa tendo a Apache como operadora (ABIS ENERGY, 2022).

Em 2018, os blocos 42 e 45 tiveram dois poços perfurados com sucesso pela Kosmos. A Shell começou a sua participação na exploração e produção no Suriname em dezembro de 2020, quando adquiriu os referidos blocos da Kosmos, se tornando operadora no consórcio com a Chevron e Hess.

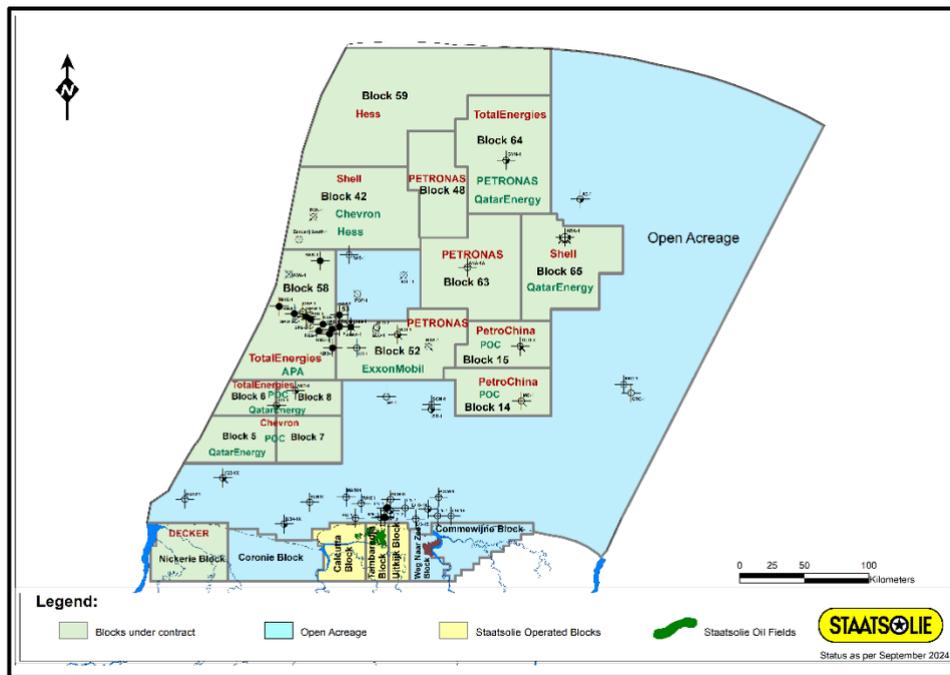
A empresa Tullow opera os blocos 47, 54 e 62 em consórcio com a Equinor, Pluspetrol, Ratio e Noble. Em 2017 e 2021 perfurou dois poços: um no bloco 47 e outro no 54, ambos sem sucesso. No 47 foi apontado uma quantidade não comercial de óleo (TULLOW OIL, 2021); o 54, não tem uma boa rocha reservatório (TULLOW OIL, 2017; ABIS ENERGY, 2022).

A ExxonMobil adquiriu o bloco 59 em águas profundas em 2017 em consórcio com a Hess e Equinor.

Todos os contratos petrolíferos obedecem ao modelo Contrato de Partilha de Produto (CPP). Essa modalidade contratual significa que o país concede a execução das atividades de exploração e produção à petroleira. Caso a operação seja bem-sucedida, a empresa pode usar a compensação financeira do petróleo que extraiu para recuperar despesas operacionais e de capital, conhecido como custo em óleo. O capital financeiro restante é conhecido como lucro em óleo, que é dividido entre o país e a empresa (STAATSOLIE, 2025).

A figura 8 apresenta os blocos que estão em CPP no Suriname.

**Figura 8: Blocos Offshore e Onshore sob o CPP no Suriname**



Fonte: Staatsolie Map, 2024.

Há 16 CPP vigentes no Suriname, sendo 15 *offshore* e 1 *onshore* (STAATSOLIE, 2025).

Abaixo estão os blocos com CPP vigentes, o operador e os consorciados, respectivamente (STAATSOLIE HYDROCARBON INSTITUTE, 2025).

- A) *Bloco 5* - Chevron Suriname Exploration Limited; Paradise Oil Company N.V. (Staatsolie) e QatarEnergy International E&P LLC.;
- B) *Bloco 6* - TotalEnergies EP Suriname B.V.; Qatar Energy International E&P LLC e Paradise Oil Company N.V. (Staatsolie);
- C) *Bloco 7* - Chevron Suriname Exploration Limited; Paradise Oil Company N.V. (Staatsolie);
- D) *Bloco 8* - TotalEnergies EP Suriname B.V.; Qatar Energy International E&P LLC e Paradise Oil Company N.V. (Staatsolie);
- E) *Bloco 14* – PetroChina Investment Suriname B.V; Paradise Oil Company N.V. (Staatsolie);
- F) *Bloco 15* - PetroChina Investment Suriname B.V; Paradise Oil Company N.V. (Staatsolie);
- G) *Bloco 42* - KE Suriname B.V. (Shell); Hess Suriname Exploration Limited e Chevron Suriname Exploration Limited.;
- H) *Bloco 48* - Petronas Suriname E&P B.V.;
- I) *Bloco 52* - Petronas Suriname E&P B.V.; ExxonMobil Exploration and Production Suriname B.V.;

J) *Bloco 53* - APA Suriname Corporation LDC; Cepsa Suriname S.L. e Petronas Suriname E&P BV;

K) *Bloco 58* - Total E&P Suriname B.V; APA Suriname 58 Corporation LDC.;

L) *Bloco 59* - Hess (Suriname II) Exploration Limited.;

M) *Bloco 63* - Petronas Suriname E&P B.V.;

N) *Bloco 64* - TotalEnergies EP Suriname B.V.; Petronas Suriname E&P B.V e QatarEnergy International E&P LLC.;

O) *Bloco 65* - BG International Limited (Shell); QatarEnergy International E&P LLC.;

P) Nickerie (*onshore*) - Decker Petroleum and Marketing Co. Limited.

No final de 2019 foi perfurado o poço Maka Central-1 no bloco 58 pelo navio-sonda Sam Croft operado pela empresa Apache. O objetivo da perfuração foi chegar a uma estrutura chamada de *Intervalos estratigráficos do Cretáceo-Superior, Campanian e Santonian* (ABIS ENERGY, 2022).

A perfuração foi um sucesso e considerada uma das mais importantes descobertas realizadas no Suriname (ABIS ENERGY, 2022). As informações retiradas do poço mostraram que o sistema petrolífero do Suriname é similar ao da bacia Guiana.

A descoberta na Maka Central-1 trouxe outras descobertas de campos: a) Sapakara West, Kwaskwasi, Keskesi East no bloco 58 operado pela TotalEnergies e b) Sloanea do bloco 52, operado pela Petronas (ABIS ENERGY, 2022).

A tabela 2 mostra as principais descobertas no Suriname de 2000 a 2021.

**Tabela 2: Principais Descobertas no Suriname, 2000-2021**

Descobertas na exploração ao longo do tempo em Suriname									
Ano	Área	Bloco	Operador	Parceiro	Data efetiva de PSC	Status de PSC	Poços (Nomeclatura)	Poços perfurados	Data de término
2000	Onshore	Wayambo	Koch Exploration International B.V.		15/03/2000	Abandonado			
2004	Offshore	30	Repsol Exploracion, S.A		24/02/2004	Abandonado	WT-1	West Tapir-1	16/04/2008
2005	Offshore	32	Occidental of Suriname LLC		25/10/2005	Abandonado			
2007	Onshore	Uitkijk	Paradise Oil Company N.V	Hardman Oil and Gas PTY Ltd	23/07/2007	Operado pela empresa Staatsolie			
2011	Offshore	45	Kosmo's Energy Suriname	Chevron Suriname Exploration Limited	13/12/2011	Abandonado	ANA-A(A)	Anapai-1(A)	05/04/2018
2013	Offshore	52	Petronas Suriname E&P B.V	ExxonMobil Exploration e Production Suriname B.V	26/04/2013	Ativo	RS-1X SLO-1	Roselle-1 Sloanea-1	09/05/2016 08/10/2020
2015	Offshore	58	Total E&P Suriname B.V	Apache Suriname 58 Corporation LDC	01/07/2015	Ativo	MKC-1 SPW-1 KWA-1 KEE-1 SPW-2 SPS-1 KES-1	Maka Central-1 Sapakara West -1 Kwaskwasi-1 Keskesi East-1 Sapakara West-2 Sapakara South-1 Keskesi South-2	24/09/2019 07/01/2020 19/04/2020 14/09/2020 08/02/2021 23/03/2021 02/06/2021
2021	Offshore	Bloco 5	Chevron Suriname Exploration Limited	Paradise Oil Company N.V	13/10/2021	Ativo			

Fonte: Elaboração do autor com base em ABIS Energy, 2022.

Nota: \*PSC - *Production sharing contract*; em português: Contrato de Partilha de Produto - CPP.

A tabela 3 apresenta as sete descobertas no bloco 58 operado pela TotalEnergies.

**Tabela 3: Descobertas no Bloco 58 no Suriname, 2020-2021**

Exploração no bloco 58 em Suriname		
Anunciado	Descoberta	Navio-sonda
jan/21	Keskesi East	Noble Sam Croft
jul/20	Kwaskwasi	Noble Sam Croft
abr/20	Sapakara West	Noble Sam Croft
jan/20	Maka Central	Noble Sam Croft
nov/21	Bonboni (sub-comercial)	Maersk Valiant
dec/20	Sloanea	Maersk Developer
set/21	Keskesi South	

Fonte: Elaboração do autor com base em ABIS Energy, 2022/APA Corporation, 2021.

Nota: O poço Keskesi South foi considerado não comercial e o poço foi abandonado (APA CORPORATION, 2021).

