

# **Mapeamento do Potencial do Setor Petrolífero e Gasífero da Bahia: o poço ao posto**

**MONALISA DE O. MENDES (Eng. Petróleo/Labecopet/Poli/UFRJ)**

**ANA LUIZA B. PEDERIVA (Eng. Petróleo/Labecopet/Poli/UFRJ)**

**ROSEMARIE BRÖKER BONE (Labecopet/Poli/UFRJ)**

## **Resumo**

A Bahia é considerada o berço do setor petrolífero e gasífero nacional, com as primeiras descobertas datando da década de 30. É um estado que já registrou significativos volumes de hidrocarbonetos de óleo leve. A bacia do Recôncavo, em especial, guarda um óleo conhecido como Bahiano Mistura, devido a estas características ímpares. O estado possui a refinaria mais antiga do país, conhecida como Mataripe desde 2021, com significativa produção de derivados. Estas e outras características do estado mostram a importância da Bahia no cenário nacional. Diante disso, o presente artigo objetiva mapear o setor petrolífero baiano em todos os elos da cadeia produtiva: exploração e produção (E&P), refino, UPGN, distribuição e postos de abastecimento a fim de verificar o seu potencial frente a região nordeste. A metodologia é descritiva e exploratória com informações sobre a vida útil dos campos e as demais de 2013 a 2023. As principais fontes são ANP e empresas citadas. Além da introdução e conclusão, o artigo é dividido em 4 seções: a primeira seção refere-se as principais bacias (Recôncavo, Camamu-Almada e Tucano) e os respectivos campos (Miranga, Manati e Conceição); a segunda seção tem como foco as refinarias Mataripe e Dax Oil e as UPGNs (Caburé, São Roque, Catu e Vandemiro Ferreira). A terceira seção apresenta a distribuição de derivados de óleo e gás natural destacando os modais. E a última seção se quantifica os postos de abastecimento no estado da Bahia. Conclui-se que a Bahia conta com 13 bacias, sendo as principais: Recôncavo, Camamu-Almada e Tucano. No Recôncavo tem-se o campo de Miranga descoberto em 1965, que apresenta declínio acentuado na produção acumulada de óleo e razoável desempenho na de gás natural (1965 a 2023). Na bacia Camamu-Almada, o campo de Manati descoberto em 2000 tem produção acumulada de gás 17,5 milhões de metros cúbicos de 2007-2015. O campo de Conceição na bacia Tucano descoberto em 1967 tem inexpressiva produção acumulada de óleo e de gás natural de 1970-2022. Portanto, verifica-se que o campo Miranga vem sustentando a produção de óleo e gás e que Manati sustenta somente a produção de gás natural. No refino e processamento de gás, o estado detém 2 refinarias e 4 UPGNs. A Refinaria de Mataripe processa 323 mil barris/dia, que representa 14% da capacidade total de refino do país, 42% da demanda do Nordeste e 80% da Bahia. A refinaria privada DAX Oil tem capacidade de refino de 4.000 barris por dia, com mudança de perfil produtivo em 2009. As 4 UPGNs somadas têm 6,82 milhões metros cúbicos por dia de capacidade de processamento, sendo Caburé com um fator de utilização (média 2024) de 60,56% e Catu com 83,56%. A distribuição tem aproximadamente 659 km de oleodutos que interligam a refinaria Mataripe aos terminais portuários, para posterior

envio a outros estados. A distribuição dentro da Bahia é realizada por rodovias e oleodutos regionais. Quanto aos postos de abastecimento, o estado ganhou 952 novos estabelecimentos de 2013 a 2025, o que equivale a um crescimento de 39,6%. Estas constatações em relação ao estado da Bahia fazem parte do mapeamento da Região Nordeste quanto ao seu potencial petrolífero e gasífero.

**Palavras-chave:** Brasil, Bahia, Petróleo e Gás Natural, Infraestrutura Petrolífera.

## **Introdução**

A Bahia ocupa posição singular na história do petróleo brasileiro, sendo o estado responsável pela primeira descoberta comercial de óleo, localizada no bairro de Lobato na grande Salvador em 1939. Desde então, consolidou-se como um dos polos pioneiros na exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural, com destaque para a bacia do Recôncavo, referência geológica e produtiva.

Ao longo das décadas, o território baiano contribuiu de forma decisiva para a diversificação da matriz energética do Brasil e para a estruturação de uma infraestrutura de refino, processamento e distribuição de combustíveis, que sustenta o abastecimento em toda a região Nordeste.

Nesse contexto, a Bahia revela-se como um elo estratégico da indústria petrolífera brasileira. De um lado, evidencia a maturidade de seus principais campos, que, embora em declínio, ainda desempenham papel relevante no abastecimento. De outro, mostra a força de sua infraestrutura, com refinarias, UPGNs e oleodutos que asseguram a integração da cadeia. Assim, ao reunir informações históricas e recentes, este estudo busca mostrar a relevância da Bahia na cadeia petrolífera e gasífera nacional, ressaltando tanto o legado histórico de sua contribuição quanto os desafios impostos pela maturidade dos campos e pela necessidade de novos investimentos em um cenário de transição energética.

Este artigo tem como objetivo descrever a cadeia produtiva do setor de petróleo e gás natural da Bahia, considerando o período de 2013 a 2025. A análise é baseada em dados disponibilizados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) em relação às rodadas de licitação de blocos de E&P, planos de desenvolvimento de campos, informações sobre refino e unidades de processamento de gás natural (UPGN), bem como sobre a distribuição dos derivados até o mercado consumidor.

O estudo foi estruturado em quatro seções, de modo a integrar diferentes dimensões da cadeia produtiva. Na primeira seção, serão analisados os aspectos de exploração e produção (E&P), com ênfase nas principais bacias sedimentares do estado — Recôncavo, Camamu-Almada e Tucano — e nos campos que se destacam historicamente, como Miranga, Manati e Conceição. Em seguida, a segunda seção abordará o refino e o processamento de gás natural, em especial a Refinaria de Mataripe e a atuação complementar da DAX Oil e a importância das Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs), Catu e a Estação Vandemir Ferreira. A terceira seção tratará da distribuição, apresentando a malha de oleodutos, que conecta os polos de produção, refino e escoamento, além da logística associada ao transporte de derivados para o

atendimento regional e nacional. Por fim, a quarta seção mostrará a comercialização de combustíveis, com destaque para a evolução do número de postos de abastecimento no estado.

## **1. Mapeamento e potencial da Exploração e Produção da Bahia**

O estado da Bahia abriga um total de 13 bacias sedimentares em seu território, distribuídas em terra e mar. São elas: São Francisco (parcialmente situada no estado), Irecê, Lençóis, Mucuri (terrestre e marítima e parcialmente localizada na Bahia), Cumuruxatiba (terrestre e marítima), Jequitinhonha (terrestre e marítima), Camamu-Almada (terrestre e marítima), Recôncavo, Tucano Sul, Tucano Central (predominantemente situada no estado), Tucano Norte (com a maior parte de sua extensão na Bahia), Parnaíba (com uma pequena porção no território baiano) e Jacuípe (ANP, 2025a). Das 13 bacias, nove apresentam poços exploratórios e/ou produtores, sendo elas: Mucuri, Cumuruxatiba, Jequitinhonha, Camamu-Almada, Recôncavo, Tucano Sul, Tucano Central, Tucano Norte e Jacuípe (ANP, 2025a).

As principais bacias sedimentares abordadas neste estudo, por conterem campos em produção, segundo o GeoMaps da ANP (2025b) são: Recôncavo, Camamu-Almada e Tucano. No entanto, devido ao fato de a bacia do Recôncavo apresentar um número significativamente maior de campos em produção e deter a maior produção do estado, será o foco principal das análises.

Destaca-se que as bacias do Recôncavo, de Camamu-Almada e de Tucano constam nos quatro ciclos da Oferta Permanente da ANP, mecanismo de licitação contínua que disponibiliza áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural. A Oferta Permanente permite que pequenas e médias empresas possam se interessar pelos campos apesar de estarem em estágios de maturidade distintos, mas com algum potencial de E&P (ANP, 2025c).

