

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE RELAÇÕES INTERNACIONAIS

TÁRIQ QUINTÃO HAMMOU FERNANDES ROCHA

**Da Extração à Comercialização: A Geopolítica que Influencia
a Cadeia Produtiva do Petróleo**

São Paulo

2025

TÁRIQ QUINTÃO HAMMOU FERNANDES ROCHA

**Da Extração à Comercialização: A Geopolítica que influencia
a Cadeia Produtiva do Petróleo**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Curso de Relações Internacionais do
Instituto de Relações Internacionais da
Universidade de São Paulo como parte dos
requisitos para a obtenção do título de Bacharel
em Relações Internacionais.

Orientador(a): Prof. Dr. Adriana Schor
.

São Paulo

2025



Autorizo a reprodução total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Rocha, Táriq Q. H. F.

Da Extração à Comercialização: A Geopolítica que influencia a Cadeia Produtiva do Petróleo: / Táriq Q. H. F. Rocha; orientadora: Adriana Schor, -- São Paulo, 2025.

123 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Instituto de Relações Internacionais, Universidade de São Paulo, São Paulo.

1. Petróleo 2. Geopolítica 3. Cadeias globais de valor 4. Upstream, midstream e downstream 5. Reservas, produção, refino e consumo I. Schor, Adriana, orient. II. Título.

AGRADECIMENTOS

Dedico a conclusão deste trabalho:

A Maria Madalena Duarte Quintão Hammou, abuelita, que sempre estará presente em vida e em memória como símbolo de inspiração;

A Daniel José Fernandes Rocha, que sempre me lembra de “sonhar grande”;

A Cristina Neves Fernandes, que desde o primeiro mês em São Paulo faz minha vida feliz.

A Janina Onuki, que me depositou confiança desde o primeiro ano da graduação.

Ao Velho Chico, que compôs amizade fundamental em São Paulo.

Ao Instituto de Relações Internacionais, que me permitiu entender a complexidade do mundo e forneceu as ferramentas para buscar entendê-lo.

Two figures are approaching an oil well. One of them holds a lighted torch. What are they up to? Are they going to rekindle the blaze? Is life without fire become unbearable for them? (Herzog, 1992)

ROCHA, TARÍQ Q. H. F. **Da extração à comercialização: a geopolítica que influencia a cadeia produtiva do petróleo.** 2025. 123 p. Trabalho de Conclusão do Curso (Bacharelado em Relações Internacionais) – Instituto de Relações Internacionais, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2025.

RESUMO

O trabalho analisa como a geopolítica estrutura a cadeia produtiva global do petróleo, da extração à comercialização de derivados. Articulam-se a teoria do sistema-mundo, a literatura de cadeias globais de valor e a geopolítica da energia à análise de séries históricas de reservas, produção, capacidade de refino e consumo por regiões e países. O texto (i) descreve a cadeia logística em seus segmentos de upstream, midstream e downstream, destacando o papel estratégico da infraestrutura; (ii) discute a classificação dos petróleos convencionais e não convencionais e suas implicações técnicas e logísticas; e (iii) examina a reconfiguração espacial de reservas, produção, refino e consumo, bem como choques geopolíticos recentes (ondas da OPEP, superciclo chinês, crise financeira global, Primavera Árabe, OPEP+, COVID-19 e guerra Rússia–Ucrânia). Conclui-se que a cadeia do petróleo é marcada por forte descompasso entre centros de reservas, refino e consumo, e que sanções, padrões técnicos e mecanismos financeiros podem ser tão relevantes quanto conflitos armados na organização do mercado.

Palavras-chave: Petróleo. Geopolítica. Cadeias globais de valor. Upstream, midstream e downstream. Reservas, produção, refino e consumo.

ROCHA, TARÍQ Q. H. F. **From extraction to commercialization: the geopolitics that influences the oil production chain.** 2025. 123 p. Trabalho de Conclusão do Curso (Bacharelado em Relações Internacionais) – Instituto de Relações Internacionais, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2025.

ABSTRACT

This thesis examines how geopolitics shapes the global oil production chain, from extraction to the commercialization of refined products. It combines world-systems theory, global value chain literature and the geopolitics of energy with an analysis of historical data on reserves, production, refining capacity and consumption by regions and countries. The study (i) describes the logistics chain in its upstream, midstream and downstream segments, emphasizing the strategic role of infrastructure; (ii) discusses the classification of conventional and unconventional oils and their technical and logistical implications; and (iii) analyzes the spatial reconfiguration of reserves, production, refining and consumption, as well as recent geopolitical shocks (OPEC price waves, the Chinese supercycle, the global financial crisis, the Arab Spring, OPEC+, COVID-19 and the Russia–Ukraine war). The findings show a marked mismatch between centers of reserves, refining and consumption and indicate that sanctions, technical standards and financial mechanisms can be as important as armed conflict in structuring the global oil market.

Keywords: Oil. Geopolitics. Global value chains. Upstream, midstream and downstream. Reserves, production, refining and consumption.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - 15 maiores países consumidores de petróleo, em mil barris por dia	98
--	----

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Reservas de Petróleo Globais, medidas em trilhões de barris, 1980-2020	61
Gráfico 2 - Reservas de Petróleo no Oriente Médio, medidas em trilhões de barris, 1980-2020	62
Gráfico 3 - Reservas de Petróleo na América do Sul, medidas em trilhões de barris, 1980-2020	64
Gráfico 4 - Reservas de Petróleo na América do Norte, medidas em trilhões de barris, 1980-2020	66
Gráfico 5 - Reservas de Petróleo na Eurásia, medidas em trilhões de barris, 1980-2020	67
Gráfico 6 - Reservas de Petróleo na África, medidas em trilhões de barris, 1980-2020	69
Gráfico 7 - Reservas de Petróleo na Ásia, medidas em trilhões de barris, 1980-2020	70
Gráfico 8 - Produção de Petróleo Global, medida em milhões de barris por dia, 2000-2020 ..	72
Gráfico 9 - Produção de Petróleo no Oriente Médio, medida em milhões de barris por dia, 2000-2020	74
Gráfico 10 - Produção de Petróleo na América do Sul, medidas em milhões de barris por dia, 2000-2020	75
Gráfico 11 - Produção de Petróleo na América do Norte, medida em milhões de barris por dia, 2000-2020	76
Gráfico 12 - Produção de Petróleo na Eurásia, medida em milhões de barris por dia, 2000-2020	78
Gráfico 13 - Produção de Petróleo na África, medida em milhões de barris por dia, 2000-2020	79
Gráfico 14 - Produção de Petróleo na Ásia, medida em milhões de barris por dia, 2000-2020	80
Gráfico 15 - Refino de Petróleo Global, medido em milhões de barris por dia, 1980-2024	82
Gráfico 16 - Refino de Petróleo OCDE x Não OCDE, medido em mil barris por dia, 1980-2024	84
Gráfico 17 - Refino de Petróleo no Oriente Médio, medido em milhões de barris por dia, 1980-2024	85
Gráfico 18 - Refino de Petróleo na América do Sul, medido em milhões de barris por dia, 1980-2024	86
Gráfico 19 - Refino de Petróleo na América do Norte, medido em milhões de barris por dia, 1980-2024	88

Gráfico 20 - Refino de Petróleo na Eurásia, medido em milhões de barris por dia, 1980-2024	89
Gráfico 21 - Refino de Petróleo na África, medido em milhões de barris por dia, 1980-2024	91
Gráfico 22 - Refino de Petróleo na Ásia, medido em milhões de barris por dia, 1980-2024...	93
Gráfico 23 - Refino de Petróleo na Europa, medido em milhões de barris por dia, 1980-2024	94
Gráfico 24 - Consumo de Petróleo Global, medido em milhões de barris por dia, 1985-2024	96
Gráfico 25 - Consumo de Petróleo OCDE x Não-OCDE, medido em mil de barris por dia, 1980-2024	101
Gráfico 26 – Variação dos preços do Petróleo, em U\$ por barril (1980-1989).....	102
Gráfico 27 – Produção e Refino de Petróleo, Irã e Iraque, medido em mil barris por dia (1980-1989).....	103
Gráfico 28 – Produção, Refino e Consumo de Petróleo, EUA, medido em mil barris por dia (1980-1989).....	104
Gráfico 29 – Produção de Petróleo, Líbia e Arábia Saudita, medido em mil barris por dia (1980-1989).....	104
Gráfico 30 – Produção e Refino de Petróleo, Iraque e Kuwait, medido em mil barris por dia (1990-1999).....	105
Gráfico 31 – Variação dos preços do Petróleo, em U\$ por barril (1990-1999).....	106
Gráfico 32 – Produção e Refino de Petróleo, Venezuela e Rússia, medido em mil barris por dia (1990-1999).....	107
Gráfico 33 – Produção e Refino de Petróleo, Nigéria, medido em mil barris por dia (1990-1999)	108
Gráfico 34 – Produção de Petróleo, Líbia e Irã, medido em mil barris por dia (1990-1999).	108
Gráfico 35 – Reserva, Produção, Refino e Consumo de Petróleo, China, medido em mil barris por dia (2000-2009).....	109
Gráfico 36 – Variação dos preços do Petróleo, em U\$ por barril (2000-2010).....	110
Gráfico 37 – Produção e Refino de Petróleo, Iraque, medido em mil barris por dia (2000-2009)	111
Gráfico 38 – Produção e Refino de Petróleo, Venezuela, medido em mil barris por dia (2000-2009).....	111
Gráfico 39 – Produção e Refino de Petróleo, Nigéria, medido em mil barris por dia (2000-2009)	112
Gráfico 40 – Variação dos preços do Petróleo, em U\$ por barril (2010-2020).....	113

Gráfico 41 – Produção de Petróleo, Líbia e Yemen, medido em mil barris por dia (2010-2019)	
.....	114
Gráfico 42 – Produção e Refino de Petróleo, Venezuela, medido em mil barris por dia (2010-2019).....	116
Gráfico 43 – Reservas, Produção, Refino e Consumo de Petróleo, EUA, medido em mil barris por dia (2010-2019).....	116

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

API	American Petroleum Institute
BP	British Petroleum
CCEP	Centre for Climate Economics & Policy
CIS	Commonwealth of Independent States
EI	Energy Institute
EUA	Estados Unidos da América
GLP	Gás liquefeito de petróleo
ICCT	International Council on Clean Transportation
IEA	International Energy Agency (Agência Internacional de Energia)
NATO	North Atlantic Treaty Organization
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
OTAN	Organização do Tratado do Atlântico Norte
ULCC	Ultra Large Crude Carrier
URSS	União das Repúblicas Socialistas Soviéticas
US	United States (Estados Unidos)
VLCC	Very Large Crude Carrier
WTI	West Texas Intermediate

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	27
1.1 JUSTIFICATIVA.....	29
1.2 OBJETIVOS.....	30
1.2.1 Objetivo geral	30
1.2.2 Objetivos específicos.....	31
1.3 METODOLOGIA.....	31
2 SISTEMA-MUNDO E CADEIAS DE VALOR	33
2.1 ESTRUTURA E DINÂMICA DO SISTEMA-MUNDO	34
2.2 CADEIAS DE VALOR COMO EXPRESSÃO DO SISTEMA-MUNDO	35
2.3 ESTRUTURA DE AGENTES DA ECONOMIA-MUNDO DO PETRÓLEO	37
2.4 HIERARQUIA E CADEIA GLOBLA DE VALOR DO PETRÓLEO	39
2.5 ESPACIALIDADE E INFRAESTRUTURA COMO FORMAS DE PODER	40
2.6 CONFLITO E PODER NA CADEIA DE VALOR DO PETRÓLEO	43
3 A CADEIA LOGÍSTICA DA PRODUÇÃO DO PETRÓLEO	45
3.1 UPSTREAM.....	46
3.2 MIDSTREAM	47
3.3 DOWNSTREAM	49
4 TIPOLOGIA DO PETRÓLEO	51
4.1 PETRÓLEO CONVENCIONAL	52
4.2 SHALE OIL (Xisto)	53
4.3 OIL SHALE.....	54
4.4 TIGHT OIL	55
4.4 AREIAS BETUMINOSAS	56
4.5 PETRÓLEO EXTRA-PESADO.....	57
5 ESTUDO DE CASOS	59
5.1 RESERVAS DE PETRÓLEO	60
5.1.1 ORIENTE MÉDIO.....	62
5.1.2 AMÉRICA DO SUL	63
5.1.3 AMÉRICA DO NORTE.....	65
5.1.4 EURÁSIA.....	67
5.1.5 ÁFRICA	68
5.1.6 ÁSIA	70

5.2 PRODUÇÃO DE PETRÓLEO.....	72
5.2.1 ORIENTE MÉDIO.....	73
5.2.2 AMÉRICA DO SUL	75
5.2.3 AMÉRICA DO NORTE.....	76
5.2.4 EURÁSIA	77
5.2.5 ÁFRICA	79
5.2.6 ÁSIA	80
5.3 CAPACIDADE DE REFINO DE PETRÓLEO	82
5.3.1 ORIENTE MÉDIO.....	84
5.3.2 AMÉRICA DO SUL	86
5.3.3 AMÉRICA DO NORTE.....	88
5.3.4 EURÁSIA	89
5.3.5 ÁFRICA	91
5.3.6 ÁSIA	92
5.3.7 EUROPA	94
5.4 CONSUMO DE PETRÓLEO E DERIVADOS	96
5.5 ESTUDOS DE CASO	102
5.5.1 1980–1990: REAJUSTES DE RESERVAS, INÍCIO DA “MIGRAÇÃO” DE FLUXOS E RECOMPOSIÇÃO DO REFINO	102
5.5.2 1990-2000: PÓS-GUERRA FRIA, “DESLOCAMENTO” EURASIÁTICO E CONSOLIDAÇÃO DE NOVOS POLOS.....	105
5.5.3 2001-2010: SUPERCICLO DE COMMODITIES, EXPANSÃO OFFSHORE E INÍCIO DO SHALE OIL	109
5.5.4 2010-2020: SHALE REVOLUTION, CHOQUES NO ORIENTE MÉDIO AMPLIADO E ESGOTAMENTO DA DEMANDA EM ECONOMIAS MADURAS.....	113
6 CONSIDERAÇÕES FINAIS	118
REFERÊNCIAS	121

1 INTRODUÇÃO

A energia faz parte do rol de serviços essenciais para a vida humana. Ainda que intangível, ela está presente de forma adjacente nos bens materiais e imateriais consumidos ou usados pelas sociedades, manifestando-se em todas as esferas da vida (Smil, 2017, p. 387). Assim, a abundância e a escassez energética afetam, em diferentes intensidades, da disponibilidade de combustíveis para transporte individual até a produção de bens industriais e agrícolas e a capacidade de exércitos militares.

Nesse sentido, a produção, oferta e demanda energéticos estão ligados ao bem-estar social (Stern, 2010, p. 1). Uma vez que a energia é base para o funcionamento do sistema econômico, sinais de escassez afetam toda a cadeia de transporte, produção e armazenamento de bens que dependem dela. Assim, uma variação nos preços de energia pode gerar um efeito em cadeia que incidirá em vários setores da economia (Stern, 2010, p. 37).

O petróleo permanece como uma das fontes mais relevantes da matriz energética global. O petróleo é uma mistura heterogênea de hidrocarbonetos líquidos formada a partir da decomposição de matéria orgânica submetida a altas pressões e temperaturas ao longo de milhões de anos. É classificado conforme sua densidade e viscosidade, sendo os óleos leves e doces (*light sweet*) os mais valorizados comercialmente. Além disso, há uma diferenciação entre os petróleos convencionais — extraídos com relativa facilidade em bacias sedimentares porosas — dos não convencionais, como o *tight oil* e as areias betuminosas, cuja extração requer técnicas como fraturamento hidráulico e injeção térmica (Tutuncu, 2021, p. 33).

Os combustíveis fósseis ainda representam mais de 80% da oferta energética mundial (IEA, 2023). O petróleo, por si só, corresponde a cerca de um terço dessa matriz, com aplicações que vão desde o transporte e a geração elétrica até a produção de bens petroquímicos. Sua centralidade decorre não apenas de sua densidade energética, mas também da versatilidade de seus derivados na indústria e no consumo cotidiano. Essa predominância é particularmente sensível em países cuja matriz de transporte é altamente dependente de combustíveis líquidos, como gasolina, diesel e querosene.

A importância do petróleo e sua variedade influenciam a geopolítica do petróleo, pois cada tipo demanda infraestrutura, tecnologia e investimentos distintos, o que torna alguns países mais sensíveis do que outros a choques nos mercados globais de energia.

Não por menos, a política energética também é pauta de governos. A importância da política energética se dá tanto na política doméstica quanto na internacional (Mitchell, 2011, p.

118). Entre os países do G20, quase todos possuem órgãos específicos para o planejamento energético. Exemplos incluem o *Department of Energy* nos Estados Unidos, o *Ministère de la Transition Énergétique* na França, o *Ministério de Minas e Energia* no Brasil, e a *National Energy Administration* na China.

Nesse sentido, é um dos focos dos Estados pensar, planejar e estruturar quais serão os compromissos domésticos e internacionais que darão base à política energética. Aqui, incluem-se as políticas nacionais de segurança energética, que envolvem projetos de infraestrutura, renovação da matriz, regulamentação das atividades de exploração, produção e comercialização de energia, incentivos fiscais para produção etc (Smil, 2017, p. 439). Ainda, no plano internacional tem-se acordos de cooperação em ciência, tecnologia e inovação, iniciativas de investimento estrangeiro direto, mecanismos multilaterais de segurança energética, e assim em diante (Mitchell, 2011, p. 113).

Mas para além dos Estados, os atores não-estatais desempenham um papel cada vez mais relevante e estratégico. Empresas transnacionais como ExxonMobil, Shell, BP, Gazprom e Petrobras não apenas controlam parte significativa da infraestrutura global de produção, refino e distribuição de hidrocarbonetos, como também influenciam políticas públicas, regulamentos ambientais e decisões de segurança energética (Al-Fattah, 2013, p. 2; GUO et al., 2023, p. 3). Em muitos casos, suas operações transcendem os interesses comerciais e se alinham — ou mesmo tensionam — os objetivos estatais (GUO et al., 2023, p. 5). Além disso, organizações internacionais e redes transnacionais atuam na construção de normas, padrões e regimes de governança energética, pressionando por transparência, sustentabilidade e estabilidade nos fluxos energéticos globais. Dessa forma, a análise da cadeia produtiva do petróleo exige a incorporação desses agentes não estatais como protagonistas capazes de moldar, mediar ou desafiar os interesses dos Estados na arena energética internacional.

Assim, instabilidades que possam afetar a infraestrutura da cadeia de produção do petróleo têm o potencial de desorganizar não apenas o fluxo físico do petróleo, mas também os mercados que dele dependem. A cadeia de produção do petróleo está apoiada sobre uma vasta e sofisticada infraestrutura composta por oleodutos, campos de armazenamento, refinarias, plataformas offshore e sistemas ferroviários (Coburn, 2021, p. 100).

