

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 equivalente 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

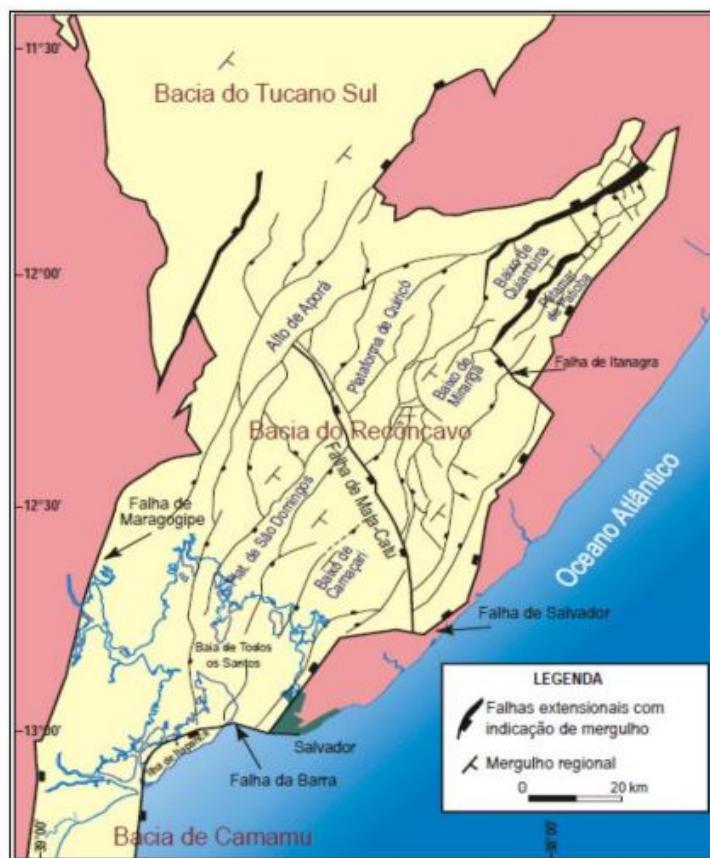
1.1.1 Bacia do Recôncavo

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 km². Limita-se ao norte e noroeste com a bacia de Tucano e ao sul com a bacia de Camamu, conforme ilustrado na figura 1.

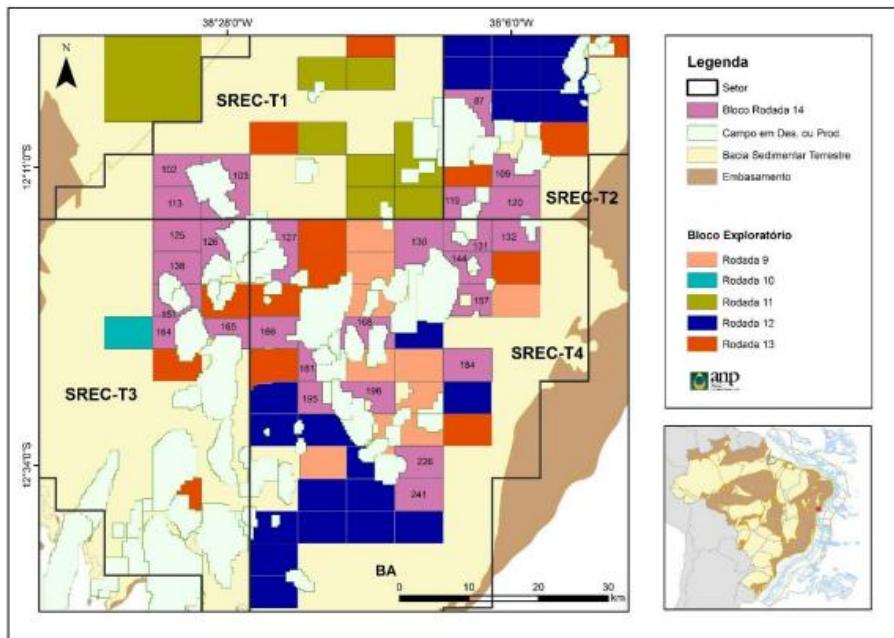
Figura 1 – Bacia do Recôncavo, 2017



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-C) 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^3) 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).