### **1.1 Bacias Sedimentares do estado da Bahia**

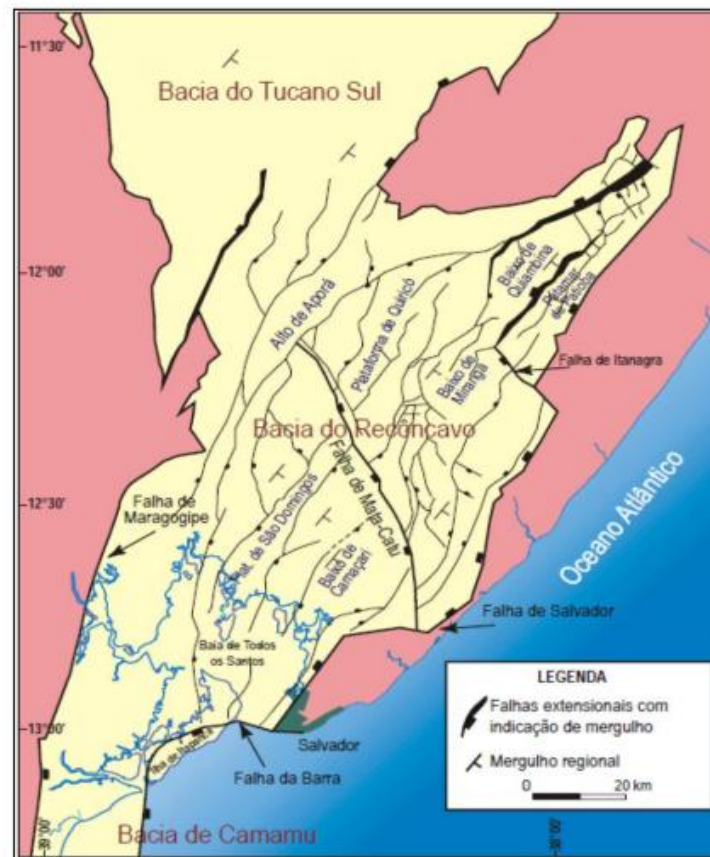
#### **1.1.1 Bacia do Recôncavo**

A bacia do Recôncavo possui importância histórica para a exploração petrolífera brasileira, dado que foi a primeira descoberta de acumulação significativa de petróleo. Data de janeiro de 1939, no bairro de Lobato em Salvador, na região conhecida como Recôncavo Baiano (ANP, 2017).

A partir dessa descoberta, uma série de campos petrolíferos foram identificados: campos de Candeias (1941), Aratu e Itaparica (1942), Dom João (1947) e Água Grande (1952) (ANP, 2017).

A bacia está localizada na porção leste do estado da Bahia, abrangendo uma área de aproximadamente 11.000 km<sup>2</sup>. Limita-se ao norte e noroeste com a bacia de Tucano e ao sul com a bacia de Camamu, conforme ilustrado na figura 1.

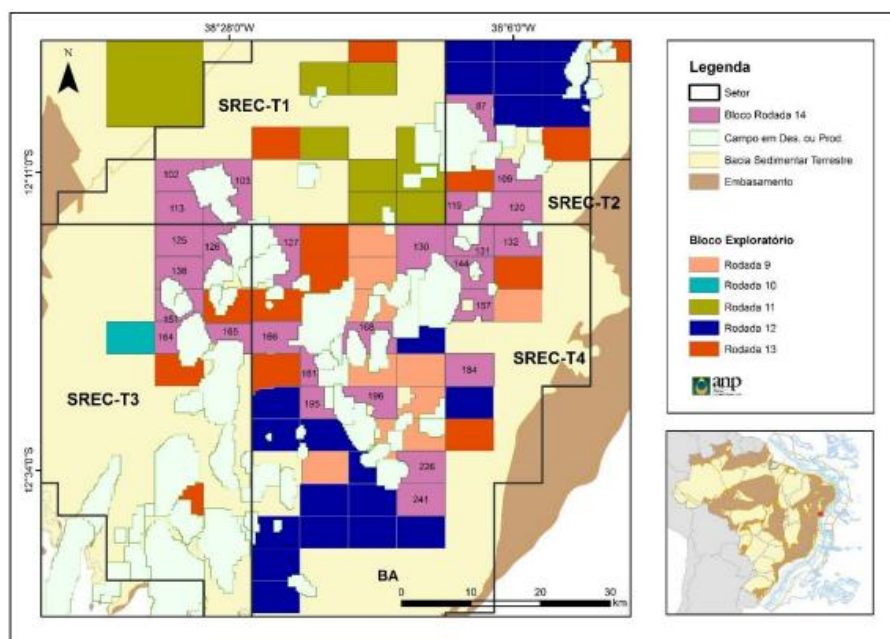
**Figura 1 – Bacia do Recôncavo, 2017**



**Fonte: ANP, 2017.**

A figura 1 ilustra a localização da bacia Recôncavo, além de destacar importantes falhas geológicas, como as falhas de Salvador, Itanagra e Maragogipe. É uma bacia madura em virtude do nível de conhecimento geológico e de exploração. É dividida em cinco setores terrestres (SREC-T1, SREC-T2, SREC-T3, SREC-T4 e SREC-T5) e um setor marítimo (SREC-C). Está localizada sob a Baía de Todos os Santos, conforme figura 2.

**Figura 2 – Mapa de localização da Bacia do Recôncavo e dos setores terrestres e marítimos, 2017**



**Fonte: ANP, 2017.**

O histórico de produção da bacia indica um volume acumulado de aproximadamente 1,6 bilhão de barris de óleo e 73,2 bilhões de metros cúbicos de gás natural. A produção diária é da ordem de 33 mil barris de óleo e 2.300 metros cúbicos (m<sup>3</sup>) de gás natural (ANP, 2017).

As reservas provadas (1P) da bacia estão estimadas em 182 milhões de barris de óleo e 5,5 bilhões de metros cúbicos de gás natural (ANP, 2017).

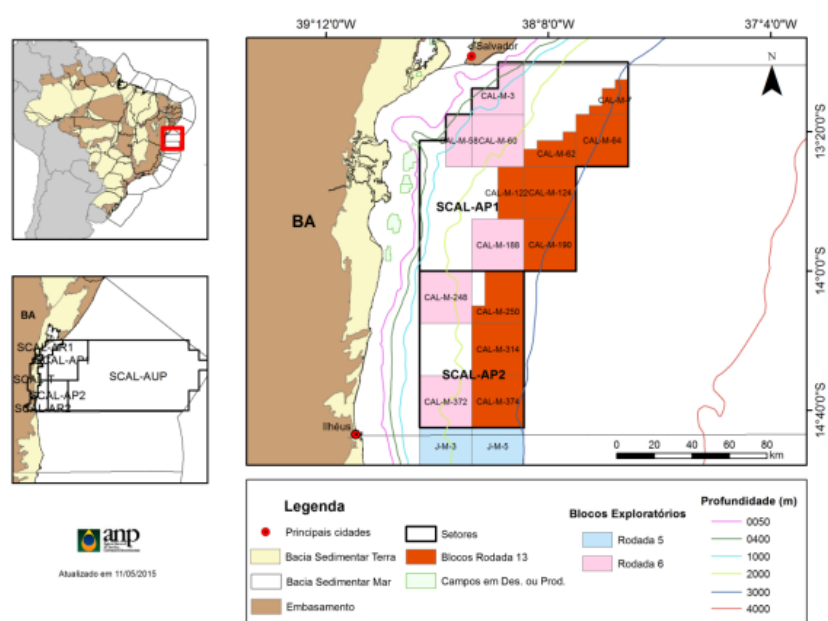
### **1.1.2 Bacia de Camamu-Almada**

As atividades exploratórias na bacia tiveram início em 1922 e, até o ano de 2019, registraram um total de 120 poços perfurados (ANP, 2019).