Cada um desses segmentos possui pontos críticos — físicos e geográficos — que, se atingidos por conflitos, sanções ou acidentes, podem interromper o abastecimento global. O controle dessa infraestrutura tem se tornado uma dimensão estratégica da política energética internacional, funcionando tanto como instrumento de dissuasão quanto como mecanismo de coerção (Herman, 2021, p. 294). Nesse cenário, as instabilidades não precisam ser bélicas:

podem advir de disputas comerciais, ataques cibernéticos ou mudanças regulatórias abruptas que afetam a governança logística da energia.

A cadeia de produção e transporte do petróleo constitui uma das estruturas logísticas mais complexas do sistema energético global. Essa cadeia é tradicionalmente dividida em três segmentos: upstream, que compreende a extração e produção; midstream, responsável pelo transporte, armazenamento e distribuição; e downstream, que inclui o refino e a comercialização dos derivados. Cada um desses segmentos está ancorado em uma infraestrutura especializada: plataformas offshore, oleodutos intercontinentais, refinarias, navios aliviadores e campos de armazenamento permitem o fluxo contínuo de petróleo bruto até os centros consumidores. A existência dessa infraestrutura condiciona a própria geopolítica do petróleo, uma vez que rupturas podem gerar efeitos imediatos sobre a oferta global e os preços internacionais.

1.1 JUSTIFICATIVA

A presente pesquisa parte de uma crítica às abordagens tradicionais sobre o petróleo e sua geopolítica, buscando superar três limitações recorrentes da literatura: a homogeneização do petróleo enquanto commodity; a subexploração da cadeia de produção como objeto analítico; e a excessiva centralidade conferida a conflitos bélicos em detrimento de outras formas de poder e influência.

Em primeiro lugar, é fundamental reconhecer que o petróleo não deve ser tratado como um recurso homogêneo. As diferenças entre tipos de óleo, composições químicas, formas de extração e níveis de refino influenciam diretamente sua inserção nos mercados globais e sua vulnerabilidade a choques geopolíticos. Nesse sentido, como argumentam Miller e Sorrell (2014, p. 3), há importantes diferenças técnicas entre petróleos convencionais e não convencionais — como o tight oil e as areias betuminosas — que influenciam diretamente seus custos de exploração, a complexidade de sua extração e sua sensibilidade a choques geopolíticos. Tutuncu (2021, p. 27) reforça que essas características físicas e geológicas afetam a viabilidade econômica de produção e transporte, o que torna necessário um olhar diferenciado para cada tipo de petróleo quando se analisa sua inserção no mercado global. Dessa constatação, decorre a hipótese de que diferentes tipos de petróleo respondem de maneira distinta a eventos geopolíticos, sendo os não convencionais mais vulneráveis à instabilidade internacional.

Em segundo lugar, compreender a cadeia produtiva em sua totalidade é mais adequado do que reduzir a análise às transações comerciais entre exportadores e importadores. O exame

das etapas de exploração, transporte, refino e comercialização permite identificar pontos de maior exposição a riscos e disputas. Assim, autores como Coburn (2021), Zhang e Schimanski (2014) e Gereffi et al. (2005) demonstram que a cadeia produtiva do petróleo — segmentada em upstream, midstream e downstream — constitui um conjunto de processos técnicos e institucionais altamente interdependentes. Esses segmentos demandam infraestrutura especializada, possuem diferentes formas de governança e são expostos de maneira desigual a riscos externos. Considerar a complexidade da cadeia permite, portanto, identificar os pontos mais sensíveis à disrupção e à interferência geopolítica. Com base nisso, formula-se a hipótese de que os elos mais intensivos em capital e infraestrutura apresentam maior exposição a choques geopolíticos por dependerem de ativos fixos e pouco substituíveis.

Por fim, a geopolítica do petróleo não se limita a guerras ou à diplomacia estatal. Mecanismos econômicos e regulatórios, empresas transnacionais, organizações multilaterais e atores financeiros também exercem influência decisiva sobre os fluxos energéticos e sobre a segurança internacional. Como demonstram Herman (2021) e Colgan & Stockburgger (2020), a energia é empregada como instrumento de poder por meio de mecanismos econômicos e regulatórios, como sanções, incentivos comerciais, controle de rotas e regimes internacionais. Além disso, atores não estatais — empresas, organismos multilaterais, instituições financeiras — desempenham um papel central na articulação das cadeias energéticas e nos fluxos de poder contemporâneos. Esse panorama impõe a necessidade de ampliar a análise geopolítica para além do conflito direto, incorporando elementos de interdependência energética e estratégias de soft power. Com isso, a terceira hipótese sustenta que a influência geopolítica sobre o petróleo não se limita a episódios bélicos, mas também se manifesta em estruturas de regulação, na atuação de empresas transnacionais e na arquitetura institucional do comércio e da energia global.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo geral

Nesse sentido, esta pesquisa terá três focos: 1) entender o papel preponderante do petróleo nas cadeias energéticas globais; 2) delimitar os principais aspectos da cadeia de produção e valor do petróleo; 3) compreender em qual intensidade os determinantes comerciais do petróleo são afetados por eventos geopolíticos em um dos elos da cadeia de produção.

1.2.2 Objetivos específicos

A partir dos objetivos gerais, o trabalho se propõe a:

- a) Mapear a cadeia de produção do petróleo vigente, detalhando as operações em upstream, downstream e midstream;
- b) Classificar os diversos tipos de petróleo, em função de sua diferenciação da composição química;
- c) Explorar como os vários tipos de petróleo afetam de forma diferente as cadeias de produção;
- d) Entender como eventos geopolíticos de conteúdo bélico e não-bélico afetam particularmente cada um dos pontos da cadeia de produção do petróleo;

1.3 METODOLOGIA

No primeiro eixo metodológico, de natureza qualitativa, será mobilizada a teoria geopolítica, com ênfase na tradição sistema-mundo das Relações Internacionais. Essa abordagem parte do pressuposto de que o sistema internacional é anárquico e competitivo, sendo os Estados os principais atores na busca por segurança e poder, porém estruturados em relações de centro-periferia. O petróleo, nesse contexto, é concebido como um recurso estratégico, cuja disponibilidade e controle afetam diretamente as capacidades materiais dos Estados. Epistemologicamente, assume-se que o conhecimento geopolítico se constrói pela análise das disputas por recursos escassos em uma ordem internacional assimétrica. Ontologicamente, o petróleo é tratado não apenas como uma mercadoria, mas como um vetor de poder. Ainda assim, reconhecem-se limitações relevantes dessa abordagem: a ênfase quase exclusiva no Estado pode marginalizar a atuação de atores não estatais (empresas, organismos internacionais, redes logísticas privadas), além de apresentar dificuldades para captar transformações tecnológicas e institucionais recentes nas cadeias produtivas.

No segundo eixo, de natureza quantitativa, serão coletados e analisados dados empíricos relacionados à produção, comercialização, transporte e transformação do petróleo em nível internacional. O objetivo é mapear os elos da cadeia produtiva (upstream, midstream e downstream), caracterizar os diferentes tipos de petróleo e observar como eventos geopolíticos impactam fluxos específicos. A manipulação dos dados será feita por meio de séries temporais, análises comparativas e indicadores agregados. As principais fontes consultadas serão a

International Energy Agency (IEA) e o *BP Statistical Review of World Energy*. Contudo, a dimensão empírica da pesquisa enfrenta obstáculos metodológicos relevantes: a não uniformidade dos dados, sua disponibilidade irregular e a dificuldade de obter estatísticas granulares por tipo de petróleo e segmento produtivo limitam a precisão analítica, exigindo triangulação com fontes qualitativas.

A correlação entre essas duas abordagens justifica-se pela natureza híbrida do objeto investigado. Enquanto a análise qualitativa permite compreender as lógicas políticas e estratégicas que moldam o comportamento dos atores, a dimensão quantitativa fornece evidências empíricas sobre os efeitos concretos dessas lógicas sobre a cadeia produtiva. A triangulação metodológica possibilita, portanto, validar hipóteses teóricas, localizar vulnerabilidades nos sistemas de produção e transporte de petróleo e interpretar com mais precisão os impactos geopolíticos em diferentes contextos regionais. Em suma, a integração entre geopolítica e economia da energia pretende oferecer uma leitura densa e empiricamente fundamentada da instabilidade contemporânea nos mercados globais de petróleo.

2 SISTEMA-MUNDO E CADEIAS DE VALOR

A teoria do Sistema-Mundo estabelece um conjunto de elementos definidores — unidade sistêmica, tríade econômico-político-cultural, primazia do econômico no mundo moderno, tipologia de sistemas e hierarquia centro–semiperiferia–periferia — e um teorema forte segundo o qual as posições estruturais explicam-se por força estatal e integração cultural (Babones, 2015, p. 15-16).

Dessa maneira, o Sistema Mundo desloca a unidade de análise do Estado isolado para estruturas histórico-materiais, nas quais divisão internacional do trabalho, sistema interestatal e geocultura operam de forma conjunta. Esse deslocamento restabelece a historicidade material das formas de poder e recusa a separação rígida entre político e econômico: as relações políticas internacionais aparecem condicionadas, de modo desigual e contraditório, pela acumulação de capital em escala mundial (El-Ojeili; Hayden, 2022, p. 1-2).

Assim, definir o sistema-mundo como economia-mundo significa reconhecer a predominância de produção para a troca monetária sobre outras lógicas de integração, sem excluir o político e o cultural; ao contrário, essas dimensões são subsumidas e articuladas pela lógica de mercado (Babones, 2015, p. 3-4). A hierarquia centro–semiperiferia–periferia decorre de atributos institucionais (força estatal e integração cultural), permitindo rotatividade de ocupantes sem alteração da forma estrutural (Babones, 2015, p. 9).

Do ponto de vista epistemológico, o Sistema Mundo autoriza múltiplas teorizações. O percurso metodológico parte de constantes de forma (tipo sistêmico, hierarquia relacional), derivam-se hipóteses sobre coordenação e distribuição de valor, e testam-se efeitos à luz de mudanças nos ocupantes, sem que isso desfigure a arquitetura de base (Babones, 2015, p. 4). Nesse sentido, a ontologia é estrutural e historicizada. No Sistema Mundo, a estrutura é ancorada na economia-mundo capitalista e em sua temporalidade de longa duração, articulando divisão do trabalho, ciclos e competição interestatal (Sharma, 2022, p. 64).

No plano histórico-estrutural, hegemonias e transições são entendidas como reconfigurações recorrentes entre alta finança, custos de proteção e organização empresarial, produzindo instabilidades sistêmicas e reordenações de comércio, crédito e poder militar (Arrighi; Silver, 1999, p. 34). Em vez de sucessões mecânicas, tais passagens combinam difusão de capacidades, encarecimento da proteção e momentos de financeirização intensa.

Assim, o imperialismo é caracterizado como dimensão permanente e polarizadora da expansão capitalista, que reproduz centros e periferias por meio de centralização do capital e

financeirização (Amin, 2004, p. 71-73). A partir daí, a estrutura do sistema-mundo é marcada pela anarquia da economia-mundo capitalista, cuja internacionalização é simultaneamente anárquica, interdependente e propensa à desigualdade combinada (Morton, 2023, p. 1259).

2.1 ESTRUTURA E DINÂMICA DO SISTEMA-MUNDO

A estrutura do sistema-mundo moderno é compreendida a partir de sua formação como economia-mundo, forma histórica em que a produção para a troca monetária assume primazia, mas sem suprimir as dimensões política e cultural (Babones, 2015, p. 15-16). Em tal configuração, a integração transborda as fronteiras nacionais e converge múltiplos sistemas políticos e culturais sob uma racionalidade de mercado que organiza as interdependências.

A primazia do econômico implica institucionalização de expectativas e estabilização de padrões que viabilizam coordenação em escala ampliada, ainda que dependentes de suportes político-culturais (Morton, 2023, p. 1261). Ao mesmo tempo, a integração sistêmica não é redutível à soma de economias nacionais, pois é a forma (economia-mundo) que organiza as relações e distribui oportunidades e constrangimentos.

Dessa forma, essa forma histórica exhibe ciclos de expansão e acumulação que combinam inovação, crédito e coerção, produzindo ganhos de eficiência e novas vulnerabilidades (Wallerstein, 1995, p. 35). As ondas consolidam hierarquias funcionais e geográficas, ao mesmo tempo em que abrem espaço para mobilidades ascendentes e descendentes, sem mudar o desenho estrutural (Arrighi; Silver, 1999, p. 7). Em consequência, a análise demanda separar tendências de longa duração (forma e hierarquia) de flutuações conjunturais (ocupantes e arranjos específicos) (Babones, 2015, p. 16).

A explicação da hierarquia centro–semiperiferia–periferia apoia-se em um teorema onde posições estruturais relacionam-se às forças estatal e integração cultural (Babones, 2015, p. 15-17). Tal formulação esclarece por que a hierarquia persiste mesmo quando ocupantes mudam e por que a estabilidade estrutural pode coexistir com recomposições de médio prazo (Babones, 2015, p. 12-18). Assim, dependência e diferenciação devem ser lidas como fenômenos relacionais, enraizados em capacidades estatais e em densidades culturais que sustentam coordenação e padronização (Babones, 2015, p. 15-18).

As transições hegemônicas ilustram o mecanismo de recomposição estrutural sem colapso da forma (Arrighi; Silver, 1999, p. 32). Mudanças na alta finança, nos custos de proteção e na organização empresarial reconfiguram centros de comando, redes comerciais e capacidade de projeção, inaugurando novas fases de expansão e instabilidades sistêmicas. O

deslocamento de centralidades resulta de processos cumulativos de difusão de capacidades, elevação de custos e reengenharia financeira, e não apenas de substituições mecânicas (Arrighi; Silver, 1999, p. 67).

A partir desse pano de fundo, o poder assume contornos materiais e históricos, e o imperialismo deixa de ser tomado como fase episódica para ser interpretado como tendência permanente e polarizadora da expansão capitalista. A reprodução de centros e periferias ocorre mediante centralização do capital, assimetrias tecnológicas e ciclos de financeirização, o que mantém e renova a polaridade (Amin, 2004, p. 85-86). Em contextos recentes, emerge a ideia de imperialismo coletivo, em que potências centrais operam em concerto, sem eliminar rivalidades, para preservar posições de comando na hierarquia (Amin, 2004, p. 85-86).

O debate sobre anarquia ganha deslocamento quando situado na economia-mundo: mais que ausência de governo no sistema de Estados, trata-se da própria estrutura anárquica do capitalismo, na qual a internacionalização do capital avança sem um centro político unitário, combinando interdependência e competição (Wallerstein, 1995, p. 162). Essa estrutura anárquica reproduz desenvolvimento desigual dentro de um sistema múltiplo de Estados, fundindo a dinâmica da acumulação com a competição interestatal (Morton, 2023, p. 1259-1261).

2.2 CADEIAS DE VALOR COMO EXPRESSÃO DO SISTEMA-MUNDO

As cadeias de valor têm como finalidade identificar como as atividades ou processos dentro da cadeia produtiva agregam valor ao produto de forma diferenciada (Zhang & Schimanski, 2014, p. 75). De forma análoga, também podem ser compreendidas como a manifestação contemporânea de uma economia-mundo na qual a produção para a troca monetária organiza interdependências que atravessam fronteiras estatais (Babones, 2015, p. 3). Em tal forma sistêmica, o econômico assume primazia sem eliminar dimensões política e cultural, que permanecem constitutivas enquanto suportes de coordenação e estabilização de expectativas.

No contexto do petróleo, essa curva evidencia que a maior parte do valor não está necessariamente na extração do recurso bruto, mas nas atividades de refino, formulação de produtos derivados, logística internacional, comercialização e controle de mercado (Al-Fattah, 2013, p. 5; Smil, 2017, p. 303). Assim, países que permanecem presos a estágios primários da cadeia — como a exportação de petróleo cru — capturam uma fração reduzida do valor gerado ao longo da cadeia global, o que aprofunda desigualdades estruturais nas relações comerciais e

reforça dependências tecnológicas e logísticas.

A estrutura das cadeias articula etapas funcionais dispersas — concepção, produção, logística, circulação e realização — sob regimes de coordenação que dependem de instituições, padrões e repertórios culturais que viabilizam a previsibilidade das trocas em escala (Gereffi et al., 2005, p. 79). A coordenação não se resume a mercados “puros”, pois requer capacidade estatal para padronizar, garantir contratos e sustentar infraestruturas, bem como integração cultural suficiente para reduzir custos de transação e legitimar regras (Wallerstein, 1995, p. 56). Assim, a governança das cadeias é conectada às posições dos atores na hierarquia sistêmica (Babones, 2015, p. 15-16).

A governança das cadeias globais de valor diz respeito às formas pelas quais as empresas líderes coordenam e controlam os fluxos de produção, conhecimento e valor dentro da cadeia. Gereffi et al. (2005, p. 83) identificam cinco tipos ideais de governança — mercado, modular, relacional, cativa e hierárquica — organizados segundo dois eixos principais: o grau de coordenação explícita e a assimetria de poder entre os elos.

No modelo mercado, as transações são simples, pontuais e pautadas exclusivamente pelo preço. Há baixa necessidade de coordenação e pouca assimetria de poder entre as partes. No modular embora ainda haja um certo equilíbrio de poder, a coordenação entre os elos é mais estruturada. A empresa líder fornece especificações técnicas detalhadas, que são facilmente codificáveis, e o fornecedor — geralmente chamado de turn-key — entrega módulos padronizados prontos para uso. Em seguida, o modelo relacional se caracteriza por um alto grau de interdependência entre as partes. As trocas envolvem conhecimento tácito, difícil de codificar, ativos específicos e alto nível de customização. As relações são baseadas em confiança mútua, reputação e cooperação de longo prazo. No modelo cativo, observa-se uma assimetria significativa de poder. A empresa líder exerce controle estreito sobre pequenos fornecedores, que são técnica e economicamente dependentes. Por fim, o modelo hierárquico corresponde à integração vertical total da cadeia sob o comando de uma única empresa. Todas as etapas — da produção ao refino, distribuição e comercialização — são internalizadas. Embora esse modelo envolva altos custos operacionais e menor flexibilidade, ele garante controle total sobre os processos.

O poder nas cadeias tende a concentrar-se em nós que controlam especificações, padrões e ativos intangíveis, favorecendo a apropriação de valor a montante e a jusante por atores situados estruturalmente no centro, conforme critérios de força estatal e integração cultural (Wallerstein, 1995, p. 32). A posição periférica, por sua vez, permanece mais exposta a assimetrias de informação, dependências tecnológicas e volatilidade de demanda, refletindo a

hierarquia centro–semiperiferia–periferia que organiza o sistema (Babones, 2015, p. 10). Em consequência, a análise das cadeias demanda ler governança, captura de excedente e risco como funções de posição estrutural, e não apenas como atributos internos às firmas isoladas (Gereffi et al., 2005, p. 87-88).