A exploração do setor petrolífero do Suriname foi marcada por sucessos e insucessos. Exemplos de insucessos (ABIS ENERGY, 2022):

A) bloco 47, poço Goliathberg-Voltzberg North-1, operadora Tullow;

B) bloco 54, poço Araku-1, operadora Tullow;

C) bloco 42, poço Pontoenoe-1, operadora Kosmos (agora Shell);

D) bloco 45, poço Anapai-1, operadora Kosmos;

E) bloco 53, poços Kolibrie-1 e Popokai-1, operadora Apache;

F) poço Kolibrie-1, navio-sonda o Noble Bob Douglas;

G) poço Popokai-1, navio Stena DrillMAX.

A seção 3 visa identificar e quantificar as reservas provadas e a produção da Guiana e Suriname.

### **3. Reservas Provadas, Produção e Consumo da Guiana e Suriname**

O objetivo desta seção será realizar uma análise do quantitativo de reservas provadas, de produção de hidrocarbonetos e consumo de energia de cada país. Com isso, será possível verificar a evolução do setor petrolífero ao longo dos anos.

#### *3.1. Guiana*

##### ***3.1.1. Reservas Provadas***

A análise para a Guiana será iniciada em 2015, quando ocorreu a primeira grande descoberta de petróleo, até o último dado público, quando do fechamento do artigo.

A Guiana encontra-se no sexto lugar no *ranking* de reservas (2020), com 8 bilhões de barris. Na figura 9 constam os 10 países com as maiores reservas provadas de óleo das Américas (Norte, Sul, Central e Caribe) em 2020.

**Figura 9: Dez Países Americanos com as Maiores Reservas Provadas de Óleo, 2020**

<b>Países americanos com as maiores reservas provadas de óleo em 2020.</b>		
	<b>Países</b>	<b>Bilhões de barris (aproximadamente)</b>
1	Venezuela	303
2	Canadá	168
3	EUA	47
4	Brasil	13
5	Equador	8
6	Guiana	8
7	México	7
8	Argentina	2
9	Colômbia	2
10	Perú	0.5

Fonte: Padula, R. et al, 2023.

Em janeiro de 2024, nove anos depois da importante descoberta de 2015, as reservas de petróleo já totalizavam 11 bilhões de barris. Esse quantitativo representa, aproximadamente, 84% das reservas de petróleo do Brasil (PODER 360, 2023a). Para o gás natural, as reservas provadas foram estimadas em 16 trilhões de pés cúbicos (EIA, 2024).

### **3.1.2. Produção**

A produção de óleo da Guiana se deve em parte ao campo de petróleo Liza Fase 1, que extraiu 24,9% do total de reservas recuperáveis e com o primeiro pico de produção em 2021 (EIA, 2024).

Em 2015, quando da descoberta de óleo, houve a promessa de alavancar a economia a partir da produção de US\$ 7,5 bilhões até 2040. Isso tornaria o país o quarto maior produtor de petróleo *offshore* do mundo (HARVARD INTERNATIONAL REVIEW, 2023).

O país, no entanto, iniciou a extração de óleo em 2019 e, em dezembro do mesmo ano, ultrapassou 15 mil barris por dia (b/d).

Em 2019, no início de sua produção, o país ocupava o 102º lugar dentre os maiores produtores de petróleo no mundo, com uma produção de 1,3 mil barris por dia. Em 2020, registrou um salto na produção, passando para 75 mil barris por dia e ocupando o 55º lugar no *ranking* (PADULA, R. et al, 2023; EIA, 2023). Em 2021, com uma produção de 117 mil barris por dia, ficou em 44º lugar e em 2022 e 2023, alcançou o 32º lugar, quando passou de 290 mil barris por dia em 2022 para 391 mil barris por dia em 2023 (EIA, 2023).

A Guiana produz três tipos diferentes de petróleo bruto: Liza – com um grau API de 32° e 0,58% teor de enxofre, considerado um petróleo bruto médio-doce; Unity Gold – grau API de 35,3° e 0,53% de teor de enxofre, mais leve e doce que o Liza; Payara – grau API de 28° e teor de enxofre de 0,58% (EIA, 2023).

O FPSO Liza Destiny possui uma capacidade de produção de 120 mil barris por dia (b/d) e de armazenamento de 1,6 milhões de barris; FPSO Liza Unity possui uma capacidade de produção de 220 mil b/d e em 2024 produziu mais de 250 mil b/d; FPSO Prosperity tem uma capacidade de produção de 220 mil b/d. Com a adição do campo de Payara, a capacidade total de produção da Guiana aumentou para 620 mil b/d (EIA, 2023; WORLD OIL, 2024).

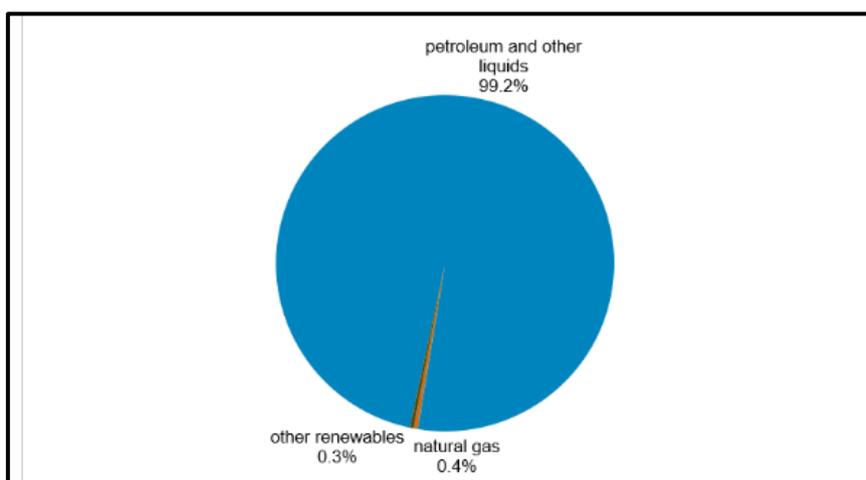
Em janeiro de 2024, a produção do país foi de 630 mil barris por dia, um aumento de aproximadamente 61,1% em relação a janeiro de 2023, que produziu 391 mil barris por dia. Em fevereiro do mesmo ano, cerca de 30% da produção diária do país esteve a cargo do campo Liza Fase 1 e o campo de Payara, no mesmo período, representou 8% da produção no país (EIA, 2023).

A previsão é de que a produção alcance 1,3 milhão de barris por dia (b/d) de petróleo bruto em 2027 (EIA, 2023).

### 3.1.3 Consumo

O consumo de energia na Guiana tem como fonte os combustíveis fósseis. Na figura 10 tem-se o tipo de energia consumida em 2022.

Figura 10: Consumo de Energia por Tipo de Combustível na Guiana, 2022 (% de consumo sobre o total)

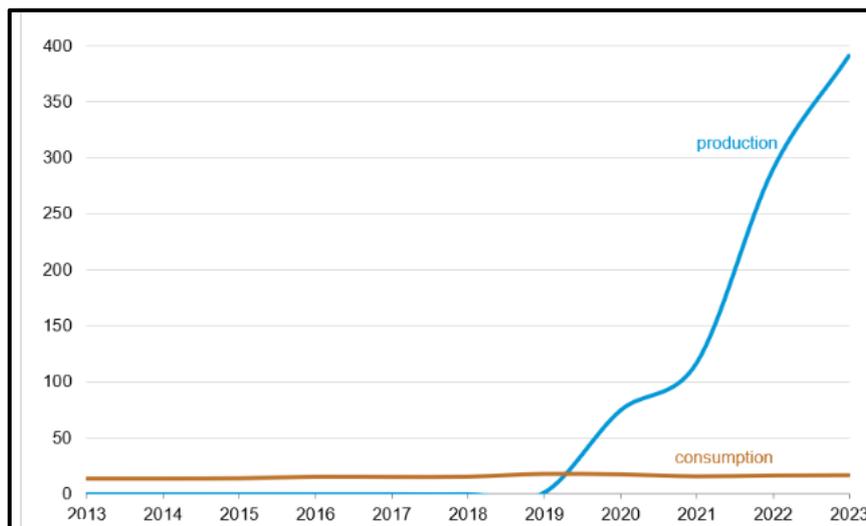


Fonte: EIA, 2022.

O petróleo e outros combustíveis representaram 99,2% do total em 2022. Há uma pequena participação do gás natural de 0,4% e outros renováveis (madeira e resíduos de cana-de-açúcar) com 0,3%. Portanto, a importância do petróleo para o país é inegável (EIA, 2023).

A figura 11 mostra o período de 2013 a 2023 para a produção e consumo de petróleo e outros líquidos.

**Figura 11: Produção e Consumo de Petróleo e Outros Líquidos, 2013-2023 (milhares de barris por dia)**



Fonte: EIA, 2022.

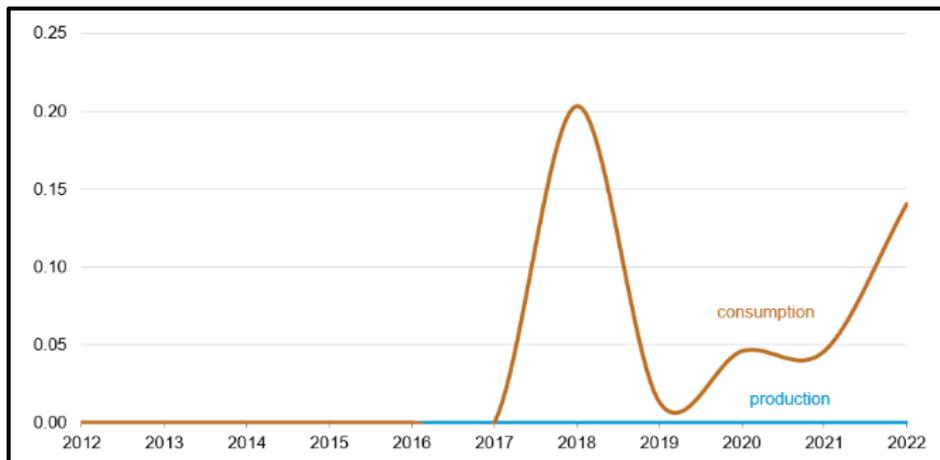
Conforme a figura 10, o consumo de petróleo e outros líquidos representou 99,2% em 2022. Na figura 11 percebe-se que a produção é infinitamente maior do que o consumo, principalmente após 2019. Porém, apesar da expressiva produção de óleo, o país não tem capacidade de refino, o que o faz depender de combustíveis importados (EIA, 2023).