Localizada entre as cidades de Salvador e Ilhéus, no estado da Bahia, a bacia de Camamu-Almada apresenta uma área total de 83.976,44 km<sup>2</sup>, parte terrestre e marítima. Seus limites geográficos incluem, ao norte, as bacias do Recôncavo e de Jacuípe e ao sul, de Jequitinhonha (ANP, 2019).

Conforme a figura 3, observa-se a localização da bacia de Camamu-Almada, que contém três setores: SCAL-AP1, SCAL-AP2, SCAL-AUP.

**Figura 3: Bacia de Camamu-Almada, 2019**



**Fonte: ANP, 2019.**

Dentre os campos da bacia, destaca-se o campo de Manati, que entrou em operação em 2007. Este campo é um dos principais produtores de gás natural não associado do Brasil, com uma produção média diária de 5,5 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural, atendendo cerca de 30% da demanda nacional (ANP, 2019).

Os campos de Camarão Norte (gás/óleo) e Camarão (óleo) foram descobertos após 2000 e durante o período exploratório foi identificada a maior acumulação de hidrocarbonetos da bacia de Camamu-Almada (ANP, 2019).

No acumulado até fevereiro de 2019 foram perfurados na bacia de Camamu-Almada um total de 120 poços. Destes 109 são exploratórios, sendo 71 pioneiros e pioneiros adjacentes, 29 de extensão, 8 estratigráficos e 1 jazida mais profunda, além de 11 poços de desenvolvimento (ANP, 2019).

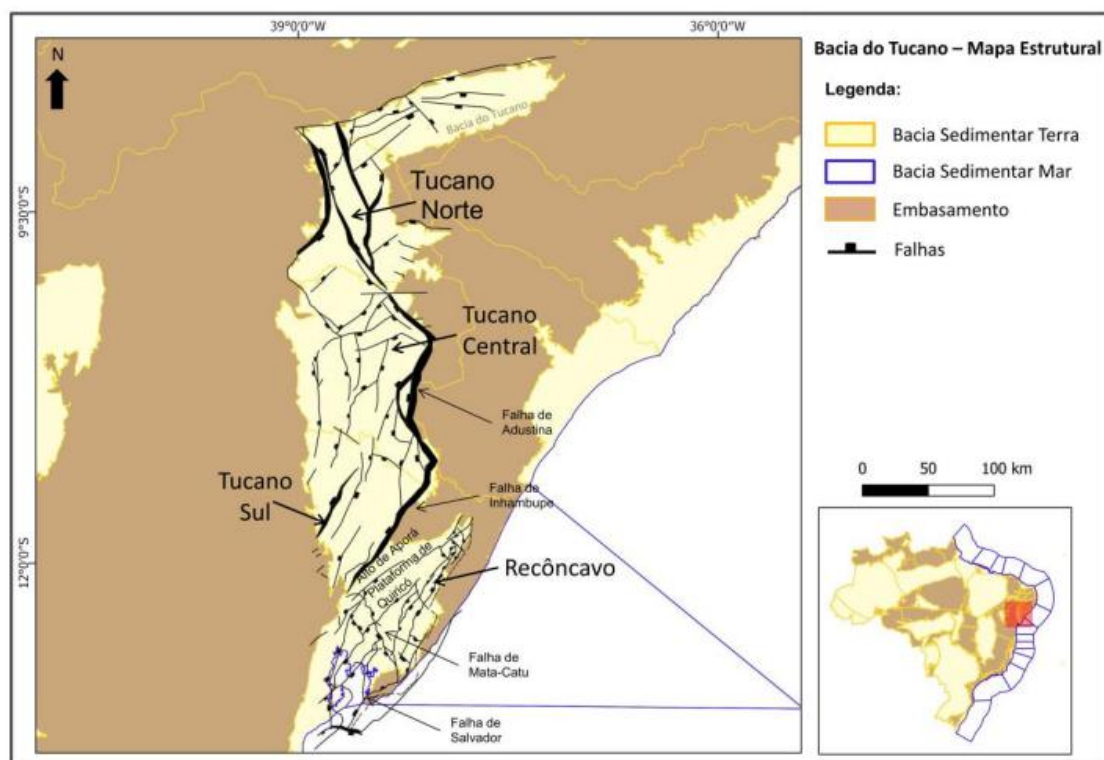
### **1.1.3 Bacia de Tucano**

As atividades exploratórias iniciaram em 1940, mas na década de 1960 é que ocorreram as primeiras descobertas relevantes. A bacia possui cinco campos de óleo: Quererá, Iraí, Conceição, Lagoa Branca e Sempre Viva. Nas décadas de 1980 e 1990 foram descobertos mais dois campos específicos de gás natural: Fazenda da Matinha e Fazenda Santa Rosa (ANP, 2021).

A bacia de Tucano possui uma área de 7.340 km<sup>2</sup> e pode ser subdividida em três sub-bacias: Tucano Sul, Tucano Central e Tucano Norte. Devido à reduzida atividade exploratória desenvolvida na região, a bacia de Tucano é classificada como Fronteira Exploratória, com apenas 122 poços exploratórios perfurados (ANP, 2021).

A divisão das sub-bacias consta na figura 4.

**Figura 4: Bacia de Tucano e suas subdivisões**



**Fonte: ANP, 2021.**

A figura 4 apresenta a divisão da bacia em 3 sub-bacias Tucano Norte, Tucano Central, Tucano Sul. Este último na divisa com a bacia do Recôncavo.

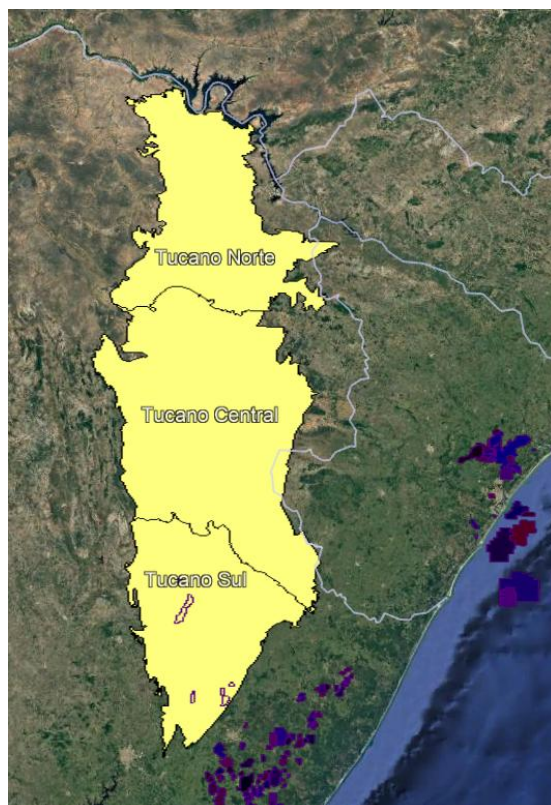
A produção da bacia concentra-se, principalmente, em acumulações de gás natural. Em 2020, a produção acumulada da bacia correspondeu a aproximadamente 168,16 milhões de barris de óleo e 12 milhões de metros cúbicos (m<sup>3</sup>) de gás natural (ANP, 2021).

As reservas provadas (1P) da bacia estão estimadas em 585,56 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural, sem registro de reservas significativas de óleo (ANP, 2021).

A figura 5 apresenta o mapa da bacia de Tucano e os respectivos campos.



**Figura 5: Bacia de Tucano e os campos em produção e desenvolvimento, 2025**



Fonte: Elaboração do autor com base em dados extraídos do Geomaps da ANP, 2025.

Nota: os campos estão em roxo na extremidade sul da bacia de Tucano Sul.

As três bacias (Recôncavo, Camamu-Almada, Tucano) apresentadas na seção 1.1 possuem campos ativos. Na seção 1.2 serão detalhados.

## **1.2 Campos de Exploração e Produção (E&P) nas bacias Recôncavo, Camamu-Almada e Tucano**

Os principais campos são:

- (a) bacia do Recôncavo – campo de Miranga (em terra);
- (b) bacia Camamu-Almada – campo de Manati,
- (c) bacia do Tucano – campo de Conceição.