O papel da finança é central para compreender a dinâmica recente das cadeias, tanto como mecanismo de coordenação intertemporal quanto como vetor de instabilidades sistêmicas (Arrighi; Silver, 1999, p. 33). Em longas durações, fases de financeirização alteram o equilíbrio entre produção, comércio e crédito, deslocando centros de comando e redefinindo custos de proteção e estratégias empresariais (Arrighi; Silver, 1999, p. 278). A reorganização financeira, por seu turno, condiciona preços, prazos e garantias que estruturam contratos e distribuição de riscos ao longo das cadeias, ampliando capacidades de coordenação dos polos centrais (Arrighi; Silver, 1999, p. 67-68).

Em chave crítica, a expansão das cadeias insere-se numa tendência permanente e polarizadora do capitalismo, designada como imperialismo, que reproduz centros e periferias por meio de centralização do capital, assimetrias tecnológicas e ciclos de financeirização (Amin, 2004, p. 71-73; 85-86). Essa polarização não depende apenas de anexações formais, uma vez que regimes de padrões, propriedade intelectual e finança podem estabilizar vantagens cumulativas em elos de maior intensidade cognitiva e organizacional (Amin, 2004, p. 71-73). Em conjunturas recentes, expressões de imperialismo coletivo indicam que blocos centrais podem operar em concerto para preservar posições de comando sobre normas, crédito e logística, ainda que persistam rivalidades (Amin, 2004, p. 85-86).

2.3 ESTRUTURA DE AGENTES DA ECONOMIA-MUNDO DO PETRÓLEO

A economia do petróleo constitui um dos eixos materiais da expansão capitalista contemporânea, organizando fluxos de energia, capital e poder em escala global (Dannreuther, 2024, p. 1). A dinâmica de preços e produção acompanha os ciclos de crescimento e contração da economia-mundo. Assim, as oscilações no valor do barril expressam o entrelaçamento entre fatores geológicos, tecnológicos e financeiros, que respondem a pressões políticas e estratégicas nos mercados globais (Myers Jaffer, 2020, p. 2). Essa interdependência destaca a influência do petróleo: cada variação de oferta ou demanda repercute sobre as cadeias produtivas e o equilíbrio macroeconômico internacional (Caldara; Iacoviello, 2022, p. 1197).

A hierarquia que estrutura essa economia-mundo reflete a concentração desigual de tecnologia e capital. O controle da inovação e dos circuitos financeiros que sustentam o

comércio energético predomina nas economias centrais (Krane; Medlock, 2018, p. 559-560). Nos Estados Unidos, a autossuficiência derivada da produção de xisto reduziu a vulnerabilidade externa, mas ampliou o poder de regulação sobre as rotas marítimas e sobre o preço internacional (Krane; Medlock, 2018, p. 562). Por outro lado, a posição intermediária de países semiperiféricos decorre de um equilíbrio instável entre autonomia e dependência, no qual a posse de reservas não garante soberania sobre o valor extraído (Myers Jaffer, 2020, p. 5).

Além disso, o poder que emerge dessa estrutura não se limita ao domínio estatal (Subram 2018, p. 3). Atores híbridos e não estatais também participam de fluxos e infraestruturas, convertendo-as em instrumentos de autoridade. Por exemplo, em zonas de instabilidade, grupos armados e administrações locais disputam o acesso à renda petrolífera e impõem novas formas de governança territorial (Ahram, 2022, p. 2-3). Ao mesmo tempo, a vulnerabilidade de grandes importadores reforça a centralidade dos elos logísticos e financeiros da cadeia global (Yuan et al., 2023, p. 2). O abastecimento chinês, dependente de corredores marítimos sob influência norte-americana, exemplifica a relação de interdependência desigual que caracteriza o regime energético contemporâneo (Krane; Medlock, 2018, p. 563).

A governança do setor opera por meio de mecanismos de coordenação que mantêm a estabilidade do sistema (Baffes et al., 2024, p. 20). Nesse sentido, as coalizões de produtores, como a OPEP+, utilizam instrumentos de cartelização e controle de quotas para regular a oferta mundial, materializados via cortes coordenados que reduzirem a volatilidade dos preços (Myers Jaffer, 2020, p. 7). Esses arranjos combinam decisões políticas e interesses corporativos, reproduzindo uma estrutura hierárquica de comando sobre o mercado. A centralização das decisões sobre produção e preço reforça a posição das economias e empresas que dominam o refino, o transporte e o crédito internacional (Krane; Medlock, 2018, p. 558-559). Portanto, a coordenação entre Estados e companhias transnacionais constitui uma forma de poder institucionalizado que organiza o fluxo global do petróleo.

A economia do petróleo sintetiza, assim, a articulação entre valor e poder na economia-mundo. O controle sobre a energia define posições estratégicas e condiciona a hierarquia dos Estados, das empresas e das instituições financeiras (Krane; Medlock, 2018, p. 563). Mesmo diante da diversificação geográfica e da financeirização do setor, a capacidade de ditar preços, prover liquidez e garantir segurança logística permanece concentrada nos polos centrais (Myers Jaffer, 2020, p. 7). A inserção periférica continua marcada pela dependência tecnológica e pela vulnerabilidade às oscilações de demanda e risco (Yuan et al., 2023, p. 9). O petróleo, portanto, não apenas integra a economia global, mas também reproduz sua forma hierárquica.

2.4 HIERARQUIA E CADEIA GLOBAL DE VALOR DO PETRÓLEO

A cadeia global de valor do petróleo constitui um sistema interdependente no qual a circulação de energia articula as hierarquias econômicas e geográficas da economia-mundo (Myers Jaffer, 2020, p. 3). O fluxo contínuo entre extração, transporte, refino e distribuição conecta territórios e instituições, transformando a matéria bruta em mercadoria global. Essa integração, embora aparente harmonia funcional, é sustentada por assimetrias: cada elo da cadeia opera sob regimes distintos de rentabilidade, risco e poder (Krane; Medlock, 2018, p. 558).

O upstream ocupa o início da cadeia e representa o ponto de maior intensidade de capital fixo e incerteza econômica. A trajetória futura do petróleo é condicionada por limites de recurso e pela incerteza nas reservas, com efeito direto no pico global (Bentley, 2002, p. 2). Além disso, o desenvolvimento de métodos avançados de perfuração, sísmica 3D e poços horizontais cria barreiras técnicas que limitam a autonomia dos produtores locais (Lindholt, 2015, p. 1608). Assim, mesmo os países com grandes reservas físicas dependem de corporações integradas ou de alianças estratégicas com capitais externos para viabilizar sua produção (Krane; Medlock, 2018, p. 559).

O midstream surge como elo de articulação e coerência espacial, conectando os pontos de extração aos centros de consumo e refino. A circulação física do petróleo é garantida por uma rede complexa de oleodutos, terminais, portos e rotas marítimas que configuram uma geografia logística altamente concentrada (Coburn, 2020, p. 100). Essa infraestrutura constitui o coração estratégico da cadeia, pois sem ela o valor potencial do petróleo não se realiza. As rotas controladas por potências marítimas e corporações globais definem, na prática, a autonomia de cada Estado produtor (Krane; Medlock, 2018, p. 560). O domínio sobre esses corredores energéticos confere capacidade de coerção e de imposição de preços, convertendo a logística em instrumento de poder geopolítico. Assim, o midstream representa o ponto de integração funcional e, simultaneamente, de maior vulnerabilidade política.

O downstream consolida o valor da cadeia ao transformar o petróleo bruto em derivados de uso imediato. As refinarias e os complexos petroquímicos concentram o processamento e a inovação industrial, permitindo margens de lucro muito superiores às da produção primária (Álvarez et al., 2018, p. 22). Essa etapa depende da padronização de produtos, da certificação técnica e da regulação ambiental, que são ditadas pelos centros de consumo e pelas economias desenvolvidas (Devold, 2013, p. 77). O refino e a petroquímica convertem, portanto, um recurso abundante em mercadorias de alto valor agregado.

A integração entre esses três níveis não se dá de forma linear, mas como um circuito hierarquizado de valor. O upstream depende do midstream para escoar a produção, e o midstream depende do downstream para justificar economicamente seus fluxos (Coburn, 2020, p. 102). Contudo, o sentido inverso — do downstream para o upstream — é que define o poder estrutural da cadeia, pois a demanda por produtos refinados e os padrões de consumo determinam a viabilidade da extração (Krane; MEDLOCK, 2018, p. 561). Essa retroalimentação é assimétrica: enquanto o centro define o ritmo da produção e a qualidade exigida, a periferia assume os custos de adaptação e de infraestrutura.

As capturas diferenciais de excedente ao longo da cadeia decorrem dessa desigualdade de funções e competências. No upstream, a renda obtida depende da propriedade das bacias petrolíferas e do controle do recurso natural, mas a a dinâmica dos ciclos de preço e demanda condicionam a rentabilidade (Myers Jaffer, 2020, p. 2). No midstream, confere poder estratégico por assegurar rotas críticas e mitigar riscos de interrupção; por sua vez, a diversificação geográfica reduz a suscetibilidade a bloqueios (Krane; MEDLOCK, 2018, p. 561–562). Já no downstream, a captura de excedente é ampliada pela transformação do produto e pela financeirização da comercialização global (Baffes et al., 2024, p. 6-7).

Essa diferença de captura de valor cria um mecanismo de dependência circular. A cadeia do petróleo, portanto, opera como mecanismo de redistribuição do valor global: o fluxo físico de energia move-se da periferia para o centro, enquanto o fluxo monetário faz o caminho inverso (Krane; MEDLOCK, 2018, p. 562).

A interdependência entre os elos é o que garante a reprodução do sistema. Cada transformação física do petróleo implica uma transferência de poder, seja pela dependência tecnológica, seja pela captura de renda. O upstream fornece a base material, o midstream estrutura a circulação e o downstream impõe os padrões de valor, configurando um ciclo de subordinação que se repete em escala global (Myers Jaffer, 2020, p. 2). A integração entre os segmentos, assim, é uma cooperação produtiva e uma hierarquia de comando (Caldara; IACOVIELLO, 2022, p. 1195-1196).

2.5 ESPACIALIDADE E INFRAESTRUTURA COMO FORMAS DE PODER

A cadeia global do petróleo não apenas conecta economias: ela cria e reproduz o espaço em que o poder se materializa (Dannreuther, 2024, p. 10). O conjunto de infraestruturas que sustenta o fluxo energético — poços, oleodutos, refinarias, portos e rotas marítimas — constitui uma topologia política do capitalismo contemporâneo (Krane; MEDLOCK, 2018, p. 559-560).

A espacialidade energética que emerge desse processo depende tanto da estabilidade das infraestruturas quanto da fluidez das rotas globais. Nesse sentido, o resultado é uma geografia funcional, desenhada para garantir a reprodução ampliada do capital energético e a manutenção da hierarquia internacional.

No nível local, o petróleo estrutura territorialidades específicas, moldando economias regionais e ecologias políticas. A instalação de plataformas, terminais e refinarias transforma áreas costeiras e interiores em zonas de integração forçada aos fluxos globais (Coburn, 2020, p. 100). Cidades portuárias, campos de extração e regiões industriais se organizam em torno da demanda por transporte, energia e serviços, criando dependências espaciais em escala local. Cada projeto energético impõe um regime espacial próprio: zonas de segurança, corredores logísticos, áreas de exclusão ambiental e assentamentos laborais especializados (Krane; MEDLOCK, 2018, p. 561). A integração local às redes internacionais, portanto, redefine a soberania e a economia de cada região, subjugando as prioridades políticas e ambientais à lógica de exportação.

As infraestruturas energéticas, por sua vez, são expressões materiais da coerção territorial. Oleodutos, gasodutos e portos criam corredores econômicos que fixam o território à lógica do mercado global, enquanto o controle operacional é exercido remotamente por empresas transnacionais (Coburn, 2021, p. 106). A infraestrutura torna-se um dispositivo de dominação, pois assegura a extração e o transporte contínuos mesmo quando os contextos políticos são instáveis (Krane; MEDLOCK, 2018, p. 562).

Essa espacialidade produtiva local se articula com a espacialidade internacional, que constitui o verdadeiro eixo de comando da economia do petróleo. As rotas marítimas e terrestres que conectam os campos de extração aos centros de refino formam corredores estratégicos sob controle militar e financeiro (Dannreuther, 2024, p. 12). O domínio dos estreitos e canais — como Hormuz, Malaca, Suez e Bab-el-Mandeb — garante às potências navais a capacidade de condicionar o fluxo global de energia (Yuan et al., 2023, p. 8). Esse poder de circulação é um poder geográfico, pois define quem pode acessar, interromper ou redirecionar os fluxos de petróleo.

A espacialidade internacional do petróleo também se estrutura pela integração entre Estados e corporações. As empresas transnacionais e os governos centrais compartilham responsabilidades na manutenção da segurança e da previsibilidade do abastecimento (Krane; Medlock, 2018, p. 563). A proteção das rotas marítimas, o financiamento de oleodutos e a diplomacia energética são instrumentos de projeção de poder e de manutenção da hierarquia global.

Nos espaços centrais da economia-mundo, a espacialidade do petróleo assume uma forma de comando difuso. Os Estados que controlam o crédito, a tecnologia e o transporte organizam as regras do mercado e determinam as condições de circulação (Baffes et al., 2024, p. 5-6). A produção de regras e padrões (e a sua exportação) decorre, em grande medida, de instituições e blocos liderados por países importadores, que criam regras, jurisprudência e mecanismos e exercem governança energética (Herman, 2021, p. 297). A espacialidade internacional, portanto, não se define apenas pela posse de território, mas pela capacidade de instituir normas e padrões que controlam a totalidade da cadeia (Krane; Medlock, 2018, p. 559). A coordenação da OPEP+ e os arranjos de segurança energética dos países da OCDE exemplificam esse duplo movimento: a periferia organiza a oferta física, o centro organiza a previsibilidade (Myers Jaffer, 2020, p. 4-5).

O resultado é um espaço mundial altamente integrado, mas radicalmente desigual. As economias periféricas funcionam como zonas de extração e risco; as semiperiféricas, como intermediárias logísticas; e as centrais, como pontos de comando e acumulação financeira. A distribuição de infraestruturas reflete essa hierarquia: enquanto os oleodutos e as refinarias da periferia respondem à lógica de exportação, os complexos petroquímicos e os terminais dos centros servem à acumulação interna e à diversificação produtiva. Essa diferenciação espacial traduz o padrão centro–periferia em formas territoriais concretas: enclaves, zonas de passagem e metrópoles energéticas (Krane; Medlock, 2018, p. 561). A espacialidade global do petróleo é, portanto, uma geografia política da desigualdade, em que cada ponto do mapa cumpre uma função na reprodução da hegemonia econômica e energética.

Em escala internacional, o petróleo também gera formas móveis de poder. A capacidade de projetar forças navais, de financiar infraestruturas e de controlar os fluxos financeiros associados à energia torna-se critério de posição hierárquica no sistema mundial (Yuan et al., 2023, p. 3-4). Essa projeção materializa-se em acordos bilaterais, bases militares e instituições financeiras que sustentam a estabilidade do comércio energético. O poder dos Estados e das corporações não se exerce apenas sobre o território, mas sobre a conectividade entre territórios (Krane; Medlock, 2018, p. 562).

O espaço do petróleo é, portanto, um sistema geográfico total, que combina escalas e funções distintas. Nos níveis locais, ele define zonas produtivas subordinadas à exportação; nos níveis internacionais, cria corredores de poder e dependência entre economias. A integração entre essas escalas garante a estabilidade do sistema e sua reprodução desigual. A espacialidade contemporânea da energia é, assim, tanto material quanto simbólica: as infraestruturas transportam petróleo, mas também transportam a ordem geopolítica que o sustenta (Krane;

Medlock, 2018, p. 563).

2.6 CONFLITO E PODER NA CADEIA DE VALOR DO PETRÓLEO

A geopolítica, em sua formulação clássica, emergiu como campo voltado ao estudo das rivalidades interestatais pelo controle do território, com ênfase nas dimensões físicas do espaço e na projeção de poder militar. Contudo, a noção contemporânea de geopolítica tornou-se mais complexa, incorporando múltiplas escalas de análise (local, regional e global) e a atuação de atores não estatais na disputa por recursos, legitimidade e representação simbólica. Essa concepção multidimensional se mostra especialmente útil para a análise de cadeias produtivas globais, como a do petróleo, onde empresas, consórcios, organismos multilaterais, reguladores e comunidades locais coexistem com os Estados na organização e controle do espaço logístico-energético.

No campo da energia, a geopolítica tem sido tradicionalmente vinculada à noção de segurança energética. Segundo Colgan e Stockburger (2020, p. 276), há pelo menos oito mecanismos distintos por meio dos quais o petróleo e os conflitos internacionais se interconectam. O primeiro é o controle de mercado, no qual o domínio sobre reservas ou rotas de escoamento garante influência política. O segundo é a disputa por territórios ricos em petróleo, frequentemente marcada por ocupações, intervenções ou delimitações contestadas.

O terceiro mecanismo envolve o financiamento de guerras e insurgências por meio da renda petrolífera, como visto em casos como o Iraque, Angola ou Sudão. O quarto diz respeito à resistência ao multilateralismo energético, especialmente quando países tentam escapar de regulações ambientais ou sanções econômicas.

O quinto refere-se à manutenção da estabilidade de regimes aliados, onde a oferta energética é condicionada à sustentação política de governos parceiros. O sexto envolve o uso de infraestrutura energética como alvo militar ou geopolítico, como gasodutos, refinarias ou navios petroleiros.

O sétimo está ligado à formação de alianças estratégicas com base na dependência energética, como as parcerias entre exportadores e importadores em fóruns como OPEP+ ou IEA. Por fim, o oitavo mecanismo é o uso de contratos e cláusulas de fornecimento como forma de pressão diplomática, o que revela a centralidade dos aspectos legais e financeiros na disputa por segurança energética. Em conjunto, esses mecanismos demonstram que o petróleo não é apenas um recurso físico, mas um ativo estratégico mobilizado por atores diversos no sistema internacional.

A instabilidade do mercado petrolífero não se deve apenas a choques exógenos como guerras, sanções ou colapsos econômicos, mas também decorre de sua dinâmica interna estruturalmente cíclica. O petróleo opera em um regime de ciclos de preços (boom and bust) nos quais períodos de alta prolongada — incentivados por crescimento econômico, limitações na oferta ou estratégias de cartel — são seguidos por quedas abruptas quando há excesso de capacidade, mudança tecnológica ou recessão (El-Gamal; Jaffe, 2020, p. 1). Esses ciclos afetam profundamente a previsibilidade dos investimentos e a estabilidade macroeconômica, em especial nos países exportadores altamente dependentes da renda petrolífera.

Além disso, como visto, esses ciclos são amplificados pela rigidez e pelo custo elevado da infraestrutura de produção e transporte, o que torna a oferta menos flexível no curto prazo. Os efeitos desses ciclos ultrapassam a esfera energética e podem provocar desvalorização cambial, retração fiscal, instabilidade política e pressões por renegociação de contratos internacionais — sobretudo quando o petróleo compõe parte substancial da balança de pagamentos nacional.