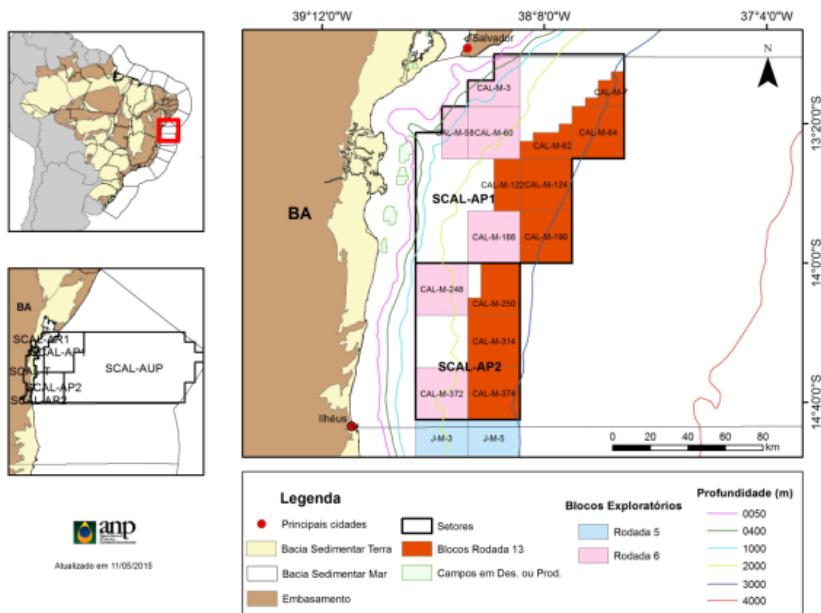
1.1.2 Bacia de Camamu-Almada

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 km², 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 m³ 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).