### **1.2.1 Campo de Miranga**

O Campo de Miranga foi descoberto em 1965 e teve o início da produção no mesmo ano. Até 2023, a operação do campo foi realizada pela Sociedade de Propósitos



Específicos (SPE) Miranga S.A., e o término do contrato de concessão será em 2052 (ANP, 2023a).

O campo está localizado na porção emersa da bacia do Recôncavo, no município de Pojuca, aproximadamente a 80 km de Salvador. A figura 6 mostra a localização do campo *onshore* de Miranga.

Figura 6 – Campo de Miranga da Bacia do Recôncavo, 2023



Fonte: ANP, 2023a.

De 1965 (data da descoberta) a agosto de 2023 foram perfurados 620 poços, sendo 133 produtores e 36 injetores. A produção acumulada desses poços até dezembro de 2022 consta na tabela 1.

Tabela 1: Produção acumulada de óleo e gás do campo de Miranga, 1965-2022

Produção Acumulada	Valor
Petróleo (milhões de m³)	35,54
Gás Total (milhões de m³)	21475,65

Fonte: ANP, 2023a.

A produção de óleo é destinada para a Refinaria Mataripe e a de gás natural para a UPGN de Catu. O histórico de produção do campo abrange óleo, condensado, gás natural

associado e gás natural não associado, com registros contínuos de julho de 1965 a julho de 2023, conforme a figura 7.

**Figura 7: Histórico de produção de óleo e gás natural do campo de Miranga, 1965-2023**



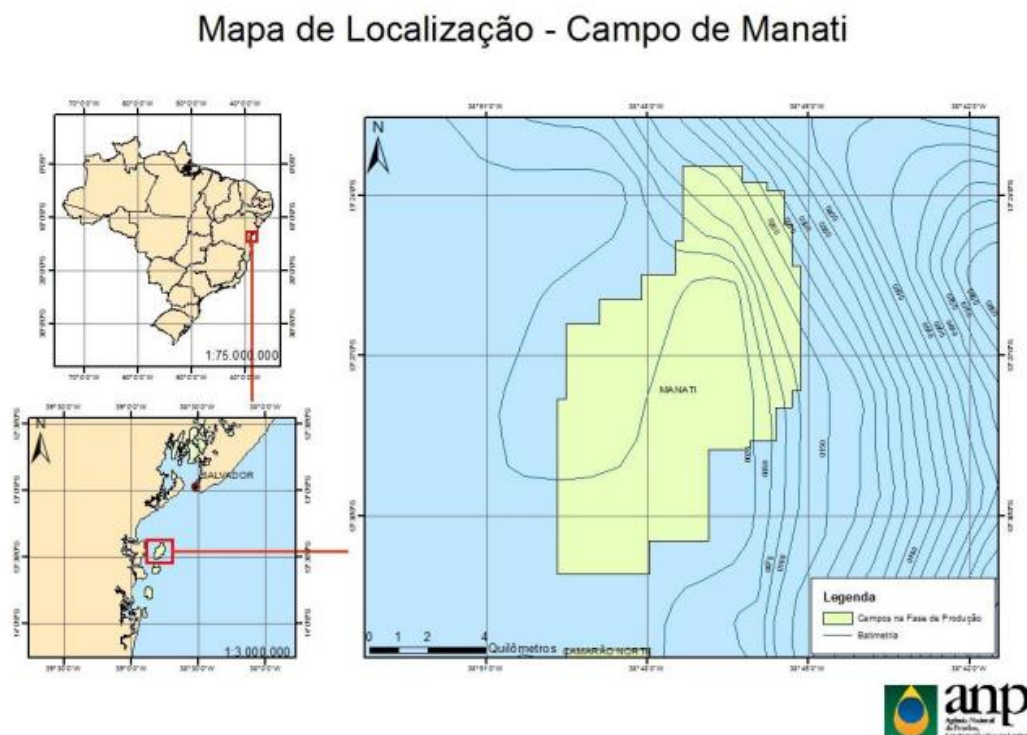
Fonte: ANP, 2023a.

A produção de óleo declina após o pico de 1967, sem recuperação posterior. A produção de gás natural associado teve seu maior volume em 2003 com 2.626,89 Mm<sup>3</sup>/dia e expressivo declínio posterior. O gás natural não-associado alcançou seu pico em 2005 com 2.716,88 Mm<sup>3</sup>/dia, com queda acentuada, mas alguns registros de recuperação. Os dados refletem a maturidade do campo e a respectiva depleção.

### 1.2.2 Campo de Manati

O campo de Manati foi descoberto em 2000 e a produção iniciada em 2007. Está localizado na costa do município de Cairu, na bacia de Camamu-Almada, com uma lâmina d'água de 25 metros, conforme figura 8.

**Figura 8 – Localização do Campo de Manati da Bacia de Camamu-Almada, 2016**



**Fonte: ANP, 2016.**

Desde a descoberta (ano 2000), a Petrobras é a operadora do contrato com 35%, no consórcio formado com a Enauta Energia S.A. (45%), Geopark Brasil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda. (10%) e Prio S.A.(10%) (PETRONOTÍCIAS, 2022).

Até janeiro de 2016 foram perfurados seis poços, todos em produção. A produção acumulada desses poços até dezembro de 2015 está na tabela 2.

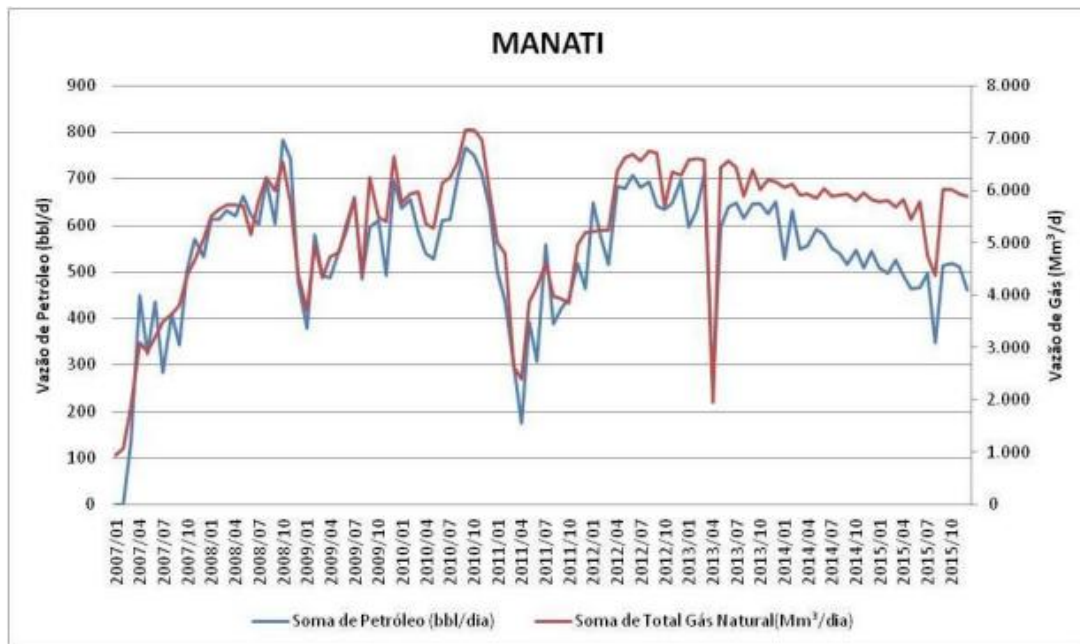
**Tabela 2: Produção acumulada de óleo e gás natural do campo de Manati, 2007- 2015**

<b>Produção Acumulada</b>	<b>Valor</b>
Petróleo (milhões de barris)	1,77
Gás Natural (milhões de m <sup>3</sup> )	17516,18

**Fonte: ANP, 2016.**

O campo de Manati possui um histórico de produção de petróleo e gás natural desde janeiro de 2007 até outubro de 2015, conforme figura 9.

Figura 9: Produção de petróleo e gás natural do campo de Manati, 2007-2015



Fonte: ANP, 2016.