Nesse sentido, a energia deve ser compreendida não apenas como um insumo estratégico, mas como um instrumento de poder relacional. A ideia dos “galhos e cenouras” da política energética demonstra que os recursos energéticos operam simultaneamente como mecanismo de dissuasão e como incentivo na arena internacional (Herman, 2021, p. 298). Por um lado, países exportadores podem utilizar a interrupção no fornecimento, a manipulação de preços ou a limitação de rotas como forma de coerção — como ocorreu nos choques de 1973 e 1979, ou nas disputas entre a Rússia e a Ucrânia. Por outro, podem usar o acesso privilegiado a contratos de longo prazo, investimentos em infraestrutura ou transferência de tecnologia como forma de atrair aliados ou consolidar sua influência regional. Esse poder energético não se restringe ao âmbito estatal: empresas transnacionais, bancos de desenvolvimento, organizações regionais e consórcios comerciais também são capazes de modular fluxos de petróleo e de influenciar normas, acordos e regimes globais. A cadeia de produção do petróleo, nesse contexto, transforma-se em uma arena geopolítica expandida, onde infraestrutura, contratos e mercados futuros se articulam como formas de controle sobre a energia — e, portanto, sobre o poder.

3 A CADEIA LOGÍSTICA DA PRODUÇÃO DO PETRÓLEO

A cadeia de produção do petróleo constitui-se a partir de três etapas complementares, que vão desde a extração até a comercialização final do produto refinado. Cada uma delas desempenha papel específico e indispensável, compondo um sistema integrado e interdependente.

No upstream localizam-se as atividades de prospecção, perfuração e extração do petróleo bruto. Trata-se do elo mais intensivo em capital e em risco, pois envolve tanto a busca por novas reservas quanto a manutenção da produção em campos já conhecidos (Craig; Quagliarioli, 2020, p. 9). Nessa etapa concentram-se tecnologias como levantamentos sísmicos, perfuração horizontal, fraturamento hidráulico e recuperação avançada, que permitem viabilizar a produção em diferentes tipos de reservatórios (Devold, 2013, p. 12).

Por sua vez, o midstream representa o segmento responsável pelo transporte, pela armazenagem e pelo escoamento da produção. Esse elo garante a ligação física entre os pontos de extração e as refinarias, reunindo oleodutos, gasodutos, terminais marítimos, navios-tanque e estruturas de estocagem (Lisitsa et al., 2019, p. 3). O midstream é estratégico porque conecta mercados globais, estando sujeito a gargalos logísticos e a pontos de estrangulamento geopolítico (IEA, 2025, p. 6).

Por fim, o downstream corresponde ao refino e à comercialização dos derivados. Aqui, o petróleo bruto é transformado em produtos como gasolina, diesel, querosene de aviação, plásticos e fertilizantes, que alimentam cadeias industriais e até chegarem ao consumo final. É nesse segmento que se captura maior valor agregado, sendo, portanto, central para o equilíbrio econômico da indústria e para a segurança energética (Devold, 2013, p. 77).

Vale-se também ressaltar a complexidade global da abordagem das cadeias de produção. Em um primeiro momento, elas apresentavam configuração essencialmente local, com a extração, o refino e a distribuição concentrados em poucos países e, muitas vezes, sob controle verticalizado de uma mesma empresa. Com a globalização e a liberalização dos mercados nas décadas finais do século XX, as cadeias se tornaram progressivamente globais, com fragmentação das etapas de produção, aumento da interdependência logística e surgimento de novas formas de governança corporativa. Essa transformação funcional, geográfica e setorial da cadeia de valor revela o caráter profundamente assimétrico do comércio energético contemporâneo — em que países especializados em etapas intensivas em recursos naturais frequentemente não capturam o valor adicionado gerado em estágios posteriores da cadeia

(Zhang; Schimanski, 2014, p. 77).

Nesse sentido, faz-se possível perceber a interdependência entre os elos da cadeia de produção do petróleo. O upstream garante a matéria-prima, o midstream assegura sua circulação global e o downstream transforma o recurso em produtos ao funcionamento da economia contemporânea. Cada segmento possui mercados, agentes e dinâmicas próprias, mas nenhum deles existe de forma isolada.

3.1 UPSTREAM

A extração do petróleo da camada subterrânea dá início à cadeia de produção do petróleo. Por situar-se no começo da cadeia de produção, classifica-se esse processo como “upstream”. O upstream inicia-se com a etapa de prospecção. Aqui, é realizada uma sequência de técnicas de análise da superfície e da subsuperfície, cujo objetivo é reduzir as incertezas e mensurar o potencial de acumulação de hidrocarbonetos.

Inicialmente, realizam-se estudos geológicos de campo, nos quais se mapeiam afloramentos e se coletam amostras de rochas para análise laboratorial. Essa etapa pode ser complementada por sensoriamento remoto via satélite, que permite identificar feições geomorfológicas como falhas, rios e formações sedimentares, além de detectar eventuais sinais de petróleo na superfície marítima, como manchas de óleo (Craig; Quagiaroli, 2020, p.3).

A etapa subsequente é a aquisição de dados sísmicos, fundamental para gerar imagens da subsuperfície. A integração dos dados geológicos, geoquímicos e geofísicos gera os chamados prospectos, áreas com maior probabilidade de conter hidrocarbonetos. Assim, a decisão de investir na perfuração depende da combinação entre os volumes estimados de hidrocarbonetos e a probabilidade de encontrá-los em condições economicamente exploráveis (Craig; Quagiaroli, 2020, p. 7).

Uma vez aprovado o prospecto, inicia-se a fase de perfuração exploratória. Essa etapa é considerada a mais custosa e arriscada do upstream. A tecnologia predominante é a perfuração rotativa, na qual a broca gira continuamente enquanto fluidos de perfuração circulam para resfriamento, remoção de detritos e manutenção da pressão do poço (Craig; Quagiaroli, 2020, p. 9). A perfuração é, portanto, uma das etapas mais críticas do upstream, pois garante a ligação entre o poço e o reservatório. É nesse momento que se estabelece a comunicação entre as duas estruturas, o que determina a eficiência do fluxo de hidrocarbonetos e a viabilidade da produção (Alshmlh, 2020, p. 1).

Após a etapa de perfuração, inicia-se o processo de extração do petróleo, que varia em

função dos métodos empregados e do estágio de maturidade do reservatório. O primeiro é a produção primária, onde o fluxo do óleo até a superfície depende exclusivamente da pressão natural existente no reservatório. Esse mecanismo é limitado no tempo, já que, à medida que a pressão interna diminui, a produção tende a declinar rapidamente (Devold, 2013, p. 13).

Quando a pressão natural já não é suficiente para sustentar a produção, passa-se à produção secundária. Nesse caso, utilizam-se métodos de injeção de água ou de gás para manter a pressão do reservatório e estimular o fluxo de petróleo. Esse procedimento é amplamente difundido por prolongar a vida útil dos campos e aumentar significativamente a recuperação dos volumes in situ (Devold, 2013, p. 14).

Em estágios mais avançados, especialmente em campos maduros ou em petróleos de elevada viscosidade, recorre-se à produção terciária, também chamada de recuperação avançada ou *Enhanced Oil Recovery* (EOR). Essa modalidade envolve a injeção de vapor, dióxido de carbono ou produtos químicos, com o objetivo de reduzir a viscosidade do óleo e melhorar sua mobilidade dentro da rocha reservatório.

Após a fase da extração, o petróleo é submetido a um primeiro tratamento. Esse tratamento é realizado em separadores trifásicos, que dividem óleo, gás e água produzida, permitindo que cada fração siga para rotas distintas de processamento ou descarte (Devold, 2013, p. 17). Essa etapa é essencial para preparar o óleo para transporte seguro e eficiente ao longo da cadeia produtiva.

3.2 MIDSTREAM

O midstream constitui o elo intermediário da cadeia produtiva do petróleo, responsável por transportar e armazenar grandes volumes de petróleo cru e gás natural entre as áreas de produção (upstream) e os centros de refino e consumo (downstream) (Coburn, 2020, p. 100). Essa etapa abrange oleodutos, navios, terminais, parques de tanques, ferrovias, caminhões e instalações de processamento de gás natural, compondo uma infraestrutura intensiva em capital e estratégica para a segurança energética (Coburn, 2020, p. 101).

Os oleodutos e gasodutos são os ativos centrais da infraestrutura de midstream, pois garantem o fluxo contínuo e seguro de hidrocarbonetos ao longo de grandes distâncias (Coburn, 2020, p. 101). Eles são os responsáveis por transportar o petróleo e os produtos refinados entre todas as etapas de sua cadeia de produção. No processo de extração e produção, sua finalidade é reunir o *crude oil* dos poços de extração até um armazenador central, onde é separado do gás natural e levado para um espaço de processamento. Em diante, levam o petróleo para os campos

de armazenamento até chegar nas refinarias ou nos portos para exportação. Existem três categorias principais: os gathering systems, que coletam o petróleo cru e o gás natural diretamente dos poços e os transportam até unidades de processamento; os transmission ou trunk lines, oleodutos de longa distância que conectam centros produtores a refinarias e portos; e os distribution systems, que entregam gás natural a usuários finais em áreas urbanas e industriais (Coburn, 2020, p. 102).

O controle operacional é realizado por meio de sistemas digitais conhecidos como SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), que permitem monitorar pressões, vazões e válvulas em tempo real, garantindo maior segurança contra falhas e vazamentos (Coburn, 2020, p. 103).

O transporte marítimo é fundamental no midstream. Cerca de dois terços do comércio internacional de petróleo dependem de navios petroleiros (Coburn, 2020, p. 110). Esses navios se dividem em categorias de porte, como os VLCC (Very Large Crude Carriers), com capacidade de até 2 milhões de barris, e os ULCC (Ultra Large Crude Carriers), que podem superar 3 milhões de barris (Coburn, 2020, p. 110). Além deles, existem navios-tanque menores, especializados em produtos refinados e químicos.

No offshore, uma parte relevante da logística é realizada por shuttle tankers, embarcações que transportam o petróleo diretamente das plataformas até terminais ou refinarias costeiras (Devold, 2013, p. 43). Esses navios são essenciais em campos de águas profundas, nos quais o escoamento por oleodutos submarinos é limitado ou economicamente inviável (Devold, 2013, p. 44).

O transporte ferroviário se apresenta como alternativa em regiões onde oleodutos não são viáveis. Vagões-tanque utilizados nos Estados Unidos e Canadá, por exemplo, podem transportar em torno de 30 mil galões de petróleo cada, oferecendo flexibilidade logística, ainda que a custos unitários mais altos (Coburn, 2020, p. 111).

O transporte rodoviário, por sua vez, é realizado por caminhões-tanque, geralmente em rotas curtas, como o abastecimento de refinarias regionais ou terminais de distribuição (Coburn, 2020, p. 112). Embora limitado em escala, esse modal complementa a rede midstream, especialmente em áreas remotas ou em situações emergenciais.

A infraestrutura de armazenamento é composta por parques de tanques (tank farms), localizados em áreas estratégicas, como hubs logísticos, refinarias e portos.

Os campos e baterias de armazenamento são instalações industriais que recebem e acumulam petróleo bruto ou produtos refinados, seja vindo de oleodutos, caminhões, ferrovias ou embarcações. Essas estruturas permitem tanto a regulação do fluxo no sistema de transporte

quanto o estoque temporário para fins logísticos e comerciais (Coburn, 2021, p. 107).

Esses parques podem acumular milhões de barris de petróleo, desempenhando papel central na regulação do mercado (Coburn, 2020, p. 108)

Além dos tanques acima do solo, existem estruturas subterrâneas, como cavernas salinas, utilizadas para armazenar gás natural e derivados, devido à sua segurança e grande capacidade volumétrica (Coburn, 2020, p. 108). Essa infraestrutura também sustenta os estoques estratégicos de petróleo, como a Strategic Petroleum Reserve dos Estados Unidos (Coburn, 2020, p. 109).

No caso da produção em alto-mar, o midstream também se apoia em unidades flutuantes de produção, armazenamento e transferência, conhecidas como FPSOs (Floating Production, Storage and Offloading) (Coburn, 2020, p. 112). Essas estruturas armazenam petróleo extraído e permitem sua transferência direta para navios petroleiros, dispensando a necessidade de oleodutos até a costa em campos ultraprofundos (Coburn, 2020, p. 114).

3.3 DOWNSTREAM

O downstream tem início no refino do petróleo, processo responsável por transformar o óleo cru, que em si possui pouco valor de uso, em uma série de produtos derivados com ampla aplicação no transporte, na indústria e no consumo doméstico (Álvarez et al., 2018, p. 22). O refino é realizado em refinarias, caracterizadas por sua alta complexidade tecnológica e intensidade de capital (Álvarez et al., 2018, p. 28). Núcleo principal dessa etapa (Coburn, 2011, p. 106), as refinarias são os complexos industriais nos quais o petróleo bruto é transformado em uma variedade de produtos, como gasolina, diesel, querosene, plásticos e petroquímicos.

As refinarias operam por meio de diferentes processos físicoquímicos, classificados em três grandes grupos: destilação, conversão e melhoria da qualidade (Álvarez et al., 2018, p. 28). A destilação, atmosférica e a vácuo, separa o petróleo em frações de acordo com os pontos de ebulição, originando produtos como nafta, querosene, diesel e resíduos pesados (Álvarez et al., 2018, p. 30). A conversão inclui processos como fluid catalytic cracking (FCC), hidrocracking, visbreaking e coking, e buscam transformar frações pesadas de baixo valor em produtos mais leves e valiosos, como gasolina, diesel e GLP (Álvarez et al., 2018, p. 35). Já os processos de melhoria de qualidade envolvem hidrotreatamento, reforma catalítica, isomerização e dessulfurização, essenciais para adequar os derivados às especificações ambientais e de mercado (Álvarez et al., 2018, p. 29).

Além de combustíveis líquidos, as refinarias também fornecem insumos básicos para a

indústria petroquímica, como nafta e GLP, que alimentam a produção de plásticos, solventes e fibras sintéticas (Álvarez et al., 2018, p. 24). Assim, o refino constitui a espinha dorsal do downstream, ao concentrar o valor agregado do petróleo dentro da cadeia produtiva.

Após o refino, os produtos derivados necessitam de infraestrutura de estocagem adequada para equilibrar a oferta e a demanda e garantir a regularidade do abastecimento (Álvarez et al., 2018, p. 20). Os terminais de armazenamento são instalados em pontos estratégicos, como refinarias, oleodutos, portos e polos de consumo, funcionando como elos logísticos entre a produção e a distribuição (Álvarez et al., 2018, p. 20). Esses terminais podem ser operados tanto por companhias integradas de petróleo quanto por empresas independentes especializadas em logística.

A distribuição de derivados pode ser dividida em primária e secundária. A distribuição primária corresponde ao transporte dos produtos refinados das refinarias até instalações intermediárias de estocagem, utilizando principalmente oleodutos, mas também navios, barcaças e vagões-tanque (Álvarez et al., 2018, p. 21).

Já a distribuição secundária, também conhecida como distribuição capilar, compreende a entrega direta aos consumidores finais. Nesse estágio, os produtos são movimentados por caminhões-tanque, barcaças e vagões, abastecendo postos de combustíveis, indústrias, navios e aeronaves (Álvarez et al., 2018, p. 22). Essa etapa garante a conexão final da cadeia downstream com o mercado, sendo determinante para a estabilidade do consumo e a competitividade das companhias distribuidoras.

Uma parcela significativa da produção do downstream destina-se à indústria petroquímica, setor responsável pela transformação de frações do petróleo em compostos químicos de alto valor agregado. Produtos como etano, propano, butano e nafta constituem matérias-primas básicas para a fabricação de plásticos, fibras, solventes e borrachas sintéticas (Álvarez et al., 2018, p. 24).

Além das unidades de refino, o downstream depende de uma rede de infraestrutura auxiliar, conhecida como refinery offsites, que inclui tanques de armazenamento, terminais de recebimento e expedição, sistemas de utilidades e redes de distribuição (Devold, 2013, p. 79). Esses elementos são indispensáveis para o funcionamento da refinaria e para a integração logística da cadeia, permitindo a movimentação eficiente e segura de grandes volumes de petróleo e derivados.

4 TIPOLOGIA DO PETRÓLEO

O petróleo apresenta significativa diversidade em sua composição físico-química. O petróleo bruto é uma mistura complexa de hidrocarbonetos líquidos formados pela decomposição de matéria orgânica em ambientes geologicamente estáveis, submetidos a altas pressões e temperaturas ao longo de milhões de anos (Miller; Sorrell, 2014, p. 3). Essa heterogeneidade aparece em propriedades como densidade, viscosidade, teor de enxofre, presença de metais pesados e distribuição molecular, que determinam tanto o valor econômico quanto as exigências tecnológicas para sua exploração, transporte e refino (Chaudhuri, 2011, p. 2).

A classificação dos petróleos, nesse sentido, é fundamental para compreender as variações estruturais da cadeia produtiva, uma vez que cada tipo demanda infraestruturas, processos e custos distintos. Dois critérios técnicos se destacam: o grau API, que mede a densidade, e o teor de enxofre, que o diferencia entre *sweet* (baixo enxofre) e *sour* (alto enxofre) (Chaudhuri, 2011, p. 27-28). Essas variáveis influenciam a viabilidade do refino, já que petróleos mais leves e doces possuem maior rendimento em derivados de alto valor, enquanto petróleos mais pesados e ácidos requerem refinarias complexas e investimentos adicionais (MATHPRO INC., 2011, p. 5-6).

A extração do petróleo varia conforme sua natureza física e localização geográfica. Os petróleos convencionais, geralmente localizados em reservatórios porosos e com alta mobilidade, podem ser extraídos por perfuração vertical e, em muitos casos, fluir naturalmente até a superfície devido à pressão interna. No entanto, com o tempo, essa pressão decai, exigindo a injeção de água, gás ou vapor — técnicas conhecidas como recuperação secundária e terciária — para manter a produtividade dos campos.

Já os petróleos não convencionais, como os encontrados em formações de xisto, exigem perfuração horizontal e métodos de fraturamento hidráulico para liberar o óleo retido em rochas impermeáveis. Assim, a escolha da técnica de extração está diretamente ligada ao tipo de petróleo, ao custo envolvido e à capacidade técnica disponível, influenciando tanto o ritmo da produção quanto sua vulnerabilidade a eventos externos, como variações de preço, sanções ou conflitos em áreas produtoras (Coburn, 2021, p. 115).

Os petróleos convencionais são encontrados em reservatórios com alta porosidade e permeabilidade, permitindo que o óleo se acumule e flua com relativa facilidade após a perfuração. A extração inicial desses recursos costuma ocorrer por métodos de recuperação

primária — aproveitando a pressão natural dos reservatórios — ou, posteriormente, por técnicas secundárias, como a injeção de água ou gás.