Por conta da produção de petróleo muito acima do consumo, a Guiana exportou 135 milhões de barris em 2023, um aumento de 82% de 2021 a 2023. Os principais destinos das exportações foram: Estados Unidos (26%), Holanda (21%) e Alemanha (11%) (EIA, 2023).

No mesmo período, a falta de refinarias fez com que o país importasse 3,9 milhões de barris de derivados, a maioria dos EUA (EIA, 2023).

A figura 12 apresenta a produção e consumo de gás natural para o período de 2012-2022.

**Figura 12: Produção e Consumo de Gás Natural na Guiana, 2012-2022**



Fonte: EIA, 2022.

De maneira inversa da produção e consumo de petróleo, o gás natural tem uma produção nula e um consumo com fortes oscilações, principalmente após 2017.

A subseção 3.2 contará com os quantitativos de reservas provadas, produção de hidrocarbonetos e consumo de energia do Suriname.

### 3.2. Suriname

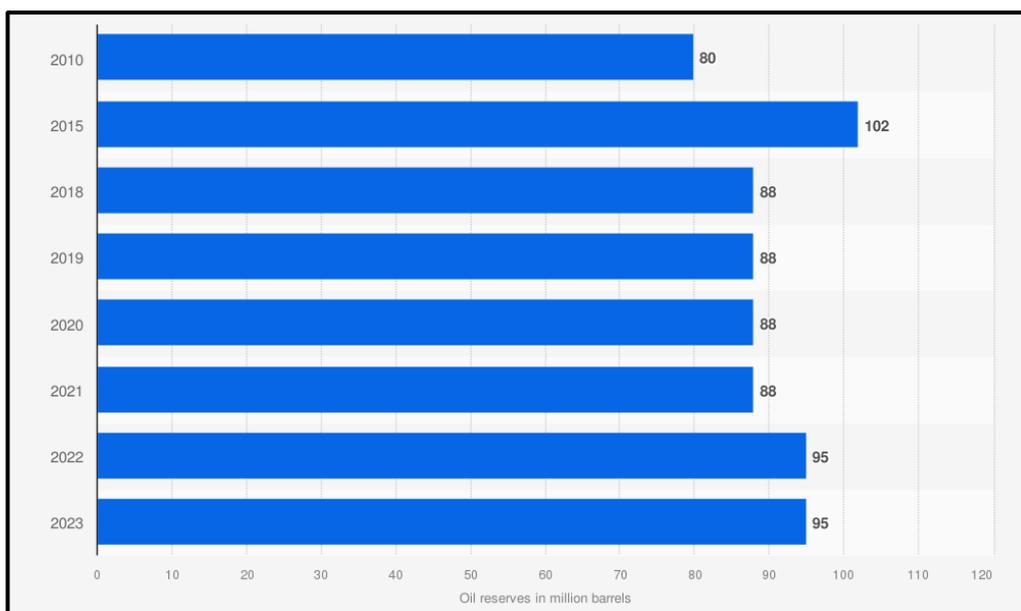
#### 3.2.1. Reservas Provadas

A primeira descoberta de hidrocarbonetos no país foi em 2020 e, em 2023, a extração registrou 4 bilhões de barris, cerca de 27% da reserva brasileira (PODER 360, 2023b). Este quantitativo representa 50% do petróleo e gás natural descobertos no mundo no ano de 2020 (EXAME, 2021).

Em 2024, o país detinha cerca de 12,5 trilhões de pés cúbicos em reservas de gás natural (OIL PRICE, 2024a).

A figura 13 apresenta o crescimento nas reservas provadas de óleo no Suriname de 2010 a 2023.

**Figura 13: Reservas Provadas de Óleo Cru no Suriname, 2010–2023 (em milhões de barris)**



Fonte: Statista, 2024.

Em 2015, as reservas provadas de óleo chegaram a 102 milhões de barris. Já no período de 2018 a 2021, as reservas ficaram estagnadas em 88 milhões de barris. Em 2022, as reservas aumentaram 7 milhões de barris, chegando a 95 milhões de barris, que se repetiu em 2023. Há uma desaceleração evidente que precisa ser revertida com novos investimentos.

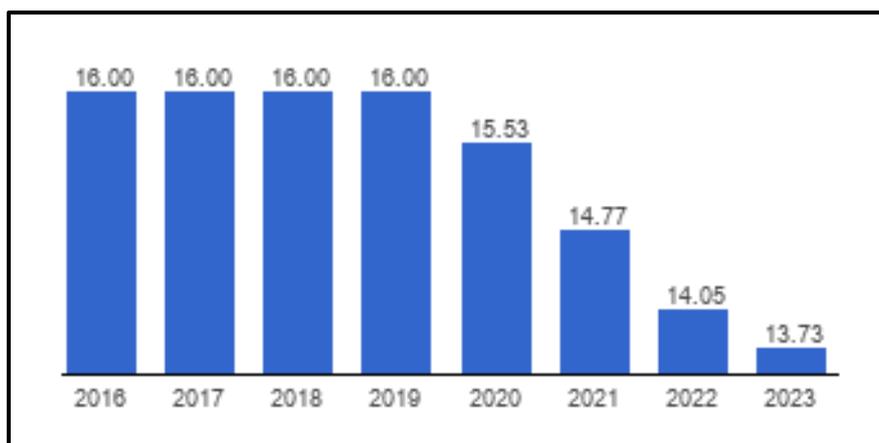
### 3.2.2. Produção

Desde 1985, há registros de produção de petróleo, porém em quantidades muito baixas, ou seja, 1000 barris por dia (b/d).

Em 2019, a produção registrou 16 mil barris por dia (b/d) e em 2020, em 15 mil barris por dia. Em 2021 e 2022, passou para 14 mil barris por dia (b/d) e em 2023 para 13 mil barris por dia (EIA, 2023).

A figura 14 mostra as sucessivas quedas da produção de petróleo de 2016 a 2023.

**Figura 14: Produção de Petróleo do Suriname, 2016-2023 (mil barris por dia)**



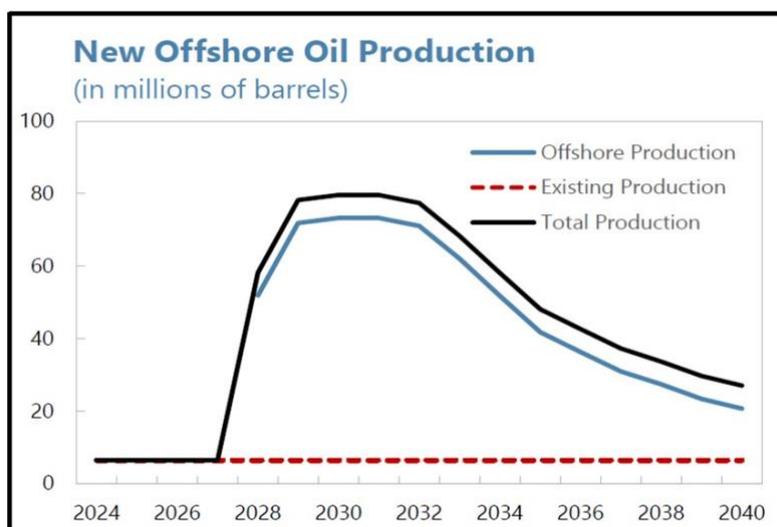
Fonte: The Global Economy, 2023.

No período de 2016-2019, a produção de petróleo ficou em 16 mil barris por dia. A partir de 2020, começa a queda na produção. Em 2023, a produção chegou a 13,73 mil barris por dia. Em 2019, comparando a posição do país em um *ranking* mundial de produção de petróleo, o Suriname aparece em 85º lugar. Em 2023, em 88º lugar.

Verifica-se uma correlação positiva com as reservas provadas, que também vêm registrando quedas nos últimos anos.

A figura 15 mostra uma previsão da produção de petróleo no Suriname de 2024 a 2040.

**Figura 15: Produção Prevista de Óleo Offshore do Suriname, 2024-2040 (em milhões de barris)**



Fonte: BNamericas, 2024.

É esperado que a produção de petróleo bruto no Suriname alcance o pico de 75 milhões de barris por ano em 2030 e 2031 (BNAMERICAS, 2024).

Esta expectativa positiva se deve as futuras perfurações.