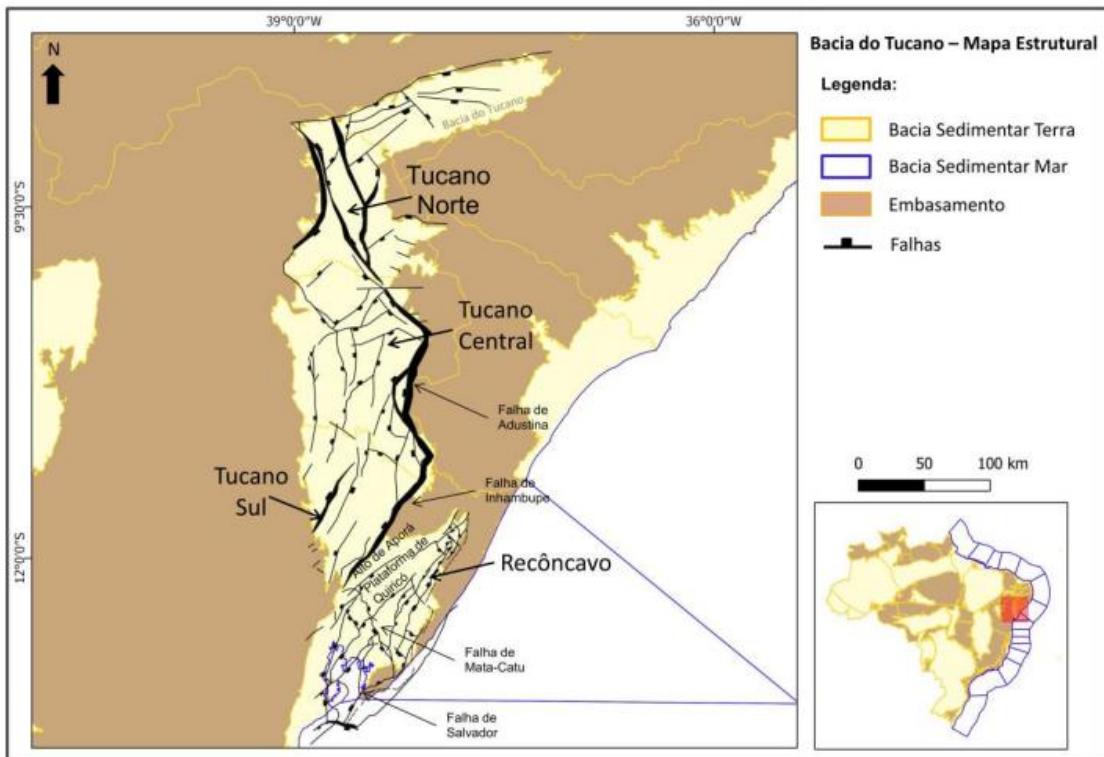
1.1.3 Bacia de Tucano

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 km² 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.

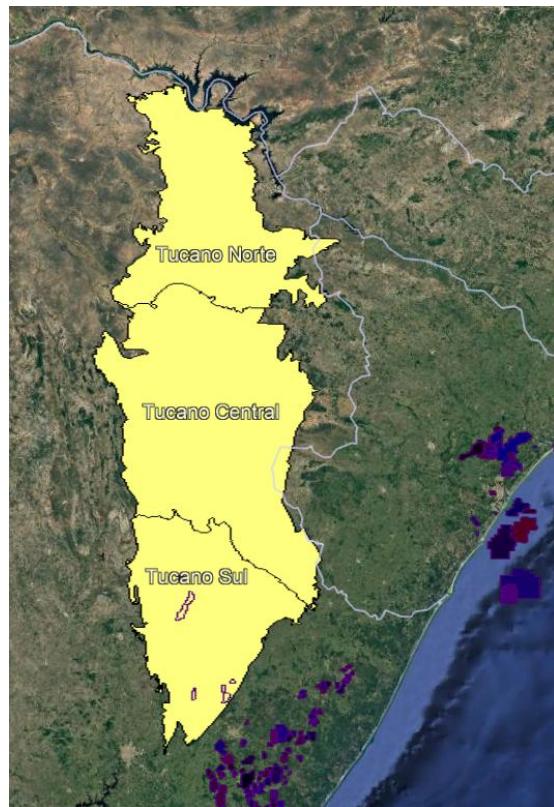
A figura 4 apresenta a divisão da bacia em 3 sub-bacias Tucano Norte, Tucano Central, Tucano Sul. Este último na divisa com a bacia do Recôncavo.

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^3) de gás natural (ANP, 2021).

As reservas provadas (1P) da bacia estão estimadas em 585,56 milhões de m^3 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.