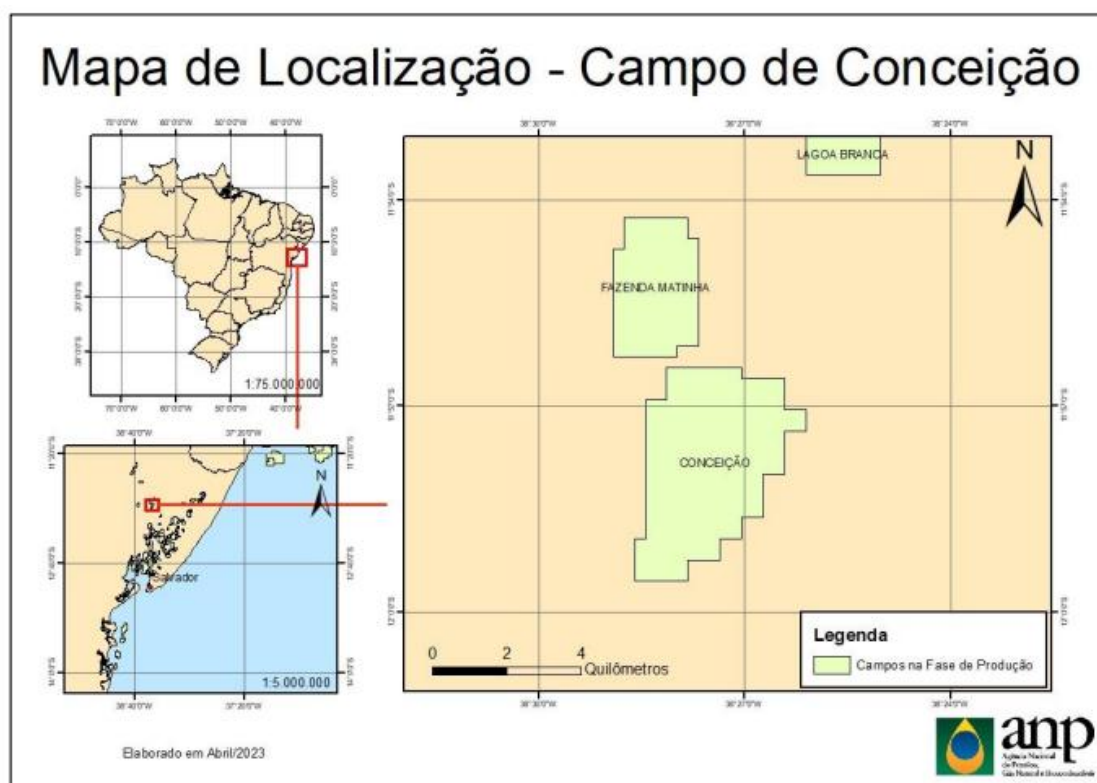
Observa-se um crescimento inicial na produção de óleo e gás natural; porém algumas quedas podem ser verificadas: 2009, 2011, 2013 e 2015. O gás é associado e mantém a produção fortemente correlacionada ao óleo ao longo do período analisado.

### 1.2.3 Conceição

O campo de Conceição foi descoberto em 1967, com início da produção em 1980. O gás natural é o principal fluido produzido.

Está situado em terra na sub-bacia de Tucano Sul no município de Alagoinhas, aproximadamente 110 km de Salvador, vide figura 10.

**Figura 10 – Localização do campo Conceição na bacia de Tucano Sul, 2023**



**Fonte: ANP, 2023.**

Em 2025, a operação do campo pertence a empresa Origem Energia, cujo contrato de concessão tem término previsto em 2045.

Da descoberta (ano de 1967) até junho de 2023 foram perfurados 20 poços, sendo 13 produtores. A produção acumulada desses poços até dezembro de 2022 está na tabela 3.

**Tabela 3: Produção acumulada de óleo e gás natural do campo de Conceição na bacia de Tucano, 1970-2022**

<b>Produção Acumulada</b>	<b>valor</b>
Petróleo (milhões de m <sup>3</sup> )	0,04
Gás Total (milhões de m <sup>3</sup> )	1752,39

**Fonte: ANP, 2023b.**

O histórico de produção do campo de Conceição abrange óleo, condensado, gás natural associado e gás natural não associado de fevereiro de 1970 a novembro de 2022, conforme figura 11.

**Figura 11: Produção de óleo e gás natural do campo de Conceição, 1970-2022**



Fonte: ANP, 2023b.

A produção de óleo teve um crescimento inicial (1984-1986) e apresentou o maior pico em 2001 com 25,26 m³/dia. A produção de condensado iniciou em 1995 com um pico de 18,07 m³/dia. O gás natural associado é o que registra volume mais significativo. O pico ocorreu em 1981 com 560,58 Mm³/dia. Após o pico registrou quedas continuadas. O gás natural não associado atingiu o pico em 2004 e 2006 com posteriormente redução. É considerado um campo maduro, que tem o gás não associado e o condensado como seus principais ativos.

### 1.3 Produção Acumulada todos os Campos - Petróleo e Gás

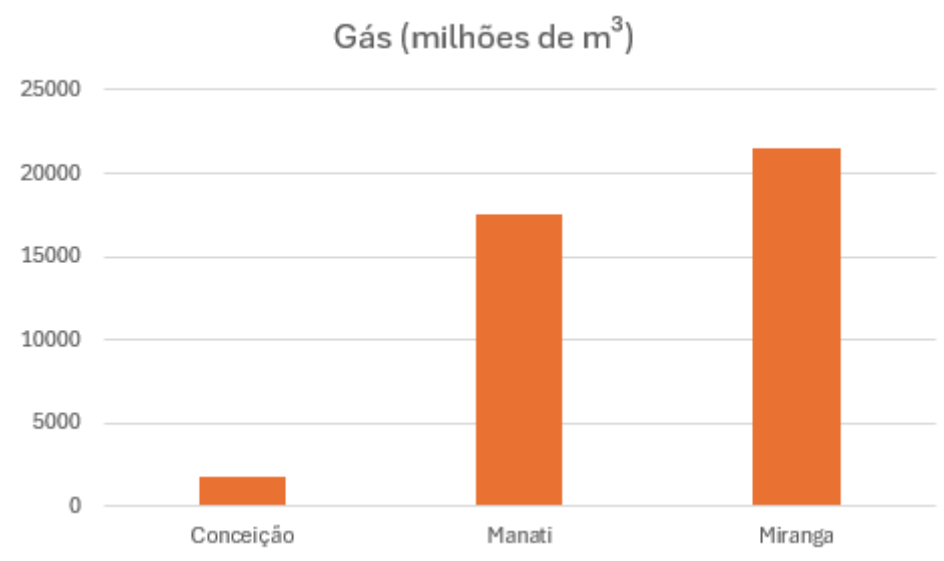
Comparando a produção acumulada dos três campos analisados, observa-se comportamentos distintos para o petróleo e gás natural. No caso do petróleo, observa-se que o campo de Miranga se destaca amplamente, apresentando volumes muito superiores em relação a Manati e, principalmente, a Conceição, cuja produção é inexpressiva. Já para o gás natural, a situação se inverte parcialmente, Manati e Miranga concentram os maiores volumes acumulados, ambos expressivos, enquanto Conceição mantém participação bastante reduzida. As figuras 12 e 13 apresentam a comparação da produção acumulada de petróleo e de gás natural expressa em milhões de m³.

**Figura 12: Comparação da produção acumulada de petróleo dos campos de Miranga, Manati e Conceição**



Fonte: Elaboração do autor, 2025.

**Figura 13: Comparação da produção acumulada de petróleo dos campos de Miranga, Manati e Conceição**



Fonte: Elaboração do autor, 2025.