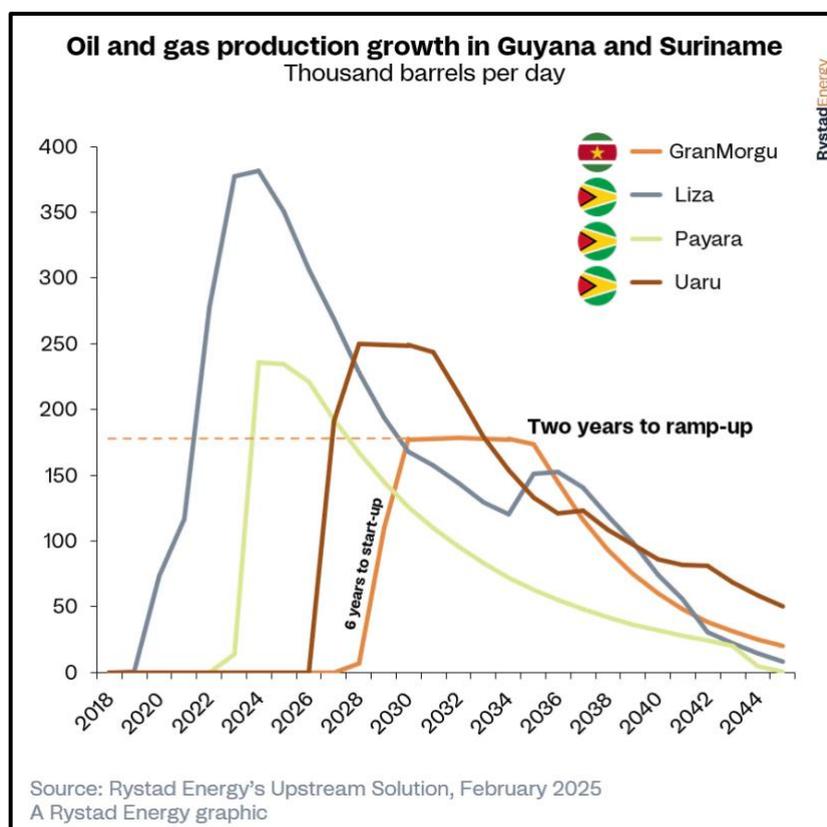
O bloco 58 tem previsão de perfuração em 2026 e de produção em 2028, a partir do FPSO GranMorgu com capacidade de 220 mil barris por dia (b/d) (BNAMERICAS, 2024). A FPSO também contará com 2 milhões de barris de armazenamento de petróleo bruto e uma capacidade de tratamento de gás de 500 milhões de pés cúbicos por dia.

A FPSO GranMorgu visará a minimização das emissões, com queima de rotina zero e reinjeção total do gás associado nos reservatórios (RYSTAD ENERGY, 2024).

As empresas que estão à frente das perfurações são: Shell, a TotalEnergies e a Chevron. Elas lideram a exploração no Suriname, com o objetivo de aumentar os recursos totais do país (RYSTAD ENERGY, 2024).

Na figura 16 faz-se uma comparação do potencial dos projetos na Guiana e Suriname.

**Figura 16: Produção de Óleo e Gás Natural na Guiana e Suriname, 2018-2044 (milhares de barris por dia)**



Fonte: Rystad Energy, 2024.

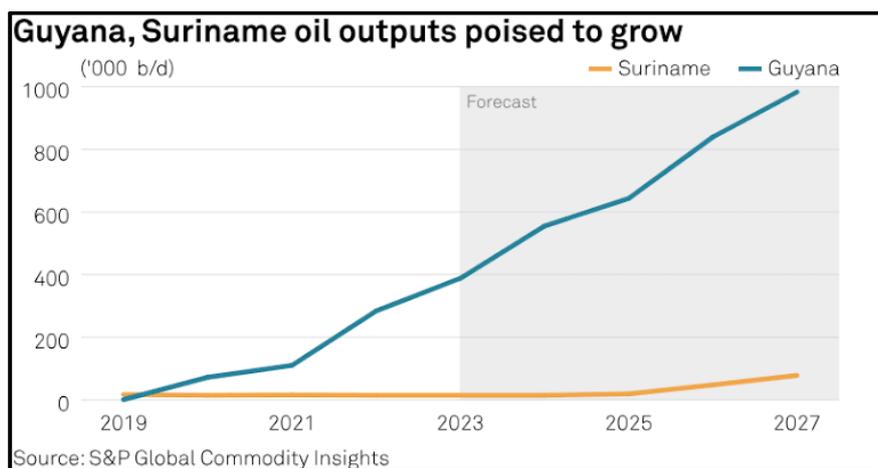
São comparados 4 projetos diferentes, três na Guiana - Liza, Payara e Uaru; e um no Suriname – GranMorgu.

O projeto Liza tem a maior expectativa de crescimento registrado, chegando a aproximadamente 400 mil de barris por dia em dois anos. O projeto Payara também possui um

crescimento em sua produção de maneira rápida, em cerca de dois anos, próximo a 250 mil de barris por dia em 2024. O projeto Uaru e projeto GranMorgu, respectivamente, na Guiana e Suriname, são projetos futuros. O maior tempo de proveito da produção é maior no projeto Uaru.

A figura 17 apresenta uma comparação do crescimento da produção de petróleo na Guiana e Suriname.

**Figura 17: Produção de Petróleo na Guiana e Suriname, 2019-2027 (milhares de barris por dia)**



Fonte: S&P Global, 2023.

O crescimento da produção na Guiana exponencial; enquanto no Suriname é constante até 2025. A Guiana tem uma previsão de 1 milhão de barris por dia em 2027 e o Suriname de 80 mil barris por dia no mesmo ano.

A seção 4 visa identificar os principais pontos da Margem Equatorial no Brasil.

## 4. A Margem Equatorial Brasileira

### 4.1 Mapeamento da Margem Equatorial Brasileira

Com as grandes descobertas de hidrocarbonetos nos países vizinhos ao Brasil, Guiana e Suriname, o interesse na Margem Equatorial brasileira vem ganhando força e tem se tornado uma nova meta de exploração em águas profundas e ultra profundas.

Apesar do Brasil ser reconhecido internacionalmente pelo arcabouço regulatório de segurança operacional na Exploração e Produção (E&P) e ter a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) como membro do Fórum Internacional de Reguladores *Offshore* (IRF), que garante a implementação das melhores práticas globais (MME, 2025), muitos estudos vêm sendo realizados como forma de entender a dimensão de um desastre por vazamento quando da E&P em águas profundas.

A ME brasileira fica entre os estados do Amapá e Rio Grande do Norte e possui 5 bacias: Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar.

A figura 18 mostra as bacias que fazem parte da ME do Brasil.

Figura 18: Bacias da Margem Equatorial Brasileira



Fonte: Petrobras, 2024.

A região se estende por mais de 2.200 km ao longo da costa e se localiza próxima a linha do Equador (PETROBRAS, 2024).

Diante de dados promissores sobre a ME brasileira, também se depara com a inexistência de novas descobertas nos campos das bacias de Santos e Campos. A produção do campo de Lula (Tupi) encontra-se em declínio e os campos de Búzios e Mero possuem uma projeção de pico de produção de 5,4 milhões de barris de petróleo entre 2029 e 2030 (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME, 2025).

A Margem Equatorial brasileira possui em 2024, 34 blocos exploratórios, equivalente a 34% dos blocos exploratórios *offshore* brasileiros (MME, 2025). No entanto, a exploração na área passa por dificuldades relacionadas a obtenção de licenças ambientais para a perfuração dos poços exploratórios em águas profundas (MME, 2025).

Os blocos exploratórios são o resultado de concessões às empresas nacionais e estrangeiras vide rodadas da ANP.

#### 4.1.1. Rodadas de Licitação, Regime de Concessão e Blocos na Margem Equatorial

As bacias da Margem Equatorial (Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar) já participaram de dez Rodadas de Licitação (R2, R3, R4, R5, R6, R7, R9, R11, R15 e R17). Ao todo foram ofertados 915 blocos e arrematados 106 (ANP, 2021).

As figuras 19 e 20 mostram o quantitativo de blocos ofertados e arrematados.

**Figura 19: Histórico de Blocos Ofertados na Margem Equatorial, Rodadas 2-15**

<b>Bacia</b>	<b>R2</b>	<b>R3</b>	<b>R4</b>	<b>R5</b>	<b>R6</b>	<b>R7</b>	<b>R9</b>	<b>R11</b>	<b>R15</b>	<b>Total</b>
Barreirinhas		1	2	62	49	49		26		189
Ceará		2						11	12	25
Foz do Amazonas			2	156	144	135		97		534
Pará - Maranhão	1	3	3		24	23	50	6		110
Potiguar			5			29		10	13	57
<b>Total</b>	<b>1</b>	<b>6</b>	<b>12</b>	<b>218</b>	<b>217</b>	<b>236</b>	<b>50</b>	<b>150</b>	<b>25</b>	<b>915</b>

Fonte: ANP, 2021.