Além das variedades convencionais, a evolução tecnológica das últimas décadas expandiu a exploração dos petróleos não-convencionais. Entre estes, destacam-se o shale oil, o oil shale, o tight oil, as areias betuminosas, os óleos extrapesados, bem como recursos gasosos como o shale gas, o coalbed methane, os hidratos de gás e as zonas geopressurizadas (Clerici; ALIMONTI, 2015, p. 2).

Assim, compreender os diferentes tipos de petróleo e hidrocarbonetos não convencionais é essencial para analisar como a cadeia de produção se organiza. Cada variedade condiciona as etapas do upstream, midstream e downstream, gerando implicações logísticas distintas e impactos diferenciados no mercado internacional de energia (Fagan, 1991, p. 72).

4.1 PETRÓLEO CONVENCIONAL

O petróleo convencional, ou crude oil, é extraído de reservatórios sedimentares porosos e permeáveis, nos quais o óleo migrou ao longo de milhões de anos, acumulando-se sob rochas selantes. Essa característica geológica permite que a produção envolva altos investimentos e sistemas de engenharia sofisticados (Fagan, 1991, p. 70).

A classificação do crude oil leva em conta principalmente dois critérios: o grau API (densidade relativa) e o teor de enxofre. Óleos leves e doces (light sweet) possuem maior valor de mercado, pois apresentam rendimentos elevados em gasolina, diesel e querosene de aviação, demandando menor intensidade de processamento. Já os óleos pesados e ácidos (heavy sour) apresentam maior viscosidade, teor de metais e enxofre, exigindo refinarias mais complexas, com unidades de hidrotratamento, craqueamento catalítico e coqueamento (MATHPRO INC., 2011, p. 14). O grau API é a métrica padrão internacional para caracterizar crudes e se relaciona inversamente com a densidade do petróleo, sendo um indicador chave para o valor de mercado (Chaudhuri, 2011, p. 6).

No upstream, a extração do crude oil pode ocorrer tanto em campos onshore quanto offshore. No primeiro, a infraestrutura tende a ser menos onerosa, consistindo em poços verticais, sistemas de bombeio mecânico ou elétrico e unidades de separação primária de óleo, gás e água. Nessa etapa, destaca-se ainda a necessidade de dessalinização para remoção de sais e sedimentos, que, se não tratados, causam corrosão e incrustações na infraestrutura (Chaudhuri, 2011, p. 49). Já nos campos marítimos, sobretudo em águas profundas e ultraprofundas, a tecnologia requerida é significativamente mais avançada: plataformas fixas, semissubmersíveis,

FPSOs (Floating Production Storage and Offloading) e sistemas submarinos de coleta conectados por risers flexíveis ao ponto de processamento (Fagan, 1991, p. 75).

No midstream, a infraestrutura de transporte varia conforme as características do óleo. Óleos mais leves podem ser escoados diretamente por oleodutos, enquanto óleos pesados necessitam de diluição com nafta ou petróleo leve para reduzir a viscosidade e permitir o bombeamento. Em rotas internacionais, os navios petroleiros também se adaptam ao tipo de óleo: Very Large Crude Carriers (VLCCs) e Ultra Large Crude Carriers (ULCCs) transportam grandes volumes de óleos médios e leves, enquanto óleos extrapesados exigem misturas ou sistemas específicos de aquecimento a bordo. Terminais costeiros, tanques de armazenamento e unidades de blending complementam a logística, permitindo ajustar a especificação do produto antes da venda (MATHPRO INC., 2011, p. 26).

No downstream, a compatibilidade entre o tipo de crude processado e a configuração da refinaria é central. Enquanto refinarias simples (topping ou hydroskimming) conseguem processar apenas petróleos leves, as refinarias de conversão profunda foram desenhadas para lidar com crudes médios e pesados, maximizando a produção de combustíveis nobres a partir de frações pesadas. Essa relação cria, portanto, uma segmentação geográfica: regiões produtoras de óleos leves e doces, como o Mar do Norte (Brent) ou os EUA (WTI), exportam óleos de maior valor, enquanto países com reservas pesadas, como México (Maya) e Brasil (Marlim), dependem de refinarias complexas para agregar valor à sua produção (MATHPRO INC., 2011, p. 8).

Portanto, ainda que o crude oil seja a referência mais difundida no mercado global, ele não constitui um recurso uniforme. Sua diversidade física e química condiciona a escolha da tecnologia de extração (onshore/offshore), da infraestrutura de transporte (oleodutos, navios, diluentes) e do nível de sofisticação das refinarias. Esse conjunto de variáveis explica porque a cadeia produtiva de petróleo, mesmo no caso dos recursos convencionais, se organiza de forma distinta em diferentes países e regiões.

4.2 SHALE OIL (XISTO)

O shale oil refere-se ao petróleo produzido a partir de formações de xisto ricas em hidrocarbonetos líquidos. Diferencia-se do oil shale (rocha sedimentar rica em querogênio, que precisa ser aquecida para liberar óleo) porque no caso do shale oil os hidrocarbonetos já se encontram em estado líquido, ainda que aprisionados em rochas de baixa permeabilidade. Sua exploração só se tornou viável com o desenvolvimento de técnicas avançadas, como a

perfuração horizontal e o fraturamento hidráulico, que permitem a liberação do óleo presente nos microporos da rocha (Clerici; ALIMONTI, 2015, p. 2-3; Fagan, 1991, p. 19). Esses óleos apresentam alta variabilidade na composição química, incluindo hidrocarbonetos leves, mas também contaminantes como enxofre, nitrogênio e metais, o que exige estabilização antes do transporte (Chaudhuri, 2011, p. 7).

No upstream, a produção de shale oil é intensiva em tecnologia e capital. A perfuração horizontal amplia a área de contato do poço com a formação, enquanto a injeção de água, areia e aditivos químicos sob alta pressão (fracking) cria fraturas que aumentam a permeabilidade da rocha. A operação exige um número elevado de poços, com ciclos produtivos mais curtos do que os do petróleo convencional, o que implica necessidade constante de reinvestimento (Clerici; ALIMONTI, 2015, p. 6-7).

A etapa midstream do shale oil também apresenta desafios específicos. O óleo produzido pode ter alta variabilidade de qualidade e, em muitos casos, necessita de unidades de estabilização próximas aos campos para separar condensados e gases associados. Além disso, a dispersão geográfica das áreas produtoras nos EUA exigiu a expansão rápida de oleodutos, ferrovias e terminais logísticos para escoamento, o que influenciou a geografia energética do país. Essa infraestrutura foi determinante para a queda dos custos de transporte e a integração do shale oil ao mercado internacional (Clerici; Alimonti, 2015, p. 8).

No downstream, o shale oil, por ser geralmente mais leve, favorece a produção de derivados nobres como gasolina e diesel, mas também pode apresentar teores de enxofre ou impurezas que exigem tratamento adicional.

Do ponto de vista econômico e geopolítico, a ascensão do shale oil constituiu uma verdadeira revolução energética, ampliando a oferta global, pressionando preços e diminuindo a dependência norte-americana de importações. (Clerici; Alimonti, 2015, p. 9).

4.3 OIL SHALE

O oil shale é uma rocha sedimentar de granulação fina que contém grandes quantidades de material orgânico sólido denominado querogênio. Diferentemente do shale oil, em que o óleo já se encontra em estado líquido aprisionado em formações de baixa permeabilidade, o oil shale necessita passar por processos térmicos de aquecimento para liberar líquidos combustíveis (Clerici; ALIMONTI, 2015, p. 2-3).

No upstream, a exploração de oil shale é marcada por desafios tecnológicos e custos elevados. Existem duas rotas principais de produção: a mineração de superfície, em que a rocha

é extraída e processada em plantas industriais de retorting, e o aquecimento subterrâneo da formação para converter o querogênio diretamente no reservatório (Clerici; Alimonti, 2015, p. 3-4).

Na etapa midstream, a cadeia logística do oil shale exige infraestrutura distinta daquela do petróleo convencional. Como a produção envolve inicialmente a mineração ou o aquecimento da rocha, os primeiros produtos obtidos são misturas líquidas de baixa qualidade que necessitam de unidades especializadas de upgrading antes de serem transportadas. Esse óleo resultante tende a ser mais denso, com maior teor de enxofre e impurezas, o que implica custos adicionais no escoamento e maior complexidade em terminais e oleodutos (Fagan, 1995, p. 72).

No downstream, sua composição química exige refinarias com unidades de hidrotratamento e conversão profunda para remoção de contaminantes e adequação às especificações de mercado.

4.4 TIGHT OIL

O tight oil é um petróleo líquido aprisionado em formações geológicas de baixa permeabilidade, como arenitos compactos e calcários densos. Embora muitas vezes associado ao shale oil, distingue-se dele por sua origem litológica: enquanto o shale oil provém de rochas de xisto argiloso, o tight oil é encontrado em reservatórios não convencionais de granulação mais grossa, mas igualmente incapazes de permitir o fluxo natural de hidrocarbonetos (Zou, C. et al, 2014, p. 15). A produção só se torna viável por meio do uso combinado de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico, tecnologias semelhantes às aplicadas no shale oil (Clerici; Alimonti, 2015, p. 3).

No upstream, a exploração de tight oil apresenta desafios semelhantes ao do shale oil, como a necessidade de múltiplos poços, ciclos produtivos curtos e elevada intensidade de capital. A principal diferença está no comportamento de fluxo: em alguns casos, a maior rigidez da rocha exige volumes ainda maiores de água e areia para fraturamento, elevando o custo operacional (Zou, C. et al, 2014, p. 19). Além disso, a variabilidade na composição química — que pode incluir óleos leves ou intermediários — exige flexibilidade na escolha das técnicas de produção e tratamento primário (Clerici; Alimonti, 2015, p. 7).

Do ponto de vista midstream, o tight oil enfrenta os mesmos gargalos logísticos que o shale oil. A dispersão geográfica das áreas produtoras, especialmente nos Estados Unidos (formações de Bakken e Niobrara, por exemplo), levou à expansão de oleodutos dedicados, mas

também ao uso intensivo de transporte ferroviário e rodoviário nos estágios iniciais de sua exploração (Zou, C. et al, 2014, p. 15).

No downstream, o tight oil apresenta vantagens e limitações. Quando de natureza leve e doce, pode ser processado em refinarias menos complexas, produzindo frações nobres com baixo custo de conversão. Porém, óleos de composição mais variável podem conter impurezas que requerem processos adicionais de hidrotratamento (MATHPRO INC., 2011, p. 8-9).

4.4 AREIAS BETUMINOSAS

As areias betuminosas (oil sands ou tar sands) são depósitos de areia, argila, água e um tipo de petróleo ultraviscoso conhecido como betume. Esse recurso apresenta densidade e viscosidade muito superiores às do petróleo convencional, com valores que podem ser até 30.000 vezes maiores, além de elevado teor de metais como níquel e vanádio, e alto conteúdo de enxofre e nitrogênio. Por essas características, sua exploração e processamento envolvem tecnologias específicas e custos significativamente mais altos do que os dos petróleos convencionais (Clerici; Alimonti, 2015, p. 2).

No upstream, a extração de oil sands pode ocorrer de duas formas principais. Em depósitos superficiais, utiliza-se a mineração a céu aberto, com escavadeiras e caminhões que transportam o material até plantas industriais onde o betume é separado da areia por processos físico-químicos com uso intensivo de água quente e solventes. Já em depósitos mais profundos, adota-se a técnica de drenagem por gravidade assistida a vapor (SAGD – Steam Assisted Gravity Drainage), em que poços horizontais injetam vapor para aquecer o betume e reduzir sua viscosidade, permitindo que ele flua até o poço de produção (Clerici; Alimonti, 2015, p. 3).

Na etapa midstream, o transporte do betume bruto enfrenta barreiras logísticas devido à sua viscosidade extrema. Para viabilizar o escoamento por oleodutos, o betume precisa ser misturado a diluentes — geralmente nafta ou condensados leves — resultando no chamado dilbit (diluted bitumen). Alternativamente, pode passar por processos iniciais de upgrading próximos ao local de produção, convertendo-o em um petróleo sintético com características mais próximas às do crude oil leve. Além disso, portos e terminais de exportação exigem tanques especiais e sistemas de aquecimento para manter a fluidez do produto (MATHPRO INC., 2011, p. 5-6).

No downstream, o betume e os petróleos sintéticos derivados das areias betuminosas só podem ser processados em refinarias de conversão profunda, equipadas com unidades de coqueamento, craqueamento catalítico e hidrotratamento. Isso ocorre porque esses óleos

apresentam maior proporção de frações pesadas e contaminantes, exigindo maior intensidade de processamento para gerar derivados nobres como gasolina, diesel e querosene de aviação. Não por acaso, países como os Estados Unidos desenvolveram refinarias especialmente configuradas para processar petróleo pesado oriundo do Canadá e da Venezuela (MATHPRO INC., 2011, p. 7-9).

4.5 PETRÓLEO EXTRA-PESADO

O extra heavy oil é um petróleo de altíssima viscosidade e densidade, classificado normalmente com valores de API inferiores a 10°. Trata-se de um óleo líquido, mas cuja mobilidade no reservatório e no transporte é extremamente limitada. Além de sua densidade, apresenta elevadas concentrações de enxofre, nitrogênio e metais pesados, como níquel e vanádio, fatores que aumentam a complexidade de seu processamento e reduzem seu valor relativo em comparação aos óleos leves (Clerici; Alimonti, 2015, p. 2).

No upstream, a produção de extra heavy oil requer técnicas especializadas de recuperação, uma vez que sua viscosidade impede o fluxo natural até a superfície. São comuns métodos de injeção de vapor (steam flooding, cyclic steam stimulation) ou de injeção de solventes para reduzir a viscosidade no reservatório e permitir a extração. Em alguns casos, combina-se a produção de óleo com o uso de agentes químicos e calor, caracterizando operações de recuperação avançada (Enhanced Oil Recovery – EOR) (Clerici; Alimonti, 2015, p. 4).

No midstream, a logística do extra heavy oil é um dos grandes desafios. Assim como o betume das oil sands, esses óleos não fluem facilmente em oleodutos. A solução mais comum é a mistura com diluentes — como nafta ou condensados de gás natural — para produzir o chamado diluted crude oil (diluted extra heavy), que pode ser bombeado. Outra alternativa é a instalação de unidades de upgrading próximas ao campo produtor, que transformam o óleo extrapesado em um petróleo sintético de maior qualidade antes do transporte. Essa infraestrutura demanda altos investimentos em oleodutos, terminais e navios-tanque adaptados para lidar com cargas de alta viscosidade (MATHPRO INC., 2011, p. 5-6).

No downstream, o processamento do extra heavy oil só é viável em refinarias altamente complexas, equipadas com unidades de conversão profunda, como coqueamento retardado, hidrotratamento de alta severidade e hidrocracking. Essas operações visam quebrar as moléculas pesadas, reduzir contaminantes e aumentar a proporção de derivados nobres, como gasolina, diesel e querosene de aviação. Refinarias nos Estados Unidos e em alguns países da Ásia foram adaptadas para processar esse tipo de óleo, garantindo mercado para a produção

venezuelana e canadense (MATHPRO INC., 2011, p. 7-8).

Do ponto de vista estratégico, a exploração do extra heavy oil representa um recurso abundante, mas de difícil aproveitamento. Sua exploração está sujeita à oscilação dos preços internacionais: em cenários de petróleo barato, tende a ser economicamente inviável; já em períodos de preços elevados, torna-se atrativo, justificando os altos custos de produção e refino. (Clerici; Alimonti, 2015, p. 8-9).

5 ESTUDO DE CASOS

Nesta seção serão apresentados os achados quantitativos. A análise apresenta desafios metodológicos importantes, sobretudo pela necessidade de conciliar movimentos de curto prazo — choques geopolíticos, sanções, guerras, interrupções logísticas — com tendências estruturais de longo prazo, como expansão de reservas, reorganização de fluxos e mudanças no centro de gravidade do consumo global. A interpretação das séries históricas exige, portanto, distinguir variações que refletem rupturas conjunturais (como guerras civis ou embargos) daquelas que correspondem a transformações estruturais da cadeia (como a ascensão do shale nos EUA ou a expansão do refino na Ásia). O objetivo desta seção é justamente articular essas duas escalas de análise, demonstrando como eventos geopolíticos moldam, aceleram ou interrompem tendências de longo prazo observáveis nos dados de reservas, produção, refino e consumo entre 1980 e 2020.

Os dados utilizados foram compilados a partir das bases brutas da Energy Institute. A Energy Institute (EI) é uma organização não-lucrativa que visa apoiar profissionais do ramo de energia. Desde 2024, a EI compila dados do mercado global de energia, provendo informações para a comunidade de pesquisa, pelo relatório “Statistical Review of World Energy”. A partir desse relatório, extraiu-se apenas as informações relacionadas ao petróleo e seus derivados. As bases contêm dados, por ordem cronológica e por país, de reservas, extração, produção e consumo de petróleo. Essas bases foram tratadas visando permitir detalhamento das informações, adicionando variáveis como continente, participação em organizações internacionais e presença de multinacionais privadas ou estatais de petróleo.

As reservas de petróleo utilizadas neste trabalho são definidas a partir do conceito de total proved reserves of oil, isto é, aquelas quantidades que a informação geológica e de engenharia indica, com razoável grau de certeza, poderem ser recuperadas no futuro a partir de reservatórios conhecidos, sob as condições econômicas e operacionais vigentes. A fonte combina dados oficiais dos países, informações do Secretariado da OPEP, das publicações especializadas World Oil e Oil & Gas Journal, além de dados relativos à China baseados em informações oficiais e de domínio público. Do ponto de vista do escopo, as reservas consideradas incluem não apenas o petróleo cru, mas também condensados de gás (gas condensate) e líquidos de gás natural (NGLs).

A produção de petróleo é construída a partir da mesma base estatística, combinando fontes oficiais, OPEP, World Oil, Oil & Gas Journal e informações públicas sobre a China, com

o acréscimo de dados específicos do FGE Iran Service. A definição de produção é ampla: inclui petróleo cru, shale oil, petróleo de areias betuminosas, condensados que ainda exigem refino adicional (lease condensate ou gas condensates). Por outro lado, excluem-se combustíveis líquidos oriundos de outras fontes (como biocombustíveis e derivados sintéticos de carvão e gás natural). Entretanto, as informações de produção de petróleo que excluem a participação de gás natural ou outras fontes é limitada aos dados de 2000 adiante. Neste sentido, na análise dos anos anteriores à 2000, optou-se por manter os dados de produção agregados.