### Considerações Parciais 1

O estado da Bahia conta com 13 bacias e 9 poços exploratórios e/ou produtores. As principais bacias são: Recôncavo, Camamu-Almada e Tucano. No Recôncavo tem-se o campo de Miranga que apresenta declínio acentuado na produção de óleo e razoável produção acumulada de gás natural (1965 a 2022). Na bacia de Camamu-Almada, o campo de Manati tem produção de óleo, mas a de gás encontra-se com uma produção acumulada de 17 milhões de m<sup>3</sup> de 2007 a 2015. O campo de Conceição na bacia de



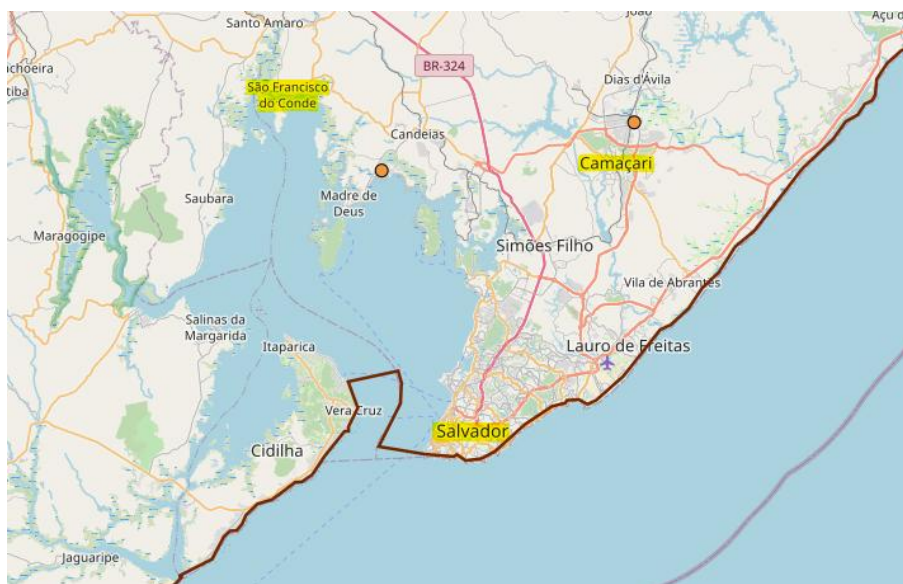
Tucano apresenta inexpressiva produção de óleo e de gás natural. Isso significa que o campo de Miranga sustenta a produção de óleo e gás natural e o campo de Manati sustenta a produção de gás natural. Estes números podem indicar um declínio absoluto dos campos da Bahia.

## 2. Refinarias e Unidades de Processamento de Gás Natural – UPGN na Bahia

O estado da Bahia possui duas refinarias: a Refinaria de Mataripe, localizada no distrito de Mataripe em São Francisco do Conde, a 55 km de Salvador; a Refinaria DAX Oil situada no Polo Industrial de Camaçari, a 52 km da capital baiana. O estado possui 4 unidades de processamento de gás natural – UPGN: Caburé, São Roque, Polo de Catu e Estação Vandemir Ferreira.

A figura 14 apresenta o mapa da região com a localização das refinarias.

**Figura 14: Localização das refinarias Mataripe e Dax Oil**



Fonte: Elaboração do autor com base em dados do Geomaps da ANP, 2025.

### 2.1 Refinaria de Mataripe

A Refinaria de Mataripe é a primeira refinaria nacional, com início das operações em 1950. Antes de 2021, chamava-se Refinaria Landulpho Alves (RLAM), mas após Plano de Desinvestimento da Petrobras recebeu o nome de Refinaria de Mataripe. Foi comprada pelo grupo Mubadala Capital por US\$ 1,6 bilhão (O GLOBO, 2021; ACELEN, 2025).

Com uma capacidade de refino de 323 mil barris por dia, a refinaria representa 14% da capacidade total de refino do país, sendo responsável por abastecer 42% da demanda da região Nordeste e 80% da Bahia (ACELEN, 2025).

A refinaria possui 24 unidades de processamento, sendo seus principais produtos: diesel, gasolina, querosene de aviação (QAV), asfalto, nafta petroquímica, gases petroquímicos, parafinas, lubrificantes, gás liquefeito de petróleo (GLP) e óleos combustíveis (industriais, térmicas e bunker) (ACELEN, 2025).

Em março de 2024, a Petrobras divulgou uma nota de esclarecimento informando a fase final *due diligence* para avaliar a possível aquisição de participação na Refinaria de Mataripe (RefMat), atualmente sob controle da Mubadala Capital. A iniciativa insere-se na estratégia da companhia de reavaliar ativos de refino, com vistas à ampliação de sua presença no *downstream* e à diversificação de seu *portfólio*, incluindo projetos de biorrefino. Até dezembro do mesmo ano, a Petrobras não havia formalizado proposta de reaquisição, nem firmou qualquer documento vinculante (PETROBRAS, 2024).

## 2.2 Refinaria DAX Oil

A DAX Oil atua desde 2001 no Polo Petroquímico de Camaçari. No início das operações processava óleo de mamona, mas a partir de 2009 passou a operar com condensado. Em 2025, vem processando gasolina A, óleo diesel A S500, parafinas e solventes C100 e BB100, com capacidade total de refino de 4.000 barris por dia (DAX Oil, s/d).

**Figura 15: Localização da refinaria DAX Oil**



Fonte: Elaboração do autor com base em Maps dos Google, 2025.

## 2.3 Unidades de Processamento de Gás Natural - UPGN

A tabela 4 mostra informações sobre as UPGNs da Bahia referentes a localização, capacidade de processamento, Fator de Utilização da capacidade e produtos.

**Tabela 4 – Unidades de Processamento de Gás Natural da Bahia, 2024**

UPGN	Localização	Em funcionamento	Cap. de Processamento (MMm³/dia)	FUT (% médio 2024)	Produtos
UPGN Caburé (ALVOPETRO S.A)	Bahia	Sim	0,42	60,56	Gás seco, Líquido de gás natural
UPGN São Roque (PETRORECONCAVO S.A. )	Bahia	Sim	0,40	28,33	Gás seco
POLO DE CATU	Bahia	Sim	2,00	83,56	Gás seco e Líquido de gás natural
Estação Vandemir Ferreira <sup>1</sup>	Bahia	Sim	6,00	28,6	Gás seco

**Fonte: Elaboração do autor com base em ANP (2024b).**

A UPGN Caburé é operada pela AlvoPETRO Energy e está localizada no município de Mata de São João. Com uma capacidade de processamento de aproximadamente 0,42 MM m³ de gás, a UPGN processa o gás proveniente dos campos de Cardeal do Nordeste, Caburé, Caburé Leste e Cardeal do Nordeste Leste, todos da bacia do Recôncavo (TN PETRÓLEO, 2020). A unidade promove o abastecimento das distribuidoras locais com os principais subprodutos: gás seco e líquido de gás natural (ANP, 2024b).

A UPGN São Roque da PetroReconcavo está situada no município de Mata de São João. Inaugurada em agosto de 2024, a unidade tem capacidade de processamento de 0,4 MM m³ de gás natural por dia. O gás processado na UPGN provém dos campos de Mata de São João, Remanso, Jacuípe e Riacho de São Pedro, todos operados pela PetroReconcavo (PETRORECONCAVO, 2024).

A Unidade de Processamento de Gás Natural de Catu foi inaugurada em 1962 pela Petrobras e está localizada no município de Catu. É a primeira UPGN do país, com o gás natural vindo da bacia do Recôncavo.

Em 2020, a Petrobras colocou o Polo Bahia Terra no Plano de Desinvestimento, que incluiu a UPGN de Catu. Porém, em 2023, a empresa desistiu da venda e permaneceu como operadora (VALOR ECONÔMICO, 2023).

Conforme ANP (2024a), a UPGN possui capacidade de processamento de 1,67 MM m³ de gás, um volume processado médio em 2024 (janeiro até setembro) de 1670,2 mil m³/dia e um Fator de Utilização (FUT) de 83,56%.

A Estação Vandemir Ferreira (EVF) é uma unidade de processamento de gás natural localizada em São Francisco do Conde. Inaugurada em 2009, a EVF desempenha um

papel crucial no tratamento do gás natural proveniente do campo de Manati, situado na bacia de Camamu-Almada, norte do estado.