**Figura 20: Histórico de Blocos Arrematados na Margem Equatorial, Rodadas 2-15**

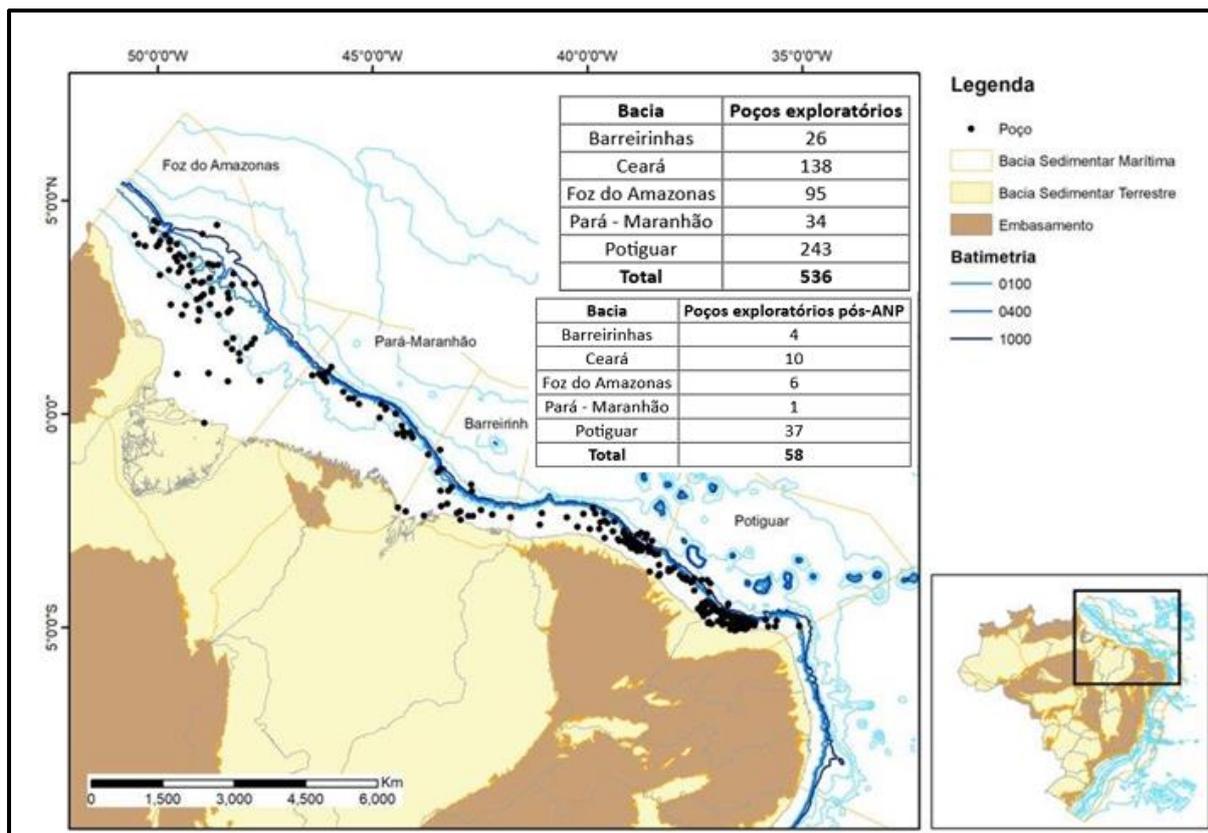
<b>Bacia</b>	<b>R2</b>	<b>R3</b>	<b>R4</b>	<b>R5</b>	<b>R6</b>	<b>R7</b>	<b>R9</b>	<b>R11</b>	<b>R15</b>	<b>Total</b>
Barreirinhas		1	1	5	1			19		27
Ceará		2						6	1	9
Foz do Amazonas				12	9			14		35
Pará - Maranhão	1	2			3		9	2		17
Potiguar			2			5		4	7	18
<b>Total</b>	<b>1</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>17</b>	<b>13</b>	<b>5</b>	<b>9</b>	<b>45</b>	<b>8</b>	<b>106</b>

Fonte: ANP, 2021.

É possível verificar que a 11ª Rodada foi quando o número de blocos ofertados e arrematados cresceu. Há um salto em blocos ofertados (de 50 para 150) e arrematados (de 9 para 45).

Isso se deveu ao sucesso exploratório da Margem Equatorial africana e da Guiana (ANP, 2021). Em relação aos blocos exploratórios perfurados em cada bacia na ME, a figura 21 mostra o número total de poços exploratórios perfurados por bacia e os perfurados após a criação da ANP, vide Lei no. 9478/1997.

**Figura 21: Poços Exploratórios por Bacia na Margem Equatorial Brasileira**



Fonte: ANP, 2021.

Ao todo foram perfurados 536 poços exploratórios na ME brasileira; porém, apenas 58 ou 10,8% do total perfurado ocorreram após a criação da ANP. A principal característica destes poços é estar em águas rasas (ANP, 2021).

Em 2012, foram perfurados os últimos poços nas bacias Barreirinhas e Foz do Amazonas. Na bacia Ceará, o último poço exploratório foi em 2013. Em 2015, a bacia Potiguar teve o último poço exploratório perfurado.

Em 2021, a ANP disponibilizou 97 blocos para licitação, mas não tiveram resposta positiva do mercado. Ou seja, não houve interesse das petroleiras nos blocos da Margem Equatorial, além do fato de que muitas empresas estavam em processo de devolução de blocos já arrematados. Conforme ANP (2021), os motivos para o desinteresse foram:

- A) Transição Energética;
- B) Empresas mais avessas ao risco;
- C) Pandemia pela COVID-19;
- D) Questões Ambientais;
- E) Competição com Projetos na Guiana e Suriname.

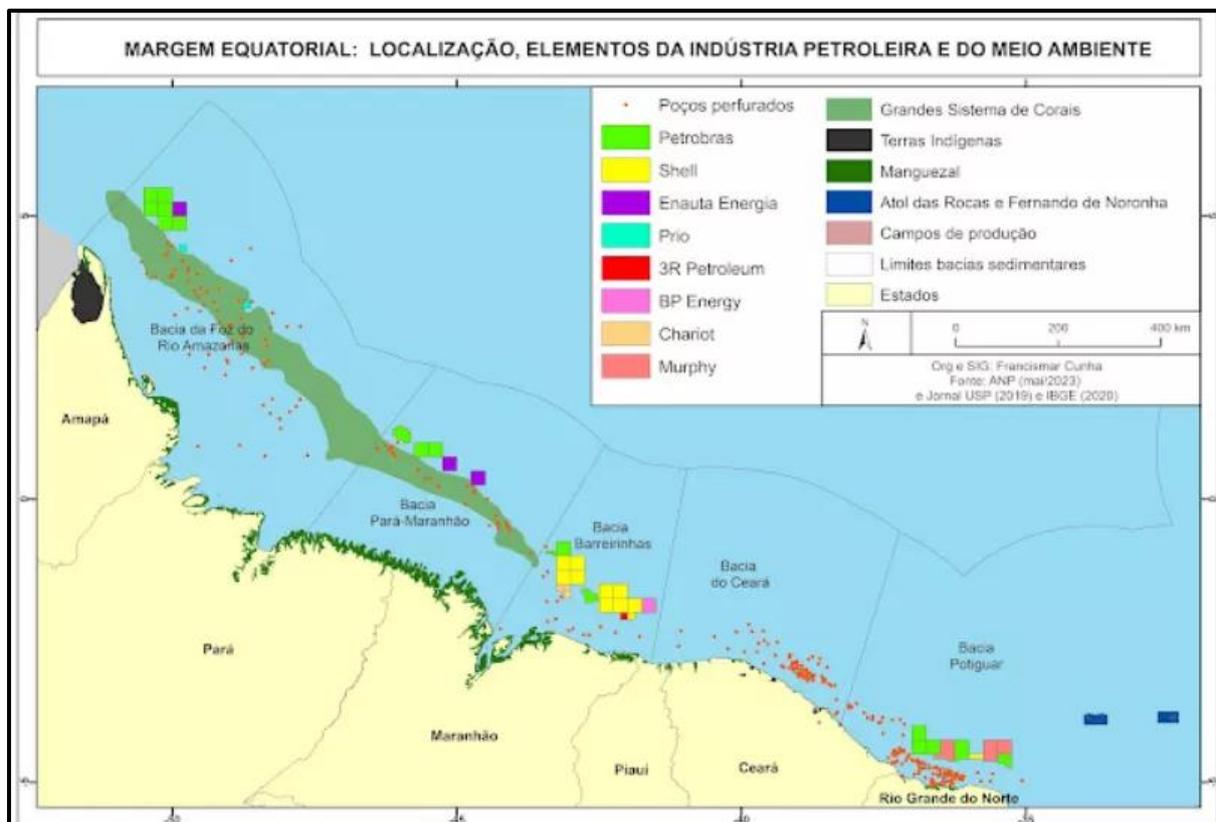
Está previsto para 17 de junho de 2025, um novo leilão de blocos exploratórios que incluirá 332 blocos em diversas partes do país. O leilão da ANP inclui ao todo 65 blocos na ME

brasileira, sendo 47 áreas de exploração na bacia Foz do Amazonas, 17 na bacia Potiguar e 1 na bacia Ceará (TRIBUNA DO NORTE, 2025).

Até março de 2025, importantes empresas se inscreveram na modalidade Oferta Permanente sob o *regime de concessão*<sup>3</sup>, são elas: Brava Energia, BP Energy do Brasil, Chevron, CNOOC, Enauta, Eneva, Equinor, Exxonmobil, Karoon, Origem Energia, Petrobras, PetroRecôncavo, Prio, QatarEnergy, Repsol, Shell, Sinopec e TotalEnergies (TRIBUNA DO NORTE, 2025). Há quatro empresas que já estão como operadoras na Margem Equatorial brasileira: Petrobras com 17 blocos; Shell com 10 blocos; Enauta e Prio com 2 blocos cada, todos em águas rasas (PODER 360, 2023b).

A figura 22 é um resumo das informações sobre os blocos com destaque para a localização de sistemas ambientais sensíveis.

**Figura 22: Margem Equatorial Brasileira: Localização, Empresas e Meio Ambiente**



Fonte: BRASIL 247, 2023.

<sup>3</sup> A Oferta Permanente de Concessão (OPC) compreende a oferta contínua de campos e blocos exploratórios devolvidos (ou em processo de devolução), bem como de blocos exploratórios ofertados em rodadas anteriores e não arrematados, para fins de outorga do exercício das atividades de exploração ou reabilitação e produção de petróleo e gás natural sob o regime de concessão.

As áreas ambientalmente sensíveis fazem parte das bacias Pará-Maranhão e Foz do Amazonas e as empresas Petrobras e Enauta já estão presentes com E&P de blocos.

Os arrecifes de corais estão localizados, em especial, na bacia Foz do Amazonas e os manguezais ao longo da costa das bacias Foz do Amazonas, Pará-Maranhão e Ceará (em menor quantidade). Por isso, a E&P nestas bacias é alvo de preocupação ambiental.

Os poços perfurados se estendem desde a bacia Foz do Amazonas (em maior quantidade) até a bacia Potiguar. Todos em águas rasas.

#### 4.1.1.1 *Bacias Pará-Maranhão e Foz do Amazonas: detalhes sobre as rodadas*

Nas rodadas 3a, 6a e 11a da ANP, muitos blocos da bacia Pará-Maranhão foram ofertados e arrematados (ANP, 2023).

Na 3a rodada, o bloco BP-PAMA-1 foi arrematado pelo consórcio Coastal (operadora) e PanCanadian; o bloco BM-PAMA-2 foi comprado pela PanCanadian e o bloco BP-PAMA-3 pela Phillips. O setor (conjunto de vários blocos exploratórios) SPAMA-AP1 teve a Petrobras como vencedora (ANP, 2023).