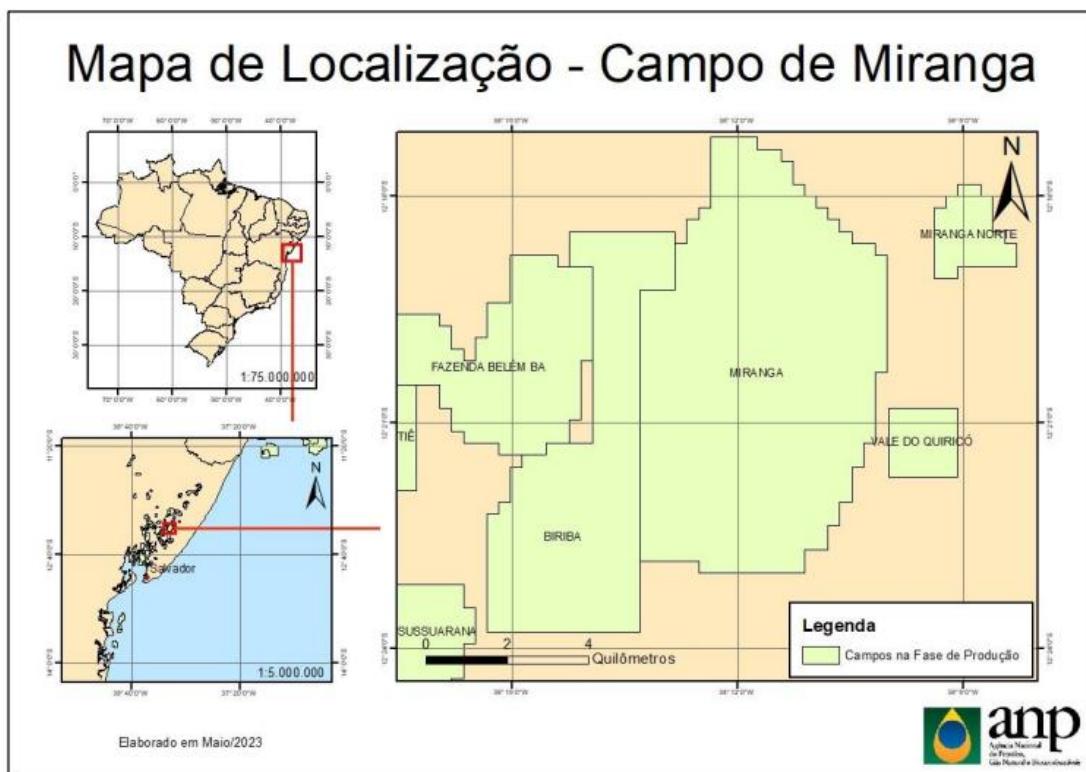
1.2.1 Campo de Miranga

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



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 m ³)	35,54
Gás Total (milhões de m ³)	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.

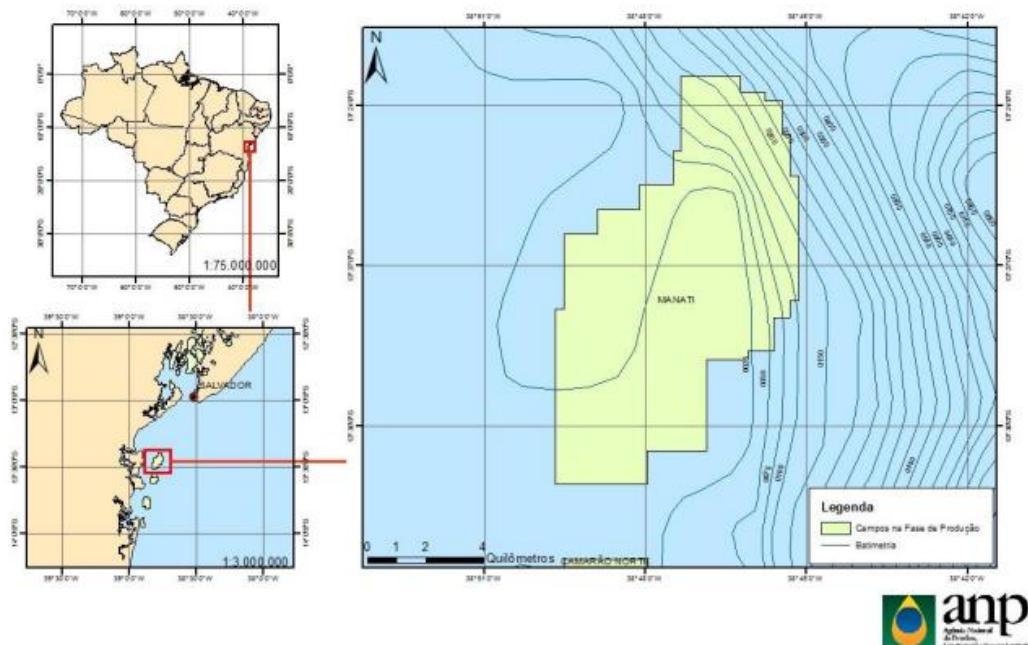
A produção de óleo declina após o pico de 1967, sem recuperação posterior. A produção de gás natural associado teve seu maior volume em 2003 com 2.626,89 Mm³/dia e expressivo declínio posterior. O gás natural não-associado alcançou seu pico em 2005 com 2.716,88 Mm³/dia, com queda acentuada, mas alguns 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

Mapa de Localização - Campo de Manati



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%) (PETRONOTICIAS, 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.