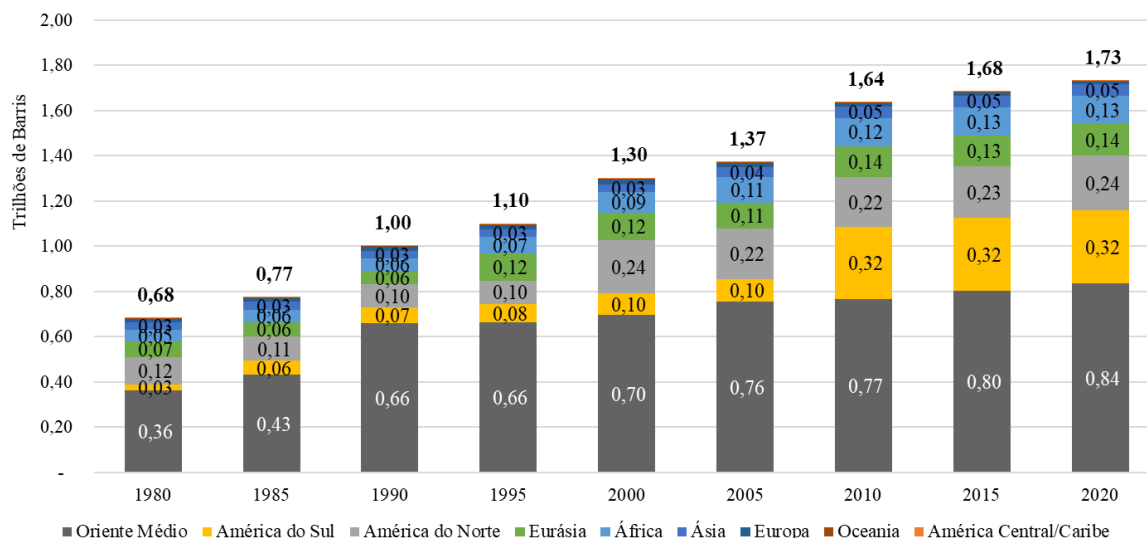
No caso da capacidade de refino, o indicador utilizado corresponde à capacidade de destilação atmosférica das refinarias, medida no final de cada ano em base de “calendar-day”, ou seja, a capacidade nominal diária levando em conta todos os dias do ano. As informações têm como fonte as mesmas estatísticas internacionais e incluem dados da ICIS, o que permite captar a configuração e a evolução do parque de refino em termos de capacidade instalada. Em termos de conteúdo físico, a definição de reservas à qual esse indicador se articula inclui, novamente, petróleo cru, condensados de gás e NGLs.

Por fim, o consumo de petróleo e derivados é mensurado como a soma da demanda interna (inland demand), dos consumos em aviação internacional e em marine bunkers, e do combustível utilizado e das perdas dentro das refinarias (refinery fuel and loss). A fonte repete a mesma combinação de dados oficiais nacionais, informações da OPEP, World Oil, Oil & Gas Journal e dados chineses públicos. Importa notar que o consumo de biocombustíveis (como etanol e biodiesel) é excluído dessa métrica, ao passo que são incluídos derivados líquidos provenientes do carvão e do gás natural, o que amplia a noção de consumo de “petróleo e derivados” para além do óleo cru estrito senso.

5.1 RESERVAS DE PETRÓLEO

Entre 1980 e 2020, as reservas provadas globais da amostra praticamente se multiplicam por 2,5, passando de cerca de 680 para mais de 1,7 trihões de barris. Ao longo de todo o período, o Oriente Médio aparece como principal polo de reservas: seus volumes mais do que duplicam de 360 para mais de 830 bilhões de barris, e a região responde sistematicamente por cerca de metade do total mundial, com participação que oscila de pouco mais de 50% nos anos 1980 e 2000, atinge um pico próximo de dois terços em 1990 e se estabiliza em torno de 48% no final da série.

Gráfico 1 - Reservas de Petróleo Globais, medidas em trilhões de barris, 1980-2020



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

Nas demais grandes regiões produtoras observa-se um crescimento expressivo, ainda que menos concentrado. A América do Norte quase dobra suas reservas entre 1980 e 2020, com um salto particularmente visível entre meados da década de 1990 e 2000, e mantém uma participação em torno de 14% do total no fim da série. A América do Sul é o caso de maior expansão relativa: os volumes sobem de pouco mais de 25 para acima de 320 bilhões de barris, multiplicando-se por mais de dez vezes, com um avanço concentrado sobretudo entre 2005 e 2010; como resultado, a região passa de posição periférica, com menos de 4% das reservas em 1980, para cerca de 19% do total a partir de 2010, consolidando-se como o segundo maior polo regional de reservas. África e Eurásia também mais do que duplicam seus volumes ao longo do período: a África cresce de cerca de 50 para 125 bilhões de barris, mantendo uma participação relativamente estável em torno de 7%–8%, enquanto a Eurásia salta de cerca de 67 para quase 140 bilhões, com um aumento importante em meados dos anos 1990 e participação em torno de 8% no fim da série.

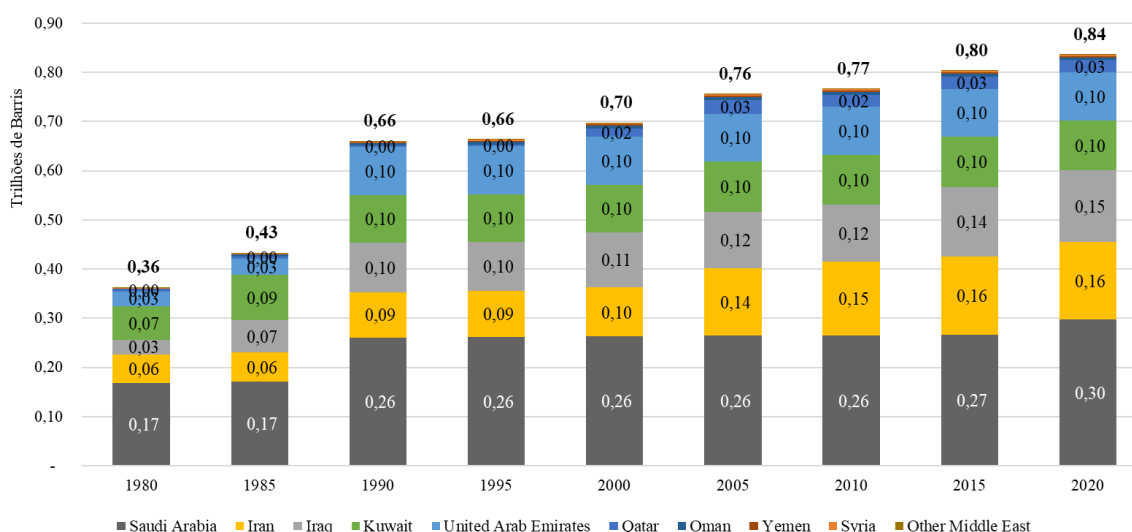
Já nas demais regiões o movimento é mais moderado ou mesmo declinante. A Ásia aumenta suas reservas em termos absolutos, de cerca de 30 para quase 50 bilhões de barris, mas perde peso relativo à medida que outras regiões crescem mais rapidamente, passando de algo em torno de 4%–5% para menos de 3% do total. A Europa apresenta trajetória inversa: suas reservas caem não apenas em participação, mas também em nível absoluto, de cerca de 16,5 para 13,5 bilhões de barris entre 1980 e 2020, com um recuo progressivo de sua relevância na oferta potencial de petróleo. Oceania e América Central/Caribe permanecem marginais em termos de volume, com oscilações discretas ao longo do tempo e participação inferior a 1% das

reservas globais na maior parte da série.

5.1.1 ORIENTE MÉDIO

Entre 1980 e 2020, as reservas provadas de petróleo do Oriente Médio crescem cerca de 2,3 vezes, passando de algo em torno de 360 para mais de 830 bilhões de barris na amostra. Ao longo de todo o período, o quadro interno é de forte concentração em poucos países. No início da série, Arábia Saudita, Kuwait e Irã respondem juntos por mais de 80% das reservas regionais, com a Arábia Saudita sozinha acima de 45%. Em 2020, o núcleo continua bastante estreito, mas ligeiramente mais diversificado: Arábia Saudita, Irã e Iraque somam cerca de 72% do total, enquanto Kuwait e Emirados Árabes Unidos mantêm parcelas em torno de 12% cada. Países de menor porte — como Qatar, Oman, Iêmen e Síria — ampliam suas reservas em termos absolutos, mas seguem com peso limitado no conjunto, com destaque para a ascensão de Qatar, que passa de pouco menos de 1% para algo em torno de 3% das reservas regionais.

Gráfico 2 - Reservas de Petróleo no Oriente Médio, medidas em trilhões de barris, 1980-2020



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

Observando as variações em janelas de cinco anos, a década de 1980 concentra o primeiro grande salto. Entre 1980 e 1985, o volume regional aumenta cerca de 70 bilhões de barris, impulsionado sobretudo pelos acréscimos em Iraque e Kuwait, que mais do que dobram ou ampliam fortemente suas reservas declaradas, enquanto a Arábia Saudita cresce de forma mais moderada. No quinquênio seguinte, 1985–1990, ocorre a expansão mais brusca de toda a série: as reservas agregadas avançam mais de 50%, com grandes revisões em Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Irã e Iraque, ao mesmo tempo em que Kuwait consolida o patamar

elevado atingido em meados dos anos 1980. A primeira metade dos anos 1990 (1990–1995) marca uma fase de quase estabilidade, com oscilações pequenas nos grandes produtores e ganhos marginais em produtores menores. Já entre 1995 e 2000 o crescimento volta a se acelerar de forma moderada, com incrementos relevantes em Iraque, Irã e, em termos relativos, em Qatar, que começa a ganhar alguma expressão. Na década seguinte, o quinquênio 2000–2005 responde por um novo degrau nas reservas regionais, liderado por forte aumento nas reservas declaradas do Irã e por nova elevação em Kuwait e Qatar; entre 2005 e 2010, porém, o quadro volta a ser de estabilidade agregada, com ajustes compensatórios — acréscimos no Irã e leves reduções em alguns produtores menores. Finalmente, nos anos 2010, as reservas retomam trajetória de alta: entre 2010 e 2015, o avanço concentra-se sobretudo em Iraque, que amplia significativamente sua participação regional, enquanto o último quinquênio, 2015–2020, é dominado por uma revisão nas reservas auditadas, que sobem de cerca de 266 para quase 298 bilhões de barris, elevando novamente o peso relativo do país na região.

Em síntese, o Oriente Médio combina um núcleo estável de grandes detentores de reservas — Arábia Saudita, Irã, Iraque, Kuwait e Emirados Árabes Unidos — com um conjunto de produtores de menor porte, cujas variações, ainda que expressivas em termos relativos, têm impacto limitado sobre o total regional. Ao longo do período, a hierarquia interna sofre ajustes mais graduais do que rupturas: Kuwait perde parte da centralidade que tinha em 1980, enquanto Iraque e, em menor medida, Emirados e Qatar ganham espaço, num cenário em que a Arábia Saudita permanece como principal polo nacional de reservas. O resultado é uma região que continua altamente concentrada — com esses cinco países retendo algo entre 95% e 98% das reservas ao longo de toda a série —, mas em que o peso relativo se desloca gradualmente de um duopólio Arábia Saudita–Kuwait para uma configuração um pouco mais repartida entre Arábia Saudita, Irã e Iraque, com Kuwait e Emirados como suportes e Qatar consolidando-se como produtor intermediário.

5.1.2 AMÉRICA DO SUL

Na América do Sul, as reservas provadas de petróleo da amostra se multiplicam por mais de doze vezes entre 1980 e 2020, passando de pouco mais de 25 para cerca de 323 bilhões de barris. Desde o início, a região é fortemente dominada pela Venezuela: em 1980, o país já concentrava cerca de três quartos das reservas sul-americanas (cerca de 19,5 bilhões de barris), enquanto Brasil, Argentina e os demais produtores dividiam um restante relativamente modesto, todos com participações individuais de um dígito. Ao longo dos anos 1980 e 1990, essa

Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

A grande mudança estrutural ocorre entre 2005 e 2010: nesse intervalo, as reservas da América do Sul saltam de cerca de 100 para mais de 319 bilhões de barris, com o incremento quase inteiramente concentrado na Venezuela, cujas reservas mais do que quadruplicam em cinco anos. Os demais países mantêm trajetórias bem mais suaves — Brasil ainda cresce em termos absolutos, e Colômbia, Peru e Argentina registram ganhos marginais, enquanto Equador e a categoria “outros” recuam ligeiramente. A partir de 2010, a série entra em uma fase de relativa estabilidade: entre 2010–2015 e 2015–2020, o total regional oscila pouco, com pequenos ajustes nas reservas declaradas — Venezuela continua a subir de forma lenta, ao passo que o Brasil passa a reduzir seu volume de reservas, e Equador e Peru também apresentam movimentos de queda, compensados por ganhos discretos em outros países.

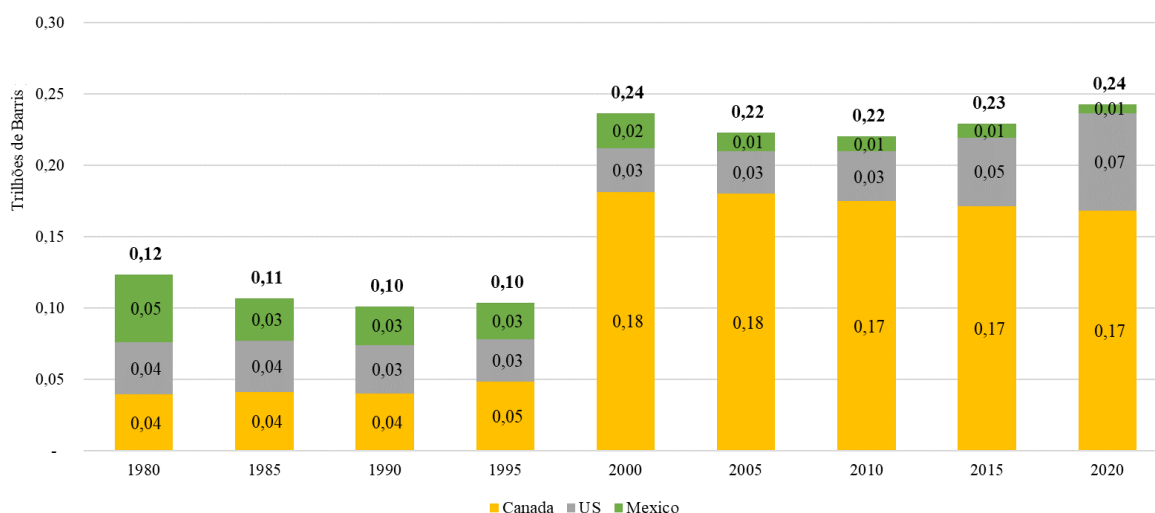
Em síntese, a América do Sul combina duas fases distintas na configuração interna de suas reservas. Entre 1980 e 2005, observa-se um padrão de crescimento significativo, mas relativamente distribuído: a Venezuela permanece hegemônica, mas há algum espaço para a expansão relativa de Brasil, Argentina, Colômbia e Equador, o que torna a estrutura regional um pouco menos concentrada do que nos anos 1980. A partir de meados dos anos 2000, a forte elevação das reservas declaradas pela Venezuela produz um novo patamar de concentração, reduzindo o peso relativo dos demais países, ainda que em alguns casos — como o do Brasil — as reservas continuem a crescer em termos absolutos. Ao final da série, a hierarquia regional está fortemente marcada pela centralidade venezuelana, com um segundo polo de menor escala no Brasil e um conjunto de produtores de porte médio ou pequeno, cujas oscilações impactam pouco o total sul-americano, mas são relevantes para entender a diversificação – ou a falta dela – na base de reservas da região.

5.1.3 AMÉRICA DO NORTE

Entre 1980 e 2020, as reservas provadas de petróleo da América do Norte quase dobram, passando de algo em torno de 120 para cerca de 240 bilhões de barris. No início da série, o quadro é relativamente equilibrado entre os três grandes produtores: o México aparece como maior detentor de reservas, seguido de perto por Canadá e Estados Unidos, cada um com algo entre 30% e 40% do total regional. A partir do fim dos anos 1990, porém, a estrutura interna se transforma: as reservas canadenses dão um salto e passam a responder, em 2000, por mais de dois terços do total regional, enquanto México e EUA ficam em torno de 13% e 12%, respectivamente. Em 2020, o núcleo segue concentrado em Canadá e Estados Unidos — com

o primeiro ainda representando algo próximo de 70% das reservas norte-americanas e o segundo em torno de 28% —, ao passo que o México se torna um detentor cada vez mais marginal, com uma participação que cai para algo em torno de 2%–3%.

Gráfico 4 - Reservas de Petróleo na América do Norte, medidas em trilhões de barris, 1980-2020



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

O acompanhamento em janelas de cinco anos mostra três momentos distintos. Entre 1980 e 1995, o total regional oscila em torno de 100–120 bilhões de barris, com leve recuo entre 1980 e 1990, puxado sobretudo pela redução das reservas mexicanas e, em menor medida, pela queda gradual nas reservas dos EUA, compensadas por um crescimento moderado do Canadá. No quinquênio 1995–2000, ocorre a principal ruptura da série: as reservas canadenses saltam de algo como 48 para mais de 180 bilhões de barris, elevando o total regional a cerca de 236 bilhões de barris e deslocando definitivamente o centro de gravidade da região. Entre 2000 e 2020, o agregado se mantém em trajetória de alta moderada: depois de uma leve correção entre 2000 e 2010, as reservas voltam a crescer, chegando em 2020 a cerca de 243 bilhões de barris, com movimento combinado de ligeira redução das reservas canadenses, forte expansão das reservas norte-americanas e queda contínua do México.

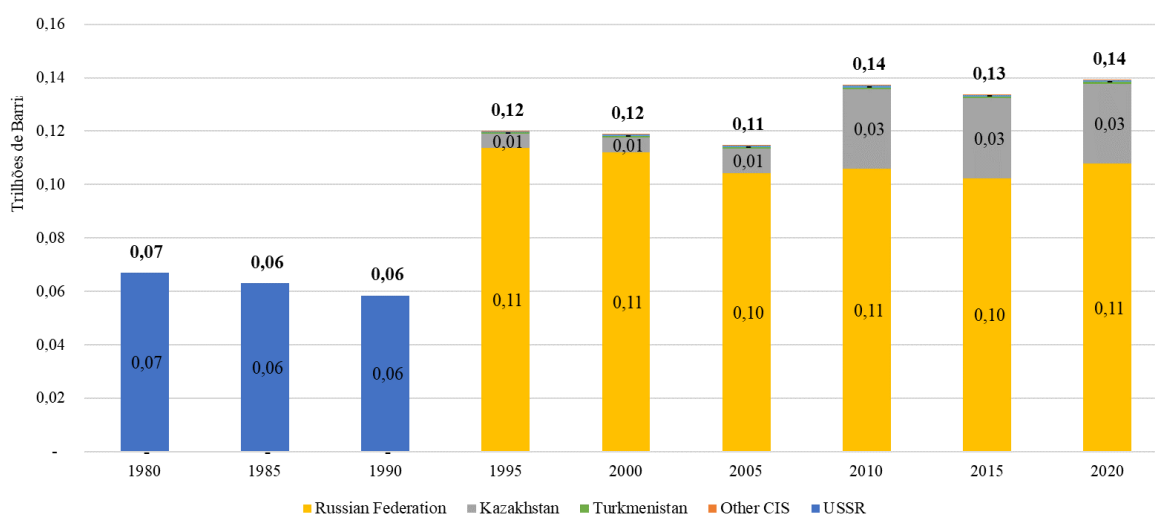
Em síntese, a América do Norte passa de uma configuração mais tripolar, na qual México, Canadá e Estados Unidos detêm parcelas relativamente comparáveis das reservas regionais, para uma estrutura claramente dominada por um único país, com o Canadá concentrando a maior parte dos volumes e os EUA assumindo o papel de segundo polo. O México percorre o caminho inverso: de grande detentor de reservas nos anos 1980, torna-se, ao final da série, um produtor de reservas relativamente modestas diante dos vizinhos. O resultado é um padrão de alta concentração em dois países, com a maior parte da variação regional

explicada por grandes revisões nas reservas canadenses e pela retomada do crescimento das reservas norte-americanas a partir da segunda metade dos anos 2000.