Na 9a rodada, 40 blocos do setor SPAMA-AR1 foram ofertados, com destaque para os 5 blocos vendidos: PAMA-M-187, PAMA-M-188, PAMA-M-222, PAMA-M-223, com a Petrobras como operadora e a CVRD e Ecopetrol como consorciadas, e a OGX como a única compradora do bloco PAMA-M-407. Os 10 blocos do setor SPAMA-AR2 foram ofertados, mas somente os blocos PAMA-M-408, PAMA-M-443, PAMA-M-591 e PAMA-M-624 foram comprados pela OGX (ANP, 2023).

Na 11a rodada, os blocos PAMA-M-265 e PAMA-M-337 foram arrematados pelas consorciadas Queiroz Galvão e Pacific Brasil. Para a 17a rodada, uma avaliação ambiental da bacia do Pará-Maranhão fez com que o Ministério do Meio Ambiente (MMA) e o de Minas e Energia (MME) excluíssem oito blocos do setor SPAMA-AUP1 (MME, 2019; ANP, 2020).

Em 1997, a Petrobras requisitou três blocos na chamada rodada zero e diversos blocos da bacia Foz do Amazonas foram ofertados nas rodadas 1°, 4°, 5°, 6°, 7° e 11°.

Na 1a. rodada ocorrida em 1999, o bloco BM-FZA-1 foi ofertado e arrematado pelas empresas BP (operadora), Esso, Petrobras, Shell e British Borneo. Os blocos exploratórios ofertados da 4a. rodada ocorrida em 2002 foram BM-FZA-3 e BM FZA-2; porém, não tiveram interesse de potenciais compradores.

Na 5a. rodada de 2003, os setores SFZA-AR1 e SFZA-AR2 foram ofertados com um total de 156 blocos. A Petrobras comprou 11 blocos do setor SAFZA-AR1, sendo estes: FZA-M-183, FZA-M-216, FZA-M-217, FZA-M-251, FZA-M-252, FZA-M-253, FZA-M-254, FZA-M-286, FZA-M-287, FZA-M-288 e FZA-M-320; e o bloco FZA-M-321, do setor SFZA-AR2. Os demais não tiveram empresas interessadas.

Na 6a. rodada de 2004, 55 blocos do setor SFZA-AR1 e 89 blocos do setor SFZA-AR2 foram ofertados, onde 9 blocos do setor SFZA-AR2 foram comprados pela Petrobras, sendo eles: FZA-M-533, FZA-M-534, FZA-M-569, FZA-M-570, FZA-M-571, FZA-M-605, FZA-M-606, FZA-M-607 e FZA-M-608. O restante não foi arrematado. Na 7a. rodada de 2005 foram ofertados 55 blocos do setor SFZA-AR1 e 80 blocos do setor SFZA-AR2 e nenhum foi arrematado.

Na 11a. rodada de licitação em 2013 foram ofertados 56 blocos no setor SFZA-AR1, 26 blocos no setor SFZA-AR2, 9 blocos no setor SFZA-AP1 e 6 blocos no setor SFZA-AP2 sendo que somente 14 blocos foram comprados, 2 blocos do setor SFZA-AR1, 3 do setor SFZA-AR2, 8 blocos do setor SFZA-AP1 e 1 um bloco do setor SFZA-AP2. O setor com pior interesse foi o SFZA-AR1 e o setor de melhor resultado foi SFZA-AP1. No setor SFZA-AR1, o bloco FZA-M-254 foi comprado pela Brasoil Manati e o bloco FZA M-320 pela Ecopetrol. Do setor SFZA-AR2 foram comprados 3 blocos, sendo o bloco FZA M-324 pela BHP Billiton e os blocos FZA-M-467 e FZA-M-539 pela Brasoil Manati. No setor SFZA-AP1, os blocos FZA-M-125, FZA-M-127, FZA-M-57, FZA-M-86 e FZA-M-88 foram comprados conjuntamente pela Total E&P do Brasil (40%), Petrobras (30%) e BP EOC (30%); o bloco FZA-M-184 foi comprado pela OGX, o bloco FZA-M-59 comprado conjuntamente com BP EOC (70%) e Petrobras (30%) e o bloco FZA-M-90 comprado pela Queiroz Galvão (35%), Pacific Brasil (30%) e Premier Oil (35%). Por último, no setor SFZA-AP2 foi comprado o bloco FZA-M-257 pela BHP Billiton.

#### **4.1.2 *Bacias Pará-Maranhão e Foz do Amazonas: Reservas Possíveis***

Na bacia Pará-Maranhão, os dez melhores prospectos realizados são semelhantes aos da Guiana e Suriname e foram escolhidos para a realização de cálculos volumétricos do potencial de Recursos Prospectivos Recuperáveis Riscados (RPRR)<sup>4</sup>.

Os Recursos Prospectivos Recuperáveis (RPR) são *volumes multiplicados por fatores de recuperação compatíveis com os obtidos pela indústria do petróleo na produção de reservatórios semelhantes aos mapeados*. Para se chegar ao potencial recuperável utiliza-se valores de 30% a 40% como fator de recuperação, percentuais similares aos obtidos na produção dos reservatórios turbidíticos (são depósitos sedimentares originados por correntes de turbidez submarinas) da bacia de Campos. Os Recursos Prospectivos Recuperáveis Riscados, por sua vez, são os *volumes de RPR ponderados pelo risco geológico*. Ela detém 20-30 bilhões de barris de óleo, ou seja, 50% dos recursos descobertos no pré-sal (EPBR, 2021).

O potencial petrolífero descrito para a bacia Pará-Maranhão se estende com igual qualidade e magnitude para a bacia Foz do Amazonas, ao norte com o estado do Amapá e ao sul com o estado do Pará (EPBR, 2021). Segundo estimativas da ANP (EIXOS, 2023), a bacia Foz do Amazonas pode conter 14 bilhões de barris de petróleo.

---

<sup>4</sup> A soma dos volumes calculados para os diversos prospectos mapeados permite saber o potencial petrolífero de uma bacia (EPBR, 2021).

Com a dificuldade de exploração e produção na região, o que se tem sobre as bacias são apenas estimativas.

#### **4.1.3 Bacias Foz do Amazonas e Pará-Maranhão: Produção de hidrocarbonetos**

A bacia Foz do Amazonas ainda não tem nenhum campo produtor; no entanto, já foram perfurados 95 poços exploratórios (ANP, 2021b).

Em 1978, foi perfurado o poço 1-APS-29-AP de formação Cassiporé, com lâmina d'água de 98 metros e profundidade de 4.592 metros. Posteriormente, foi reclassificado como produtor subcomercial de gás natural e abandonado. O último registro é de propensão para óleo e gás nos sedimentos (ANP, 2021b).

A presença de rocha geradora de Formação Limoeiro foi encontrada em dois poços perfurados em águas rasas (1-APS-18-AP e 1-APS-49-AP). São rochas do período geológico Aptiano e Cenomaniano-Turoniano. Porém, como não houve perfuração em águas profundas, as informações geológicas se devem aos registros sísmicos (ANP, 2021b).

Uma campanha para a perfuração de quatro poços exploratórios no Cone do Amazonas foi iniciada em 2001 e 2004; sendo três deles em águas profundas. Somente o poço (1-APS-53) foi perfurado em 1987 (PETROBRAS, 2007).

Na bacia Pará-Maranhão foram perfurados 27 poços pioneiros, um poço de extensão e um poço pioneiro adjacente de 1970 a 2006. No setor SPAMA-AR2 foram perfurados 13 poços pela Petrobras, sendo nove secos ou sem indícios de óleo (UFPA, 2012).

Entre 1978 e 1979, a Petrobras perfurou os poços 1MAS-0005-MA e 1MAS-0011-MA, ambos situados na área do bloco BM-PAMA-16, em lâmina d'água de 51 e 65 metros. Os poços foram considerados subcomerciais para o óleo (UFPA, 2012).

De 1981 a 1986, mais 19 poços foram perfurados na bacia. Uma descoberta importante ocorreu em 1983 pela Petrobras, com a perfuração do poço 1MAS-0017-MA; entretanto foi considerado subcomercial para o óleo, apesar do API de 37° de óleo (UFPA, 2012).

Tanto a bacia Foz do Amazonas quanto a Pará-Maranhão estão sendo estudadas para verificar com dados sísmicos, a existência de óleo e gás natural em águas profundas.

Nenhuma destas bacias têm registro de produção e toda produção foi considerada não comercial até a presente data.

## **5. Conclusão**

A Guiana apresenta um grande crescimento econômico desde 2019, com a primeira descoberta comercial em 2015. Tem uma estimativa para reservas provadas de 11 bilhões barris de óleo. O país possui duas bacias principais: bacia Guiana (parte da grande bacia Guiana-Suriname) e Tacutu.

A bacia Guiana possui 120.000 Km<sup>2</sup> e uma estimativa de reservas pela *United States Geological Survey (USGS)* de 13,6 bilhões de barris de óleo e 32 trilhões de pés cúbicos de gás. O país possui três FPSO: Liza Destiny, Liza Unity e Prosperity, onde cada unidade é uma versão aprimorada de um projeto anterior. Há projetos futuros Yellowtail, Uaru e Whiptail. A segunda bacia é Tacutu e está localizada em terra e praticamente inexplorada. Em 1982, houve uma descoberta de óleo, porém o projeto não foi desenvolvido. O regime contratual é *Production Sharing Agreements (PSA)* ou Acordos de Partilha de Produção (APP).

O Suriname vem se apresentando como um país promissor na indústria petrolífera. Desde 1982 produz pequenas quantidades de óleo em campos onshore. A produção de óleo no país é realizada pela estatal *Staatsolie's Onshore Developments*, que produz 17.000 barris de óleo por dia (2023). Outras empresas atuaram em descobertas offshore como APA Corporation, TotalEnergies, Petronas, Tullow e Kosmos. O regime contratual é *Production Sharing Contract (PSC)* ou *Contrato de Partilha de Produção (CPP)*.