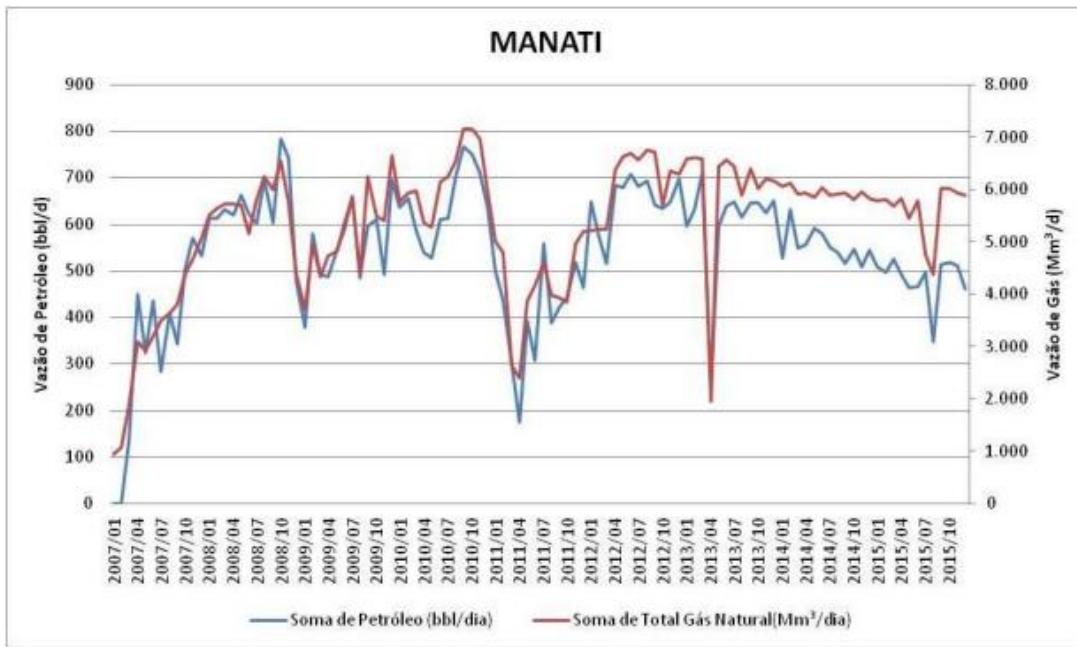
Tabela 2: Produção acumulada de óleo e gás natural do campo de Manati, 2007- 2015

Produção Acumulada	Valor
Petróleo (milhões de barris)	1,77
Gás Natural (milhões de m³)	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.