A EVF é operada pela Petrobras e tem uma capacidade de processamento de 6,0 MMm<sup>3</sup>/dia. Está interligada à UPGN Candeias e ao Terminal de Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL), localizado na Baía de Todos os Santos.

## **Considerações parciais 2**

O estado da Bahia possui duas refinarias: a Refinaria de Mataripe, localizada no distrito de Mataripe em São Francisco do Conde, a 55 km de Salvador. A refinaria processa 323 mil barris por dia, que representa 14% da capacidade total de refino do país, sendo responsável por abastecer 42% da demanda do Nordeste e 80% da Bahia. A refinaria DAX Oil está situada no Polo Industrial de Camaçari, a 52 km da capital baiana. Ela processa gasolina A, óleo diesel A S500, parafinas e solventes C100 e BB100, com capacidade de refino de 4.000 barris por dia. O estado possui, também, unidades de processamento de gás natural – UPGN. São 4 UPGNs: Caburé, São Roque, Polo de Catu e Estação Vandemir Ferreira. Ao todo, as 4 UPGNs têm 6,82 MM m<sup>3</sup>/dia de capacidade de processamento, sendo Caburé com FUT (média 2024) de 60,56% e Catu com 83,56%. As demais UPGNs precisam elevar o FUT.

## **3. Distribuição**

A distribuição do petróleo é, em sua maioria, destinada à Refinaria de Mataripe. Com a operação dessa refinaria, o estado possui capacidade de processamento local relevante.

### **3.1 Distribuição dos derivados**

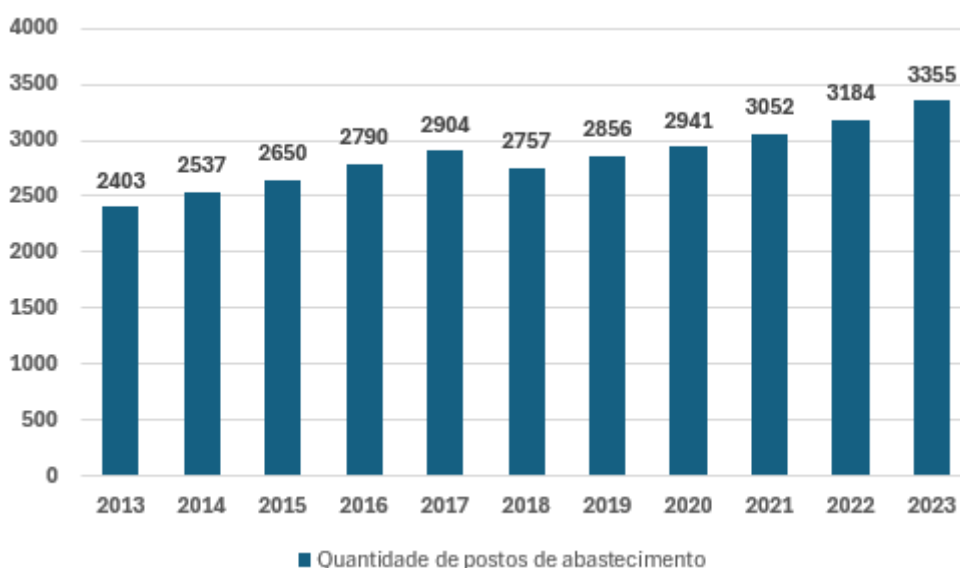
A distribuição de derivados é regional, ou seja, a Refinaria de Mataripe supre o mercado local e as demandas de alguns estados do Nordeste. Como a refinaria representa a maior parte da produção baiana, ela se destaca na distribuição de derivados, atendendo cerca de 80% do estado.

Com aproximadamente 659 km de oleodutos que interligam a refinaria aos terminais portuários, os produtos finais — como diesel, gasolina, GLP, querosene de aviação (QAV) e lubrificantes — são transportados até esses terminais para posterior envio aos demais estados. Para a distribuição dentro da Bahia, o transporte é realizado principalmente por meio de bases e terminais logísticos localizados próximos à refinaria, utilizando-se de rodovias e oleodutos regionais (ACELEN, 2025).

## **4. Postos de abastecimento de derivados**

A figura 16 mostra o quantitativo de postos de abastecimento no estado da Bahia de 2013 a 2023.

**Figura 16: Quantitativo de posto de abastecimento no estado da Bahia, 2013-2023**



Fonte: ANP, 2025.

Conforme a ANP (2025), o mercado varejista de combustíveis automotivos ao longo de 10 anos avançou, com exceção de 2018, devido à redução de 147 unidades. O estado ganhou 952 novos estabelecimentos em um período de 10 anos (2013-2023), o equivalente ao crescimento de 39,6%.

Os principais combustíveis comercializados nos postos são (ANP, 2025): gasolina, gasolina aditivada, etanol, diesel, diesel S10 e gás natural veicular (GNV).

### **Considerações Parciais 3**

O crescimento de 39,6% no número de postos de abastecimento na Bahia entre 2013 e 2023 demonstra a expansão da infraestrutura de comercialização de combustíveis. Esse avanço evidencia a importância do setor varejista na cadeia de valor do petróleo e gás natural e reforça o papel do estado como um polo de abastecimento estratégico no Nordeste.

### **Conclusão**

O mapeamento do setor petrolífero e gasífero da Bahia evidencia a relevância histórica e atual do estado como polo estratégico na cadeia produtiva nacional. Desde a descoberta pioneira no bairro de Lobato em 1939, até a consolidação da bacia do

Recôncavo como referência geológica e produtiva, a Bahia construiu uma trajetória singular que ainda hoje sustenta parte da produção de óleo e gás do Nordeste.

As análises realizadas mostraram que, embora a produção apresente sinais claros de maturidade, os campos de Miranga, Manati e Conceição continuam representando ativos fundamentais, seja pelo histórico acumulado de produção, seja pelo suporte que ainda fornecem ao abastecimento regional.

A comparação entre as três principais bacias — Recôncavo, Camamu-Almada e Tucano — evidenciou diferenças significativas tanto em termos de volume de reservas provadas quanto de desempenho produtivo. O campo de Miranga, descoberto em 1965, sustenta a produção de óleo do estado, ainda que em declínio acentuado, enquanto o campo de Manati se destaca pela expressiva contribuição na oferta de gás natural, especialmente entre 2007 e 2015. O campo de Conceição, na bacia do Tucano, revela produção modesta, marcada por volumes inexpressivos de óleo e desempenho limitado em gás natural. Esses resultados refletem a heterogeneidade das bacias e indicam que o potencial exploratório da Bahia, embora reconhecido, encontra-se fortemente condicionado a maturidade dos campos em operação.

No setor de refino, a presença da Refinaria de Mataripe e da DAX Oil amplia a relevância estratégica do estado. A primeira, com capacidade de 323 mil barris por dia, representa 14% da capacidade nacional e garante o atendimento de 42% da demanda do Nordeste e 80% do mercado baiano. Já a DAX Oil, embora de menor porte, evidencia a diversificação do setor e a presença da iniciativa privada. Somam-se quatro Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs), cuja capacidade total é de 6,82 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Isso reforça a posição do estado como um elo essencial na infraestrutura de escoamento e tratamento do gás natural. Destacam-se a UPGN de Catu, primeira do país e ainda com desempenho expressivo; e a Estação Vandemir Ferreira, responsável pelo processamento do gás do campo de Manati.

A análise da distribuição mostrou uma malha de oleodutos com aproximadamente 659 km, interligando a refinaria aos terminais portuários e garantindo o escoamento para outros estados, ao mesmo tempo em que a distribuição interna é viabilizada por rodovias e oleodutos regionais. Esse arranjo logístico, associado ao crescimento de 39,6% no número de postos de abastecimento entre 2013 e 2023, evidencia o dinamismo do setor varejista de combustíveis.