A Guiana, em 2020, aparece em 6º lugar nos países da América (Norte, Sul, Central e Caribe) com as maiores reservas de óleo, com cerca de 8 bilhões de barris. O campo de petróleo convencional Liza Fase, extraiu 24,9% do total das reservas provadas. Em janeiro de 2024 foi registrado que o total das reservas do país era 11 bilhões de petróleo e 16 trilhões de pés cúbicos de gás. O petróleo na Guiana conta com três tipos de óleo: Liza, Unity Gold e Payara. O óleo mais leve é o Unity Gold, com um grau API de 35,3%. Em janeiro de 2024, a produção no país foi de 630 mil barris por dia, um aumento de 61,1% em relação a janeiro de 2023, que produziu 391 mil barris por dia. A previsão é de que a produção alcance 1,3 milhão de barris por dia (b/d) de petróleo bruto em 2027. O petróleo e outros combustíveis têm uma grande importância na energia do país, representando em 2022, cerca de 99,2% do total das fontes energética utilizadas no país, já o gás natural tem uma produção nula. O consumo de petróleo, no entanto, é bastante baixo e o do gás é volátil. O país não tem capacidade de refino, dependendo de combustíveis importado. Em 2023, o país exportou cerca de 3,9 milhões de barris de derivados, a maioria para o EUA.

Em 2023, no Suriname foi provado um potencial de extração de 4 bilhões de barris, que equivale a 27% das reservas brasileiras e a metade do petróleo e gás natural descobertos no mundo no ano de 2020. O óleo cru em 2023 registrou uma reserva de 95 milhões de barris e, em 2024, cerca de 12,5 trilhões de pés cúbicos em reservas de gás natural.

Desde 1985, há registros da produção de petróleo, mas principalmente para uso doméstico, porém em quantidades muito baixas. Em 2023, a produção no país chegou a 13 mil barris por dia (b/d) de petróleo, em queda desde 2019. É esperado que a produção de petróleo bruto em Suriname alcance o pico de 75 milhões de barris (Md) em 2030 e 2031 e diminua depois. A produção de petróleo em águas profundas no país tem início previsto para 2028 e início de perfuração em 2026, no bloco 58, com o FPSO GranMorgu. Suriname aparece em 2º lugar nos países que tiveram um aumento considerável em seus recursos recuperáveis no período de 2020 – 2024. Dentre os projetos Liza, Payara e Uaru, na Guiana e o projeto GranMorgu em Suriname, o que pode ter o maior tempo de recursos estáveis, é o projeto em Suriname – GranMorgu.

Diante da E&P na Guiana e Suriname, a ME brasileira torna-se promissora. Ela fica entre os estados do Amapá e Rio Grande do Norte e possui 5 bacias: Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar, em uma região de mais de 2.200 km ao longo da costa.

O potencial petrolífero descrito para a bacia Pará-Maranhão se estende com igual qualidade e magnitude para a bacia Foz do Amazonas, ao norte com o estado do Amapá e ao sul com o estado do Pará (EPBR, 2021). Segundo estimativas da ANP (EIXOS, 2023), a bacia Foz do Amazonas pode conter 14 bilhões de barris de petróleo. Com a dificuldade de exploração e produção na região, o que se tem sobre as bacias são apenas estimativas.

Há uma projeção para um pico da produção de petróleo no Brasil entre 2029 e 2030. Se isso ocorrer, perda de receitas governamentais e desemprego poderão ser sentidos. Por isso, repor as reservas de hidrocarbonetos se torna fundamental. Há, no entanto, uma dificuldade para a obtenção de licenças ambientais para perfurar na área em águas profundas e ultra-profundas.

Entretanto, as bacias da Margem Equatorial já participaram de dez Rodadas de Licitação da ANP: R2, R3, R4, R5, R6, R7, R9, R11, R15 e R17. Foram ofertados 929 blocos e arrematados 106 deles. A 11ª Rodada de Licitação foi a mais importante, sendo arrematados 45 blocos da margem equatorial dos 150 ofertados. Foram perfurados, ainda, 536 poços exploratórios nas bacias, antes da criação da ANP. Depois da criação do órgão, existiu uma queda avassaladora, com o número de poços exploratórios chegando a 58. O último poço perfurado foi em 2015, em Potiguar. Em 2021, a ANP disponibilizou 97 blocos na margem equatorial para licitação, porém nenhuma empresa demonstrou interesse. A Petrobras é a maior operadora de blocos na região, com 17 blocos. Está previsto para 2025, um leilão de petróleo pela ANP que inclui 332 blocos do país, sendo 65 na margem equatorial.

Ambas as bacias se encontram no epicentro de discussões da possível exploração na ME brasileira: Foz do Amazonas e Pará-Maranhão. A bacia Pará-Maranhão foi ofertada nas 3ª, 6ª e 11ª rodadas da ANP e tem previsões de conter de 20-30 bilhões de barris de óleo, ou seja, 50% dos recursos descobertos no pré-sal. Na bacia Foz do Amazonas ocorreu a oferta de blocos nas 1ª, 4ª, 5ª, 6ª, 7ª e 11ª rodadas e pode conter 14 bilhões de barris de petróleo em reservas. Não tiveram nenhuma exploração na parte profunda da ME.

Com a dificuldade de exploração e produção na região, o que se tem sobre as bacias são apenas estimativas. Tanto a bacia de Foz do Amazonas e Pará-Maranhão não tem registro de produção, e toda produção foi considerada não comercial. É importante frisar que a quantidade de petróleo obtido nas bacias pertence às águas rasas.

Novos estudos vêm sendo realizados com o objetivo de verificar o potencial das referidas bacias em águas profundas em virtude do sucesso dos países vizinhos na mesma porção. Porém, não há garantia que se repita no Brasil.

## 6. Referências

- AAPG DATAPGAES, INC. (2022). Portal de notícias de geocientistas. Disponível em: [https://www.searchanddiscovery.com/documents/2022/30679webster/ndx\\_webster.pdf](https://www.searchanddiscovery.com/documents/2022/30679webster/ndx_webster.pdf) Acessado em: 18/12/2024.
- ABIS ENERGY (2022). Documento com informações sobre Suriname. Disponível em: <https://oilnow.gy/wp-content/uploads/2022/02/Suriname-Playbook-ABIS-Energy-2022.pdf> Acessado em: 23/12/2024.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GAS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP (2021a). A Margem Equatorial nas Rodadas de Licitação. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/apresentacoes-palestras/2021/arquivos/2021-11-10-juliana-vieira.pdf> Acessado em: 04/03/2025.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GAS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP (2021b). Apresentação sobre a bacia Foz do Amazonas. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opc/arquivos/sg/foz-amazonas.pdf> Acessado em: 30/03/2025.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GAS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP (2023). Anuário Estatístico Brasileiro 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/arquivos-anuario-estatistico-2023/anuario-2023.pdf> Acessado em: 22/03/2025.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GAS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP (2025). Informações sobre a Oferta Permanente de Concessão. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opc> Acessado em: 05/03/2025
- APA CORPORATION (2021). Anúncio sobre o resultado do poço Keskesi South-1. Disponível em: <https://investor.apacorp.com/news-releases/news-release-details/apa-corporation-announces-keskesi-south-1-appraisal-well-results/> Acessado em: 01/03/2025.
- ASSOCIAÇÃO DOS ENGENHEIROS DA PETROBRAS - AEPET (2023). Exxon é a vencedora no período de ‘BOOM’ do petróleo na Guiana. Disponível em: <https://aepet.org.br/noticia/exxon-e-a-maior-vencedora-do-epico-boom-do-petroleo-na-guiana/> Acessado em: 26/02/2025.
- BBC NEWS BRASIL (2021). Posição do Brasil em ranking sobre as emissões de gases poluentes. Disponível em: <https://www.bbc.com/portuguese/geral-59065359> Acessado em: 13/03/2025.
- BNAMAERICAS (2024). A produção de Suriname tem pico previsto para 2030/2031. Disponível em: <https://www.bnamericas.com/en/news/suriname-oil-production-forecast-to-peak-in-2030-31> Acessado em: 28/02/2025.

- BRASIL 247 (2023). A Margem Equatorial Brasileira: uma região em disputa. Disponível em: <https://www.brasil247.com/blog/a-margem-equatorial-brasileira-uma-regiao-em-disputa> Acessado em: 05/03/2025.
- BRITANNICA (2024). História, geografia, fatos e pontos de interesse. Disponível em: <https://www.britannica.com/place/Suriname>. Acessado em: 23/12/2024.
- COUNTRY ECONOMY (2024). Produção de petróleo bruto em Suriname – 2024. Disponível em: <https://pt.countryeconomy.com/energia-e-meio-ambiente/petroleo/producao/suriname> Acessado em: 06/02/2025.
- DICIONÁRIO DO PETRÓLEO (2024). O que é e como funciona o FID (Detector de Ionização de Chama). Disponível em: <https://dicionariodopetroleo.com.br/detector-ionizacao-chama-fid/> Acessado em: 22/02/2025.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION - EIA (2023). Informações de países nas fontes de energia. Disponível em: <https://www.eia.gov/international/rankings/country/GUY?pa=170&u=0&f=A&v=none&y=01%2F01%2F2023&ev=false> Acessado em: 03/02/2025.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION - EIA (2024). Guiana tem se tornado um dos principais contribuintes para o crescimento da oferta global de petróleo bruto. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=62103> Acessado em: 16/12/2024
- EIXOS (2023a). TGS e os projetos de sísmica para conhecimento da margem equatorial. Disponível em: <https://eixos.com.br/energia/tgs-planeja-sismica-para-aumentar-conhecimento-sobre-a-margem-equatorial/> Acessado em: 22/03/2025.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGETICA – EPE (2023). Boletim de Conjuntura da Industria de Óleo e gás. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-226/topico-688/BOG%201%C2%BAsemestre2023\\_2023.08.31.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-226/topico-688/BOG%201%C2%BAsemestre2023_2023.08.31.pdf) Acessado em: 18/12/2024.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGETICA – EPE (2024). O papel do setor de Petróleo e Gás Natural na Transição Energética. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-809/Sum%C3%A1rio%20Executivo%20-%20O%20papel%20do%20OG%20na%20Transi%C3%A7%C3%A3o%20Energ%C3%A9tica.pdf> Acessado em: 06/03/2025.
- EPBR (2021). Nota técnica sobre a margem equatorial brasileira. Disponível em: [https://storage.epbr.com.br/2021/11/NOTA-TECNICA-SOBRE-A-MARGEM-EQUATORIAL-BRASILEIRA-Port\\_VF.pdf](https://storage.epbr.com.br/2021/11/NOTA-TECNICA-SOBRE-A-MARGEM-EQUATORIAL-BRASILEIRA-Port_VF.pdf) Acessado em: 22/03/2025.
- EXAME (2021). Nova potência mundial: o país da América Latina que tem atraído os olhares das gigantes de petróleo. Disponível em: <https://exame.com/esg/nova-potencia->

mundial-o-pais-da-america-latina-que-tem-atraido-os-olhares-das-gigantes-de-petroleo/ Acessado em: 05/02/2025.