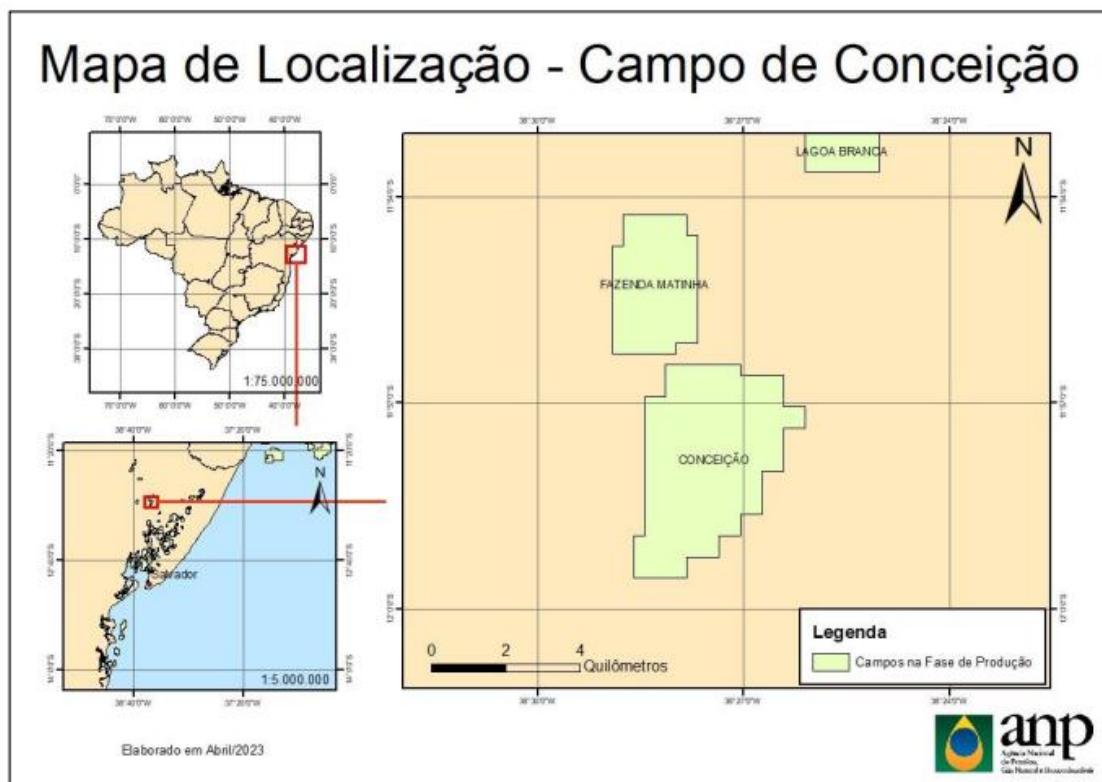
Observa-se um crescimento inicial na produção de óleo e gás natural; porém algumas quedas podem ser verificadas: 2009, 2011, 2013 e 2015. O gás é associado e mantém a produção fortemente correlacionada ao óleo ao longo do período analisado.

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

Produção Acumulada	valor
Petróleo (milhões de m ³)	0,04
Gás Total (milhões de m ³)	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 $25,26 \text{ m}^3/\text{dia}$. A produção de condensado iniciou em 1995 com um pico de $18,07 \text{ m}^3/\text{dia}$. O gás natural associado é o que registra volume mais significativo. O pico ocorreu em 1981 com $560,58 \text{ Mm}^3/\text{dia}$. 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

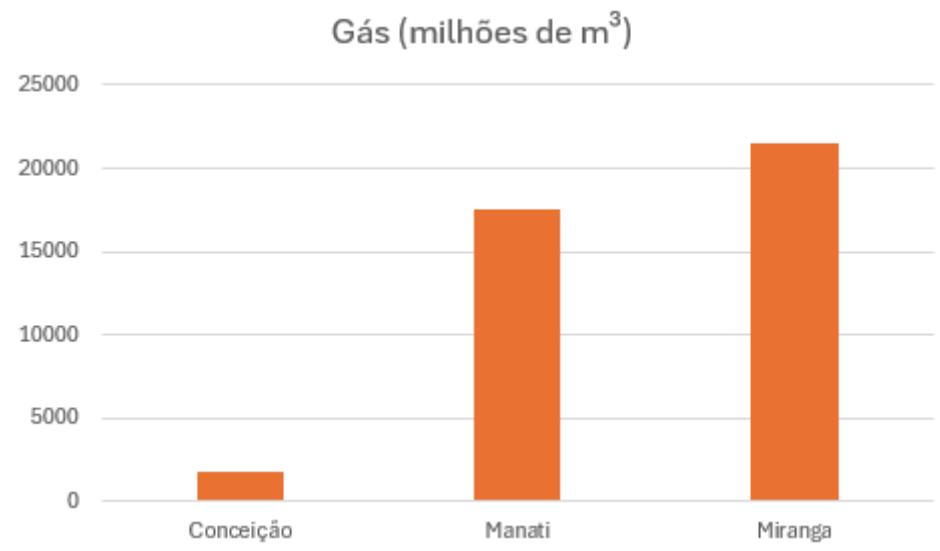
Comparando a produção acumulada dos três campos analisados, observa-se comportamentos distintos para o petróleo e gás natural. No caso do petróleo, observa-se que o campo de Miranga se destaca amplamente, apresentando volumes muito superiores em relação a Manati e, principalmente, a Conceição, cuja produção 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 m^3 .