Os dados apresentados ao longo do estudo revelam um setor em transição. De um lado, a Bahia guarda um legado histórico e uma infraestrutura consolidada, que lhe conferem centralidade na matriz energética do Nordeste. De outro, os sinais de esgotamento natural dos campos e a redução do ritmo de novas descobertas colocam em perspectiva a necessidade de investimentos em tecnologias de recuperação avançada, aproveitamento de gás associado e diversificação da matriz. Nesse sentido, a refinaria de Mataripe e as UPGNs surgem não apenas como ativos operacionais, mas como vetores de possíveis transformações, seja pela ampliação da capacidade de refino e processamento, seja pela possibilidade de integração com projetos voltados à transição energética.

Por fim, ao consolidar dados de exploração, produção, refino, distribuição e comercialização, este estudo reafirma que a Bahia permanece como peça-chave na cadeia petrolífera e gasífera do Nordeste e do país.

## Referências

- ACELEN (2025). A primeira refinaria do Brasil. Disponível em: <https://www.acelen.com.br/negocios/>. Acessado em: 08/09/2025
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP (2013). Bacias do Recôncavo e Tucano Sul. Disponível em: [https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/11a-rodada-licitacoes-blocos/arquivos/seminarios/bacia\\_do\\_reconcavo\\_e\\_tucano\\_sul.pdf](https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/11a-rodada-licitacoes-blocos/arquivos/seminarios/bacia_do_reconcavo_e_tucano_sul.pdf). Acessado em: 15/01/2025
- ANP (2016). Manati. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/desenvolvimento-e-producao/pd/manati.pdf>. Acessado em: 28/01/2025
- ANP (2017). Bacia do Recôncavo. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/14a-rodada-licitacoes-blocos/arquivos/areas-oferta/sumario-reconcavo.pdf>. Acessado em: 06/01/2025
- ANP (2019). Bacia de Camamu-Almada. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/16a-rodada-licitacoes-blocos/arquivos/areas-oferta/sumario-geologico-camamu-almada.pdf>. Acessado em: 14/01/2025.
- ANP (2021). Bacia do Recôncavo e Sub-bacia Tucano Sul. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opc/arquivos/sg/tucano-reconcavo.pdf>. Acessado em: 15/01/2025
- ANP (2023a). Miranga. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/desenvolvimento-e-producao/pd/miranga.pdf>. Acessado em: 27/01/2025
- ANP (2023b). Conceição. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/desenvolvimento-e-producao/pd/conceicao.pdf>. Acessado em: 29/01/2025
- ANP (2024a). ATOS OFICIAIS: Autorização spc-anp nº 477, de 16 de agosto de 2024 - dou de 19-08-2024. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-477-2024-?origin=instituicao>. Acessado em: 22/04/2025.



- ANP (2024b). Lista de Gasodutos - Exploração e Produção. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados-de-e-p/gasodutos.pdf> . Acessado em: 13/10/2025.
- ANP (2025a). Anuário Estatístico. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico>. Acessado em: 26/04/2025.
- ANP (2025b). Geomaps ANP. Disponível em: <https://geomaps.anp.gov.br/geoanp/> Acessado em: 02/09/2025.
- ANP (2025c). Oferta Permanente Brasil: Licitações de Petróleo e Gás. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/oferta-permanente>. Acessado em: 13/10/2025.
- ANP (S/D). Bacia de Camamu-Almada. Disponível em: [https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/13a-rodada-licitacoes-blocos/arquivos/areas-oferecidas/sumario\\_geologico\\_bacia\\_camamu-almada\\_r13.pdf](https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/13a-rodada-licitacoes-blocos/arquivos/areas-oferecidas/sumario_geologico_bacia_camamu-almada_r13.pdf). Acessado em: 06/03/2025
- DAX Oil (2025). A primeira refinaria privada da Bahia. Disponível em: <https://dax-oil.com/institucional/>. Acessado em: 24/04/2025
- O GLOBO (2021). Petrobras vende refinaria na Bahia para fundo árabe por US\$ 1,6 bi. Disponível em: <https://oglobo.globo.com/economia/petrobras-vende-refinaria-na-bahia-para-fundo-arabe-por-us-16-bi-1-24940595#:~:text=Compartilhe%20por&text=RIO%20%E2%80%94%20Na%20reta%20final%20da,dado%20o%20aval%20ao%20neg%C3%B3cio.&text=A%20Petrobras%20iniciou%20o%20processo,totalizando%20669%20km%20de%20extens%C3%A3o>. Acessado em: 08/09/2025.
- PETROBRAS (2024). Esclarecimento de notícias sobre Refinaria de Mataripe. Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/w/negocio/esclarecimento-sobre-noticias>. Acessado em: 23/04/2025
- PETRONOTICIAS (2022). Enauta ficará com participação em Manati e estuda projeto de estocagem de gás no campo. Disponível em: <https://petronoticias.com.br/enauta-ficara-com-participacao-em-manati-e-estuda-projeto-de-estocagem-de-gas-no-campo/> Acessado em: 4/4/2025.
- PETRORECONCAVO (2024). PetroReconcavo anuncia investimento de mais de R\$ 340 milhões em construção de nova unidade de processamento de gás natural na Bahia. 4 nov. 2024. Disponível em: <https://petroreconcavo.com.br/petroreconcavo-anuncia-investimento-de-mais-de-r-340-milhoes-em-construcao-de-nova-unidade-de-processamento-de-gas-natural-na-bahia/>. Acessado em: 8/4/2025.

TN PETRÓLEO (2020). *Gasoduto Caburé, na Bahia, recebe autorização para operar de forma definitiva pela ANP*. Publicado em: 30 jun. 2020. Disponível em: <https://tnpetroleo.com.br/noticia/gasoduto-cabure-na-bahia-recebe-autorizacao-para-operar-de-forma-definitiva-pela-anp/>. Acessado em: 8/04/2025.

VALOR ECONÔMICO (2023). *Petroreconcavo confirma desistência da Petrobras de vender polo Bahia Terra*. Disponível em: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2023/09/04/petroreconcavo-confirma-desistencia-da-petrobras-de-vender-polo-bahia-terra.ghtml>. Acessado em: 8/2/2025.

## Anexo

A tabela 4 apresenta as unidades de processamento da refinaria de Mataripe e suas respectivas capacidades.

**Tabela 4 – Unidades de processamento e suas respectivas capacidades da refinaria de Mataripe**

<b>Identificação</b>	<b>Unidade</b>	<b>Capacidade</b>
U-4	Destilação Atmosférica	6.500 m <sup>3</sup> /d
U-6	Craqueamento Catalítico Fluido	6.000 m <sup>3</sup> /d
U-7	Fracionamento de LGN	600 m <sup>3</sup> /d
U-7 <sup>a</sup>	Fracionamento de Nafta	400 m <sup>3</sup> /d
U-8	Fracionamento de LGN	1.100 m <sup>3</sup> /d
U-9	Destilação Atmosférica e a Vácuo	12.500 m <sup>3</sup> /d
U-11	Desasfaltação a Propano	620 m <sup>3</sup> /d
U-12	Extração de Aromáticos	800 m <sup>3</sup> /d
U-13	Desoleificação a Propano	660 m <sup>3</sup> /d
U-16	Percolação de Parafina	120 m <sup>3</sup> /d
U-18	Desparafinação	1.700 m <sup>3</sup> /d
U-23	Hidrogenação de Óleos Lubrificantes	600 m <sup>3</sup> /d

U-24	Hidrogenação de Parafinas	400 m3/d
U-25	Geração de hidrogênio	220 t/d
U-30	Normal Parafina	1.300 m3/d
U31	Hidrogenação de N-Parafinas	500 m3/d
U-32	Destilação Atmosférica e a Vácuo	41.000 m3/d
U-33	Hidrossulfurização de Nafta Craqueada	3.800 m3/d
U-34	Geração de Hidrogênio	260.000 Nm3/d
U-35	Hidrossulfurização de Nafta Craqueada	6.400 m3/d
U-36	Recuperação de Enxofre	2.826 Nm3/d
U-39	Craqueamento Catalítico de Resíduo	14.000 m3/d
U-37	Hidrodessulfurização de Diesel	12.400 m3/d
U-38	Geração de Hidrogênio	1.100.000 Nm3/d

**Fonte: Atos oficiais ANP, 2024.**