EXXONMOBIL (2023a). Reporte de 2023 da ExxonMobil sobre a exploração na Guiana. Disponível em: <https://corporate.exxonmobil.com/-/media/global/files/locations/guyana-operations/2023-exxonmobil-guyana-limited-annual-report.pdf> Acessado em: 17/12/2024.

GLOBAL ENERGY MONITOR (2022). Perfil energético de Suriname. Disponível em: [https://www.gem.wiki/Perfil\\_energ%C3%A9tico\\_%E2%80%93\\_Suriname#:~:text=E+m%202020%2C%2052%2C9%25,%2C4%25%20por%20energia%20solar](https://www.gem.wiki/Perfil_energ%C3%A9tico_%E2%80%93_Suriname#:~:text=E+m%202020%2C%2052%2C9%25,%2C4%25%20por%20energia%20solar) Acessado em: 06/02/2025.

HARVARD INTERNATIONAL REVIEW - HIR (2023). Prosperidade para o óleo na Guiana. Disponível em: <https://hir.harvard.edu/a-path-to-prosperity-for-oil-rich-guyana/> Acessado em: 01/02/2025.

INTER-AMERICAN DEVELOPMENT BANK - IDB (2020). Oportunidade de óleo na Guiana. Disponível em: <https://publications.iadb.org/publications/english/document/Traversing-a-Slippery-Slope-Guyanas-Oil-Opportunity.pdf> Acessado em: 16/12/2024.

INSTITUTO DE HIDROCARBONETOS STAATSOLIE (2025). Informações institucionais da empresa Staatsolie. Disponível em: <https://www.staatsolie.com/en/staatsolie-hydrocarbon-institute/> Acessado em: 28/01/2025.

INSIGHTS (2025). De quem é o território de Essequibo? Disponível em: <https://www.portalinsights.com.br/perguntas-frequentes/de-quem-e-o-territorio-de-essequibo#:~:text=A%20Guiana%20Essequiba%20%28tamb%C3%A9m%20conhecida%20como%20Territ%C3%B3rio%20Essequibo,o%20qual%20faz%20parte%20atualmente%20da%20Rep%C3%ABlica%20Cooperativa> Acessado em: 25/01/2025.

MARGEM EQUATORIAL BRASILEIRA (2024). Margem equatorial: uma nova fronteira. Disponível em: <https://margemequatorialbrasil.com.br/margem-equatorial-uma-nova-fronteira-exploratoria/>. Acessado em: 08/12/2024.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME (2019). CNPE aprova blocos para leilão da 17ª rodada de licitação. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/cnpe-aprova-blocos-para-leilao-da-17-rodada-de-licitacoes-prevista-para-ocorrer-em-20201> Acessado em: 22/03/2025.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME (2025). Exploração e produção de petróleo e Gás Natural. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/perguntas-frequentes/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas-natural> Acessado em: 04/03/2025.

MINISTÉRIO DE RECURSOS NATURAIS (2025). Informações do Ministério de Recursos Naturais da Guiana. Disponível em: <https://nre.gov.gy/> Acessado em: 24/01/2025.

- OIL PRICE (2024a). Descobertas em Suriname alcançam 24 bilhões de barris. Disponível em: <https://oilprice.com/Latest-Energy-News/World-News/Suriname-Oil-Discoveries-Hit-24-Billion-Barrels.html> Acessado em: 02/02/2025.
- OIL NOW (2024b). Novo PSA da Guiana com 10% de royalties e regime tributário corporativo. Disponível em: <https://oilnow.gy/featured/companies-gearing-up-to-sign-guyanas-new-psa-with-10-royalty-and-corporate-tax-regime/> Acessado em: 26/02/2025.
- PADULA, R et al (2023). Disputas de óleo na Guiana. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/cint/a/vTqm4rBBDg6WRMt3NyLyKtF/?format=pdf> Acessado em: 03/02/2025.
- PETROBRAS (1994). Uma pesquisa sobre a bacia Foz do Amazonas. Disponível em: <https://bgp.petrobras.com.br/bgp/article/view/615> Acessado em: 26/03/2025.
- PETROBRAS (2024). Margem Equatorial: o que é, onde fica e qual sua importância. Disponível em: <https://www.nossaenergia.petrobras.com.br/w/nossas-atividades/margem-equatorial> Acessado em: 04/03/2025.
- PODER 360 (2023a). A Guiana descobriu 75% do petróleo do Brasil. Disponível em: <https://www.poder360.com.br/infograficos/guiana-ja-descobriu-na-margem-equatorial-75-do-petroleo-do-brasil/> Acessado em: 03/02/2025
- PODER 360 (2023b). Margem Equatorial pode receber R\$11 bilhões para exploração de 40 blocos. Disponível em: <https://www.poder360.com.br/energia/margem-equatorial-pode-receber-r-11-bi-para-exploracao-de-42-blocos/> Acessado em: 05/03/2025.
- PUBLICA (2023). Petróleo na Guiana Francesa. Disponível em: <sup>5</sup><https://apublica.org/2023/05/plano-da-petrobras-de-explorar-petroleo-na-foz-do-amazonas-preocupa-guiana-francesa/>. Acessado em: 06/01/2025.
- RYSTAD ENERGY (2024). Suriname deve aumentar a exploração enquanto foco na Guiana beneficia vizinho costeiro. Disponível em: <https://www.rystadenergy.com/news/suriname-set-for-exploration-boost-guyana> Acessado em: 01/03/2025.
- S&P GLOBALCOMMODITY INSIGHTS (2023). Desenvolvimento de óleo offshore em Suriname tem previsão para 2028. Disponível em: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/es/market-insights/latest-news/oil/091323-totalenergies-launches-suriname-offshore-oil-development-studies-first-oil-seen-in-2028> Acessado em: 01/03/2025.
- STAATSOLIE (2025). Informações da empresa estatal surinamesa. Disponível em: <https://www.staatsolie.com/> Acessado em: 28/01/2025.

- STATISTA (2023). Estatísticas sobre óleo cru em Suriname. Disponível em: <https://www.statista.com/statistics/961848/crude-oil-reserves-suriname/> Acessado em: 27/02/2025.
- THE ENERGY YEAR (2023). Suriname sendo um país de avanço na indústria petrolífera. Disponível em: <https://theenergyyear.com/articles/suriname-a-rising-star-in-oil-and-gas/>. Acessado em: 23/12/2024.
- THE GLOBAL ECONOMY (2023). Informações sobre produção de óleo em Suriname. Disponível em: [https://www.theglobaleconomy.com/Suriname/oil\\_production/](https://www.theglobaleconomy.com/Suriname/oil_production/) Acessado em: 27/02/2025.
- TOTALENERGIES (2023). Projeto em Suriname no bloco 58. Disponível em: <https://totalenergies.com/media/news/press-releases/suriname-totalenergies-announces-oil-project-200000-bd-block-58-and> Acessado em: 07/02/2025.
- TRIBUNA DO NORTE (2025). Leilão da ANP previsto para junho de 2025. Disponível em: <https://tribunadonorte.com.br/economia/leilao-da-anp-em-junho-tera-65-blocos-na-margem-equatorial-17-blocos-estao-na-bacia-potiguar/> Acessado em: 05/03/2025.
- TULLOW OIL (2017). Informações sobre o poço Araku-1. Disponível em: <https://www.tulloil.com/media/press-releases/araku-1-well-update/> Acessado em: 23/02/2025.
- TULLOW OIL (2021). Informações sobre poços em Suriname. Disponível em: <https://www.tulloil.com/media/press-releases/well-update-suriname/> . Acessado em: 23/02/2025.
- UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ - UFPA (2012). Depósitos Carbonáticos e a Formação de reservatórios de hidrocarbonetos na bacia Pará-Maranhão. Disponível em: <https://bdm.ufpa.br/items/c7c13445-5d8a-42e3-98f1-a9d141cb3f01> Acessado em: 30/03/2025.
- WORLD BANK (2024). Banco Mundial na Guiana: Visão Geral. Disponível em: <https://www.worldbank.org/en/country/guyana/overview> Acessado em: 11/3/2025.
- WORLD OIL (2024). Pico de Produção do FPSO Liza Unity na Guiana. Disponível em: [https://worldoil.com/news/2024/5/9/exxonmobil-s-liza-unity-fpso-offshore-guyana-reaches-peak-oil-production/?utm\\_source=chatgpt.com](https://worldoil.com/news/2024/5/9/exxonmobil-s-liza-unity-fpso-offshore-guyana-reaches-peak-oil-production/?utm_source=chatgpt.com) Acessado em: 26/02/2025