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 m³ 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 (MMm ³ /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 ¹	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 MMm³/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 m³/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

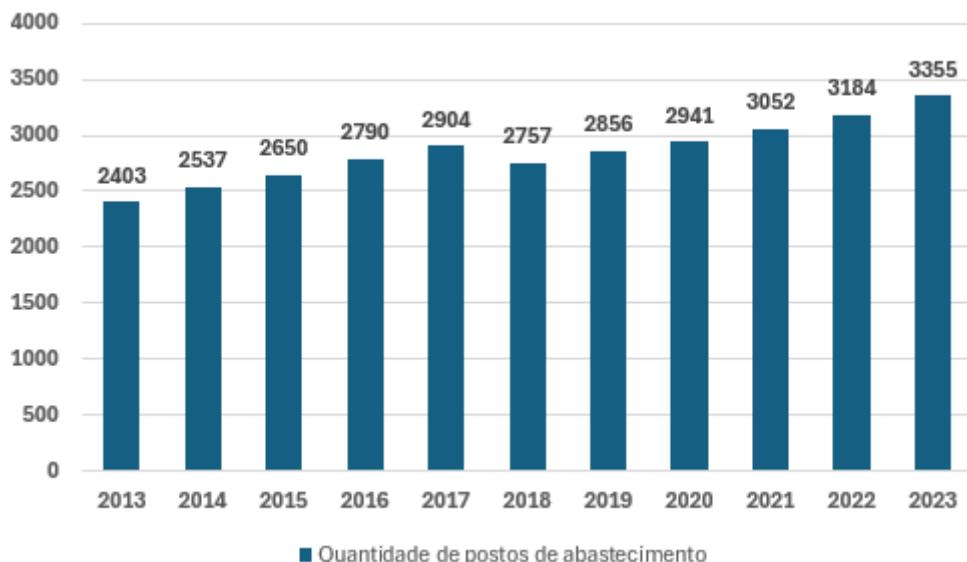
A distribuição de derivados é regional, ou seja, a Refinaria de Mataripe supre o mercado local e as demandas de alguns estados do Nordeste. Como a refinaria representa a maior parte da produção baiana, ela se destaca na distribuição de derivados, atendendo cerca de 80% do estado.

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 m³/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. 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. 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). Petrorecôncavo 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

Identificação	Unidade	Capacidade
U-4	Destilação Atmosférica	6.500 m3/d
U-6	Craqueamento Catalítico Fluido	6.000 m3/d
U-7	Fracionamento de LGN	600 m3/d
U-7 ^a	Fracionamento de Nafta	400 m3/d
U-8	Fracionamento de LGN	1.100 m3/d
U-9	Destilação Atmosférica e a Vácuo	12.500 m3/d
U-11	Desasfaltação a Propano	620 m3/d
U-12	Extração de Aromáticos	800 m3/d
U-13	Desoleificação a Propano	660 m3/d
U-16	Percolação de Parafina	120 m3/d
U-18	Desparafinação	1.700 m3/d
U-23	Hidrogenação de Óleos Lubrificantes	600 m3/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.