5.1.4 EURÁSIA

Na Eurásia, as reservas provadas de petróleo mais do que duplicam entre 1980 e 2020, passando de cerca de 67 para aproximadamente 139 bilhões de barris. Nos anos 1980, as reservas aparecem agregadas sob a categoria “URSS”, refletindo o caráter unificado da estatística soviética. Com a dissolução da União Soviética, em meados dos anos 1990, a série passa a discriminar Rússia, Cazaquistão e demais repúblicas, revelando uma concentração extrema: em 1995, a Federação Russa responde por algo em torno de 95% das reservas da região, enquanto o Cazaquistão surge com cerca de 5% e os demais países têm pesos residuais. Ao longo das duas décadas seguintes, a Rússia permanece como principal detentora de reservas, mas sua participação recua gradualmente à medida que o Cazaquistão consolida um estoque em torno de 30 bilhões de barris; em 2010–2020, a Rússia estabiliza-se em torno de três quartos do total regional, com o Cazaquistão respondendo por algo entre um quinto e um quarto das reservas e Turcomenistão, Uzbequistão e outros CIS (Comunidade dos Estados Independentes) permanecendo marginais.

Gráfico 5 - Reservas de Petróleo na Eurásia, medidas em trilhões de barris, 1980-2020



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

Em termos quinquenais, a década de 1980 é marcada por leve declínio das reservas soviéticas, que passam de 67 para cerca de 58 bilhões de barris em 1990. A principal inflexão ocorre entre 1990 e 1995, quando a URSS deixa de aparecer na série e as reservas da região quase dobram, saltando para cerca de 120 bilhões de barris sob a forma de reservas russas e,

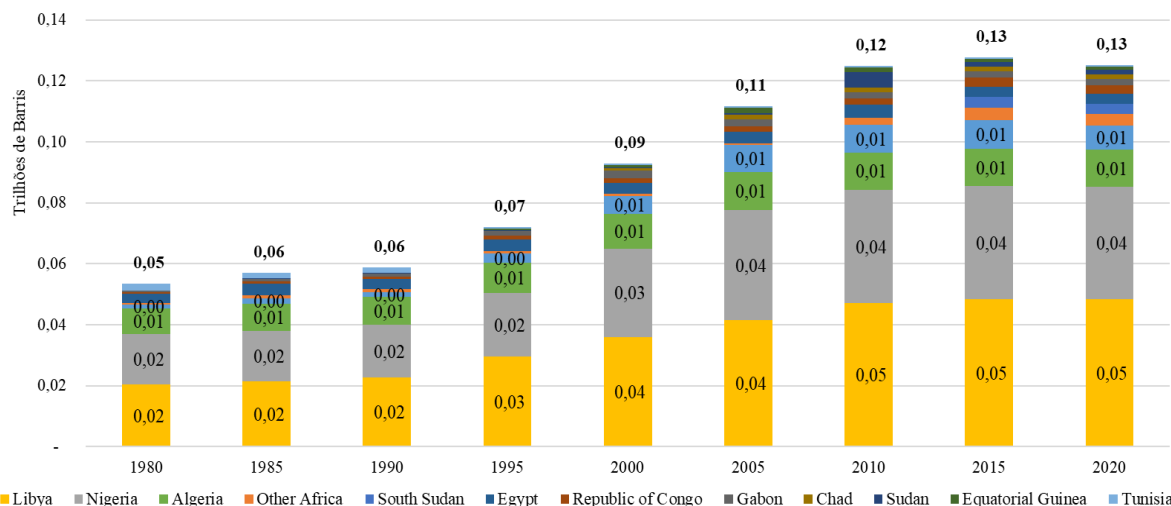
em menor escala, de Cazaquistão e outros países — movimento que expressa tanto reavaliações técnicas quanto mudanças de classificação após a abertura de dados no período pós-soviético. Entre 1995 e 2005, o total eurasiático oscila em torno de 115–120 bilhões de barris, com ligeiro recuo nas reservas russas parcialmente compensado por aumentos progressivos no Cazaquistão, que passa de cerca de 5 para 9 bilhões de barris. No quinquênio 2005–2010, observa-se um novo degrau: as reservas regionais sobem para mais de 137 bilhões de barris, quase inteiramente devido ao salto das reservas cazaques de 9 para 30 bilhões de barris; daí em diante, entre 2010 e 2020, a série alterna pequena correção e nova alta, à medida que a Rússia sofre ajustes moderados e volta a ampliar ligeiramente seu estoque de reservas.

A Eurásia, assim, se caracteriza por uma combinação de continuidade e reconfiguração parcial. Por um lado, a Rússia mantém, ao longo de toda a série pós-soviética, uma posição hegemônica como principal detentora de reservas, concentrando algo entre 75% e 95% do total regional. Por outro, o Cazaquistão emerge, a partir de meados dos anos 2000, como segundo polo relevante, deslocando-se de uma condição quase residual para algo em torno de 20% das reservas eurasiáticas. As demais repúblicas (Turcomenistão, Uzbequistão e outros CIS) permanecem com volumes relativamente pequenos, ainda que relevantes em termos nacionais, de modo que a estrutura da região continua altamente concentrada, mas um pouco menos monolítica do que na fase em que o conjunto aparecia apenas como “URSS”.

5.1.5 ÁFRICA

Na África, as reservas provadas de petróleo da amostra mais do que duplicam entre 1980 e 2020, passando de cerca de 53 para aproximadamente 125 bilhões de barris. Desde o início, a região é marcada por forte concentração em três países do Norte e do Golfo da Guiné: Líbia, Nigéria e Argélia. Em 1980, eles respondem juntos por cerca de 85% das reservas africanas, com a Líbia como principal detentora (em torno de 38% do total), seguida pela Nigéria (pouco mais de 30%) e pela Argélia (algo em torno de 15%). Ao longo das décadas seguintes, esse núcleo se preserva, mas com mudanças nas proporções internas e na emergência de novos produtores: em 2020, Líbia e Nigéria seguem como os dois maiores detentores de reservas, ainda com algo próximo de 40% e 30% do total, enquanto a participação da Argélia recua para cerca de 10%, em um contexto em que Angola, Egito, República do Congo, Sudão/Sudão do Sul, Gabão e outros países ampliam seus volumes e tornam o mapa regional um pouco mais diversificado.

Gráfico 6 - Reservas de Petróleo na África, medidas em trilhões de barris, 1980-2020



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

A leitura em janelas de cinco anos revela um processo cumulativo, com alguns momentos de aceleração. Entre 1980 e 1990, as reservas africanas crescem de forma relativamente moderada, passando de cerca de 53 para 59 bilhões de barris: a maior parte desse avanço decorre de incrementos em Líbia, Nigéria e Argélia, com Angola, Egito, Gabão e Congo ganhando importância de forma gradual. No quinquênio 1990–1995, o crescimento se intensifica, levando o total regional a quase 72 bilhões de barris, impulsionado por aumentos mais expressivos em Líbia e Nigéria e pela expansão das reservas angolanas. Entre 1995 e 2000, o movimento se fortalece: o estoque africano sobe para algo em torno de 93 bilhões de barris, com destaque para novos aumentos em Líbia e Nigéria, para o crescimento significativo de Angola e Gabão e para a entrada de produtores como Chade e Guiné Equatorial. No período 2000–2005, as reservas voltam a subir de maneira importante, ultrapassando 110 bilhões de barris: Líbia e Nigéria continuam a puxar o aumento, Angola consolida um patamar mais elevado, e alguns países da África central e oriental ampliam moderadamente seus estoques. O quinquênio 2005–2010 representa o último grande degrau da série, com o total aproximando-se de 125 bilhões de barris em 2010, fruto da combinação de novos aumentos em Líbia e Nigéria, da manutenção do nível angolano e da forte elevação das reservas declaradas no Sudão. A partir de 2010, o agregado regional se estabiliza: entre 2010 e 2015, as reservas praticamente se mantêm, com a entrada de Sudão do Sul como novo detentor de reservas e algum crescimento de outros produtores compensando ajustes em países maduros; entre 2015 e 2020, há leve recuo do total regional, em grande medida ligado à redução das reservas angolanas e egípcias, apesar

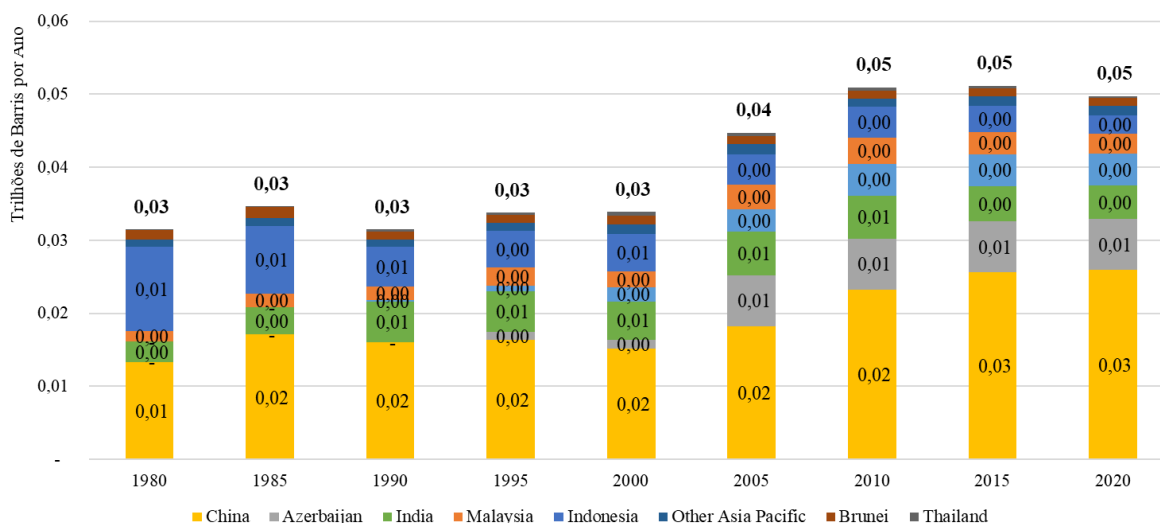
da estabilidade em Líbia, Nigéria e Argélia.

No balanço, a África combina a persistência de um núcleo tradicional — Líbia, Nigéria e Argélia — com um processo de ampliação da base de países detentores de reservas de médio porte. Em termos de estrutura, a concentração permanece elevada, com esses três países ainda respondendo por quase 80% do total no final da série, mas o peso relativo de produtores como Angola, República do Congo, Sudão/Sudão do Sul, Egito e Guiné Equatorial aumenta de forma perceptível ao longo do tempo. O resultado é uma região em que as grandes variações no estoque total continuam fortemente ancoradas nos movimentos dos dois principais polos (Líbia e Nigéria), enquanto as mudanças em países menores explicam, sobretudo, a diversificação e o espessamento da base africana de reservas.

5.1.6 ÁSIA

Na Ásia (excluída a Oceania), as reservas provadas de petróleo crescem de cerca de 31,5 para quase 50 bilhões de barris entre 1980 e 2020, um aumento em torno de 60%, bem inferior ao observado em regiões como Oriente Médio ou América do Sul. O quadro interno é dominado, desde o início, pela dupla China–Indonésia: em 1980, esses dois países respondem por cerca de 80% das reservas asiáticas, com a China concentrando algo em torno de 42% e a Indonésia cerca de 37%, enquanto Índia, Malásia e demais produtores aparecem com participações individuais de um dígito. Ao longo das décadas seguintes, essa composição se altera de forma gradual: as reservas chinesas crescem em termos absolutos e relativos, ultrapassando metade do total asiático em 2020, ao passo que as reservas indonésias recuam tanto em nível quanto em participação, caindo para menos de 5% do total. Nesse intervalo, novos polos aparecem ou se consolidam — como Azerbaijão, Vietnã e Malásia — e países como Índia ampliam suas reservas em termos absolutos, ainda que com peso moderado no agregado regional.

Gráfico 7 - Reservas de Petróleo na Ásia, medidas em trilhões de barris, 1980-2020



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

A trajetória por quinquênios destaca um padrão de crescimento em “degraus”, alternando fases de expansão e estabilização. Entre 1980 e 1985, as reservas asiáticas sobem modestamente, impulsionadas sobretudo pela China e pela Índia, enquanto a Indonésia começa a reduzir seu estoque. Entre 1985 e 1990, o total regional recua ligeiramente, refletindo a continuidade da queda das reservas indonésias, parcialmente compensada por ganhos em China e Índia e pela entrada de novos volumes em países como Malásia. No quinquênio 1990–1995, as reservas voltam a crescer, com a incorporação de volumes em Vietnã e Azerbaijão e a manutenção de níveis relativamente elevados na China. Entre 1995 e 2000, o agregado permanece quase estável, mas com reacomodações internas: a China perde um pouco de terreno, a Indonésia sustenta um nível intermediário de reservas, e Vietnã, Índia e Malásia consolidam estoques. A principal aceleração ocorre entre 2000 e 2005, quando o total regional sobe de cerca de 34 para 45 bilhões de barris, puxado por novos aumentos em China, pelo salto das reservas azeri para 7 bilhões de barris e pela ampliação dos volumes em Vietnã e Malásia. No período 2005–2010, as reservas continuam a crescer, superando 50 bilhões de barris, ainda com China como principal vetor. A partir de 2010, o quadro tende à estabilização: entre 2010 e 2015, o total praticamente não varia, com pequenas recomposições entre países, e entre 2015 e 2020 há leve recuo do agregado regional, resultado, sobretudo, da continuidade da queda das reservas indonésias e do ajuste em alguns produtores menores, mesmo com a manutenção dos níveis chineses.

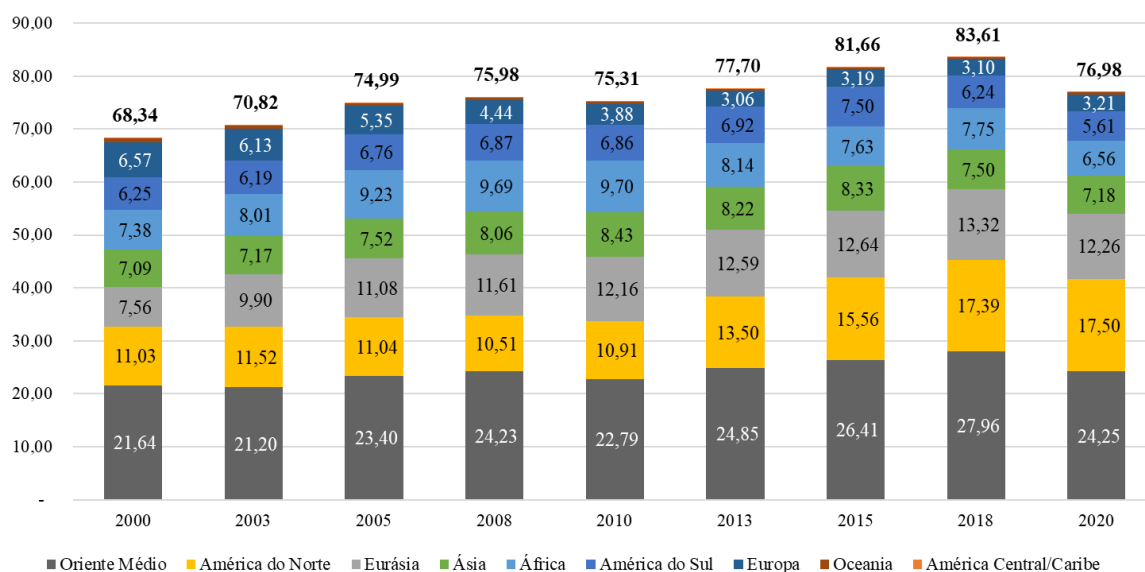
Em resumo, a Ásia apresenta uma configuração em que o peso de um grande detentor de reservas — a China — aumenta ao longo do tempo, enquanto um antigo polo regional (Indonésia) perde espaço e uma série de produtores de porte médio (Índia, Malásia, Azerbaijão, Vietnã, Brunei) contribuem para um certo espraiamento da base de reservas, sem, contudo,

alterar o caráter relativamente modesto do estoque asiático em comparação a outras macro-regiões. A estrutura final é, portanto, menos bipartida que em 1980 e mais concentrada em torno de um único país, com os demais atuando como apoios secundários em um cenário de crescimento absoluto relativamente contido.

5.2 PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

Ao longo do período 2000–2020, a produção mundial agregada cresce de cerca de 68,3 para um pico de aproximadamente 83,6 milhões de barris diários em 2018, recuando depois para algo em torno de 77 milhões em 2020. Em todo o intervalo, o Oriente Médio aparece como o principal polo produtor: a produção regional passa de cerca de 21,6 para quase 28 milhões de barris por dia em 2018, mantendo-se, em geral, em torno de um terço do total mundial (entre 30% e 33%). Mesmo com a queda no final da série, a região continua sendo o bloco central da oferta, combinando alto nível absoluto de produção com relativa estabilidade de participação.

Gráfico 8 - Produção de Petróleo Global, medida em milhões de barris por dia, 2000-2020



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

América do Norte e Eurásia formam o segundo grande eixo da produção. A América do Norte parte de um patamar próximo a 11 milhões de barris diários em 2000, com relativa estabilidade no início da série, mas passa a crescer de forma mais acelerada a partir de 2010, alcançando cerca de 17–17,5 milhões de barris por dia no final do período. Em termos relativos, sua fatia sobe de algo em torno de 16% do total em 2000 para mais de 20% e se aproxima de um quarto da produção global em 2020. A Eurásia, por sua vez, apresenta uma trajetória de expansão contínua ao longo da primeira década e meia: a produção sobe de aproximadamente

7,5 milhões de barris diários em 2000 para mais de 12–13 milhões a partir de 2010, fazendo com que sua participação passe de pouco mais de 10% para algo em torno de 16% da produção mundial, com leve acomodação, mas sem perda significativa de peso relativo, na parte final da série.

Nas demais regiões em desenvolvimento, o movimento é mais heterogêneo. A Ásia mantém trajetória de crescimento moderado nos anos 2000, saindo de cerca de 7,1 para 8,4 milhões de barris diários em 2010, antes de estabilizar e recuar levemente para algo em torno de 7,2 milhões em 2020; em termos de participação, isso significa um peso relativamente estável, na casa de 9%–11% do total. A África expande sua produção entre 2000 e 2010, de cerca de 7,4 para quase 9,7 milhões de barris diários, elevando sua fatia de pouco acima de 10% para quase 13% do total, mas em seguida entra em trajetória descendente, encerrando 2020 com cerca de 6,6 milhões de barris e algo como 8%–9% da produção global. A América do Sul, por sua vez, cresce de cerca de 6,2 para 7,5 milhões de barris diários até meados da década de 2010, mantendo participação próxima de 9% do total, mas também experimenta redução na parte final da série, chegando a cerca de 5,6 milhões de barris em 2020, com participação em torno de 7%.

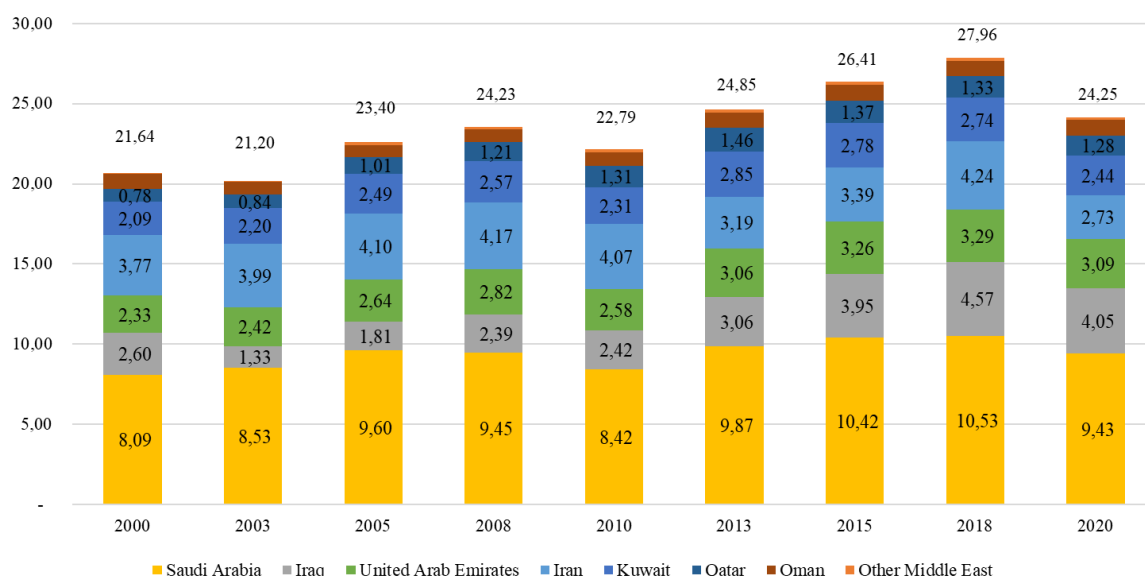
Europa, Oceania e América Central/Caribe aparecem como polos declinantes ou marginais. A Europa mostra a queda mais pronunciada em termos relativos: sua produção recua de cerca de 6,6 milhões de barris diários em 2000 para algo em torno de 3,2 milhões em 2020, o que implica uma redução de sua participação de quase 10% para aproximadamente 4% da produção mundial. Oceania registra um encolhimento contínuo, de cerca de 0,7 para algo próximo de 0,35 milhão de barris diários, mantendo participação residual, inferior a 1% ao longo de toda a série. Já a América Central/Caribe permanece com volumes muito baixos, na casa de 0,1 milhão de barris diários, com peso inferior a 0,2% da produção global em todos os anos observados. No conjunto, os dados revelam um sistema produtivo cada vez mais concentrado em quatro grandes blocos — Oriente Médio, América do Norte, Eurásia e, em menor medida, Ásia e África — e uma contração clara do peso europeu, com pouca margem para o surgimento de novos polos regionais relevantes em termos de volume.

5.2.1 ORIENTE MÉDIO

Entre 2000 e 2020, a produção de petróleo do Oriente Médio oscila em torno de algo entre 22 e 28 milhões de barris diários, com leve tendência de alta até o fim da década de 2010 e recuo nos últimos anos da série. A região passa de cerca de 21,6 milhões de barris/dia em 2000 para aproximadamente 24,2 milhões em 2020, depois de atingir um pico próximo de 28

milhões em 2018. Na amostra considerada, o Oriente Médio responde de forma relativamente estável por algo em torno de um terço da produção mundial, com pequenas variações ao longo das duas décadas.

Gráfico 9 - Produção de Petróleo no Oriente Médio, medida em milhões de barris por dia, 2000-2020



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

A estrutura interna é marcada pela dominância persistente da Arábia Saudita, que permanece como o principal produtor regional em todos os anos da série. Seu volume cresce de pouco mais de 8,1 para cerca de 9,4 milhões de barris/dia entre 2000 e 2020, mantendo participação na casa de 37%–39% da produção regional. Irã, Iraque e Emirados Árabes Unidos compõem o segundo escalão: em 2000, o Irã responde por cerca de 17% do total, bem à frente do Iraque (cerca de 12%) e dos Emirados (aproximadamente 11%). Ao longo do tempo, essa hierarquia se modifica: o Iraque praticamente dobra sua produção e aumenta significativamente sua fatia na produção regional, enquanto o Irã recua em termos absolutos e relativos, sobretudo após 2010. Kuwait e Catar mantêm níveis relevantes, mas mais estáveis, com leve expansão do Catar a partir de meados dos anos 2000. Omã e o agregado “Other Middle East” permanecem marginais, enquanto Iêmen e Síria exibem trajetórias de forte declínio, sobretudo na segunda metade do período.

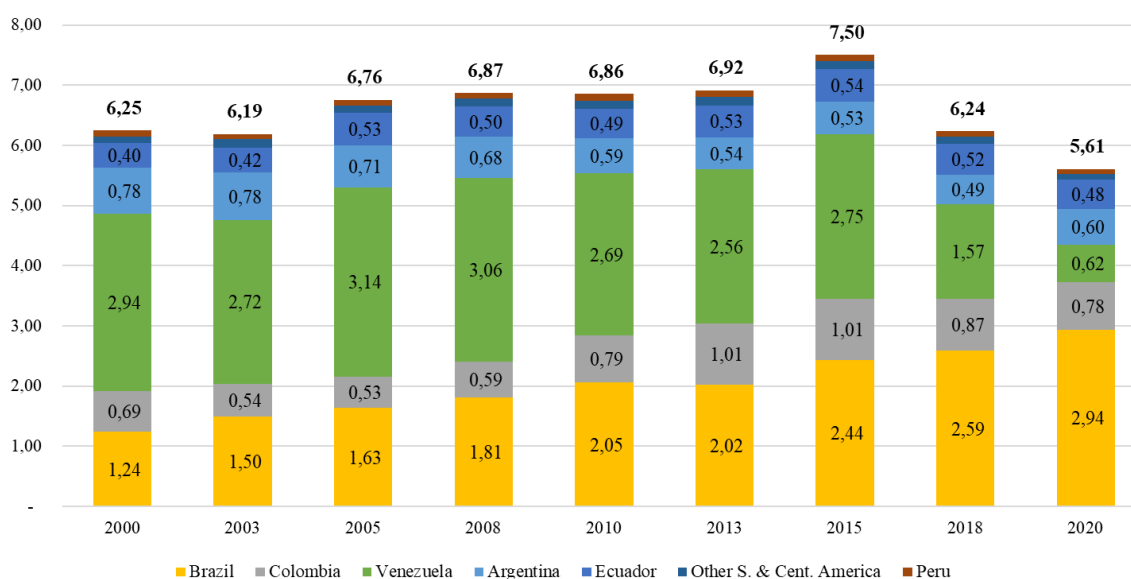
Do ponto de vista temporal, a primeira metade dos anos 2000 (2000–2005) é marcada por uma expansão moderada da produção regional, seguida por um novo incremento entre meados dos anos 2000 e o final da década, quando o total se aproxima de 24 milhões de barris/dia. Entre 2010 e 2015 há nova aceleração, com avanço da produção sobretudo na Arábia Saudita e no Iraque, levando o Oriente Médio ao patamar de 26,4 milhões de barris/dia em 2015.

A partir daí, a região ainda cresce até 2018, quando alcança o pico da série, e recua em seguida, encerrando 2020 com queda em quase todos os produtores-chave, em especial Irã, Iraque e Arábia Saudita, mas mantendo-se, ainda assim, como principal polo mundial de oferta.

5.2.2 AMÉRICA DO SUL

Na América do Sul, a produção total de petróleo permanece relativamente estável no início dos anos 2000, em torno de 6,2–6,8 milhões de barris/dia, atinge um pico próximo de 7,5 milhões em 2015 e recua de forma mais intensa na reta final da série, chegando a cerca de 5,6 milhões em 2020. Em termos relativos, a região tende a perder participação na produção global ao longo do período, saindo de algo em torno de 10% no início dos anos 2000 para menos de 8% em 2020, com um breve momento de maior peso em meados da década de 2010.

Gráfico 10 - Produção de Petróleo na América do Sul, medidas em milhões de barris por dia, 2000-2020



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

A composição interna passa por uma reconfiguração profunda. Em 2000, a Venezuela é de longe o maior produtor regional, respondendo por cerca de 47% da produção sul-americana, enquanto o Brasil ocupa posição secundária, com algo próximo de 20% do total. Colômbia, Argentina e Equador formam um grupo intermediário, com participações de um dígito, e Peru e “Other S. & Cent. America” permanecem marginais. Ao longo da série, o Brasil assume um papel cada vez mais central: sua produção mais que dobra entre 2000 e 2020, e sua participação na oferta regional salta para algo em torno de 50% no final do período, tornando o país o principal produtor da América do Sul. A trajetória venezuelana é o espelho inverso: depois de

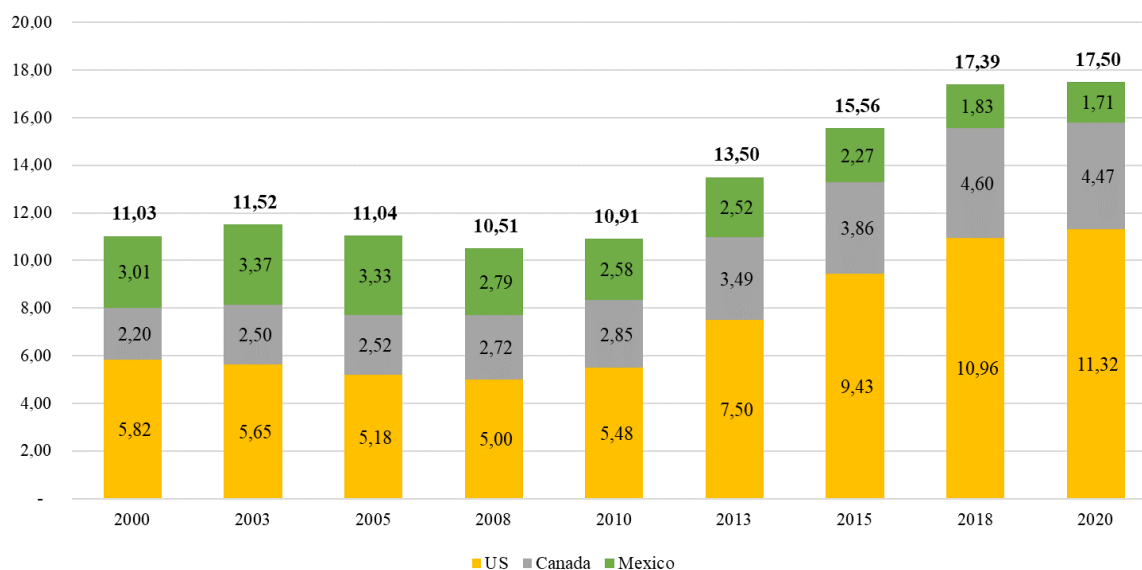
manter níveis elevados até meados dos anos 2000, a produção entra em declínio progressivo, caindo de cerca de 3 milhões de barris/dia em 2000–2008 para pouco mais de 600 mil em 2020, o que reduz sua fatia regional para algo próximo de 11%. Colômbia experimenta um ciclo de expansão na primeira metade da década de 2010, aproximando-se de 1 milhão de barris/dia, mas retorna a patamares mais modestos ao final da série, enquanto Argentina, Equador e Peru tendem a oscilar em torno de volumes estáveis ou levemente decrescentes.

Em termos quinquenais, entre 2000 e 2005 a produção regional cresce moderadamente, impulsionada por incrementos simultâneos em Brasil e Venezuela. De 2005 a 2010, o total se estabiliza em torno de 6,8–6,9 milhões de barris/dia, combinando o avanço brasileiro com a estagnação de outros produtores. Entre 2010 e 2015, a América do Sul atinge seu ponto mais alto, graças à combinação do pré-sal brasileiro em expansão e do auge colombiano. A partir de 2015, contudo, observa-se um recuo contínuo: o aumento ainda expressivo da produção no Brasil já não compensa a contração venezuelana, e a região chega a 2020 com um perfil mais concentrado em um único país e um peso relativo menor na oferta global.

5.2.3 AMÉRICA DO NORTE

Na América do Norte, a produção de petróleo passa por um ciclo de transformação mais intenso que em outras regiões. Entre 2000 e 2010, o total oscila em torno de 11 milhões de barris/dia, com leve queda até 2008 e recuperação moderada em 2010. A partir daí, inicia-se uma trajetória de forte expansão: a produção regional sobe para cerca de 13,5 milhões de barris/dia em 2013, alcança 15,6 milhões em 2015 e chega a aproximadamente 17,5 milhões em 2018–2020. Na amostra, isso se traduz em um ganho importante de participação, de algo em torno de 18% para quase 24% da produção global entre o início e o fim da série.

Gráfico 11 - Produção de Petróleo na América do Norte, medida em milhões de barris por dia, 2000-2020



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

A estrutura intrarregional, que no início dos anos 2000 é relativamente equilibrada entre Estados Unidos, Canadá e México, torna-se progressivamente dominada pelos dois primeiros. Em 2000, os EUA respondem por pouco mais da metade da produção norte-americana, o México por cerca de 27% e o Canadá por quase 20%. Em 2020, os EUA concentram quase dois terços do total, após praticamente dobrarem seu volume de produção (de cerca de 5,8 para mais de 11,3 milhões de barris/dia); o Canadá também amplia sua participação, aproximando-se de um quarto da oferta regional, com produção crescendo de pouco mais de 2,2 para quase 4,5 milhões de barris/dia. O México, ao contrário, atravessa uma trajetória descendente, caindo de pouco mais de 3,0 para 1,7 milhão de barris/dia no período e vendo sua fatia na produção regional se reduzir a menos de 10%.

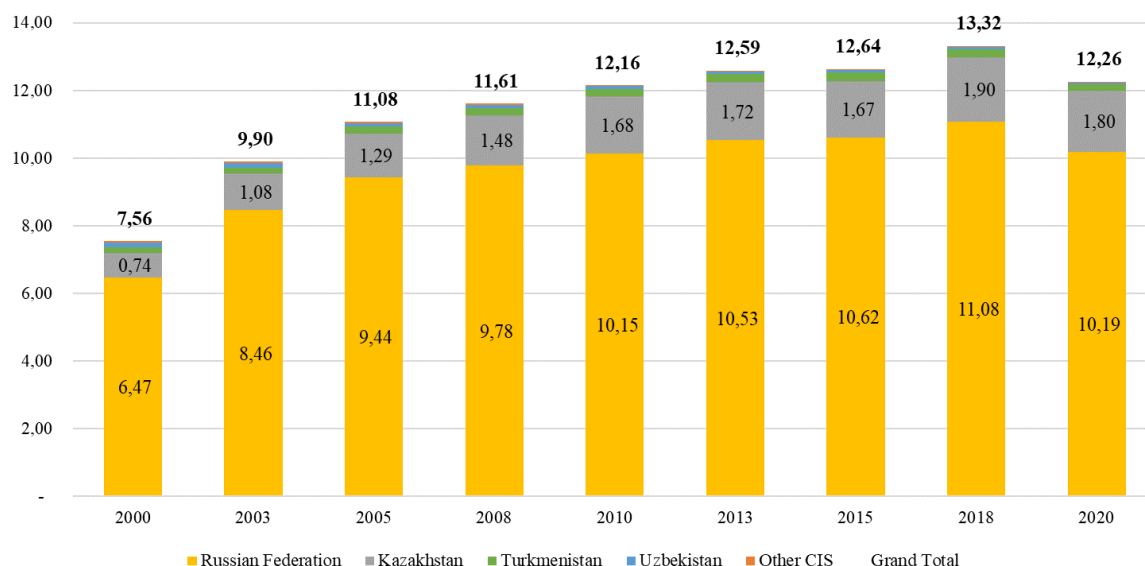
Considerando os marcos quinquenais, entre 2000 e 2005 a produção se mantém próxima de 11 milhões de barris/dia, com pequenos ajustes entre países. Entre 2005 e 2010, há uma leve contração, especialmente pela queda mexicana, compensada apenas em parte pela recuperação norte-americana ao final da década. A inflexão mais nítida ocorre entre 2010 e 2015, quando a produção regional se expande rapidamente e a América do Norte ganha peso na oferta mundial. De 2015 a 2020, a região mantém a trajetória de alta, mas em ritmo mais gradual, consolidando-se como um dos principais polos de crescimento da produção global.

5.2.4 EURÁSIA

Na Eurásia (entendida aqui como espaço pós-soviético), a produção de petróleo cresce de forma contínua ao longo das duas décadas observadas. A região passa de cerca de 7,6 milhões

de barris/dia em 2000 para pouco mais de 12,2 milhões em 2020, com um pico em torno de 13,3 milhões em 2018. Em termos relativos, isso representa um ganho de participação considerável: a Eurásia sai de algo em torno de 12% da produção global no início do período para aproximadamente 17% na parte final da série.

Gráfico 12 - Produção de Petróleo na Eurásia, medida em milhões de barris por dia, 2000-2020



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

A produção eurasiática é fortemente concentrada na Federação Russa, que responde sistematicamente por mais de 80% do total regional. O volume russo cresce de cerca de 6,5 milhões de barris/dia em 2000 para pouco mais de 10,2 milhões em 2020, enquanto sua participação na produção eurasiática recua levemente, de cerca de 86% para 83%, à medida que outros produtores ganham algum espaço. O principal deles é o Cazaquistão, cuja produção aumenta de menos de 0,8 para quase 1,8 milhão de barris/dia e cuja participação sobe de cerca de 10% para quase 15% da oferta regional. Turcomenistão permanece como produtor de pequeno porte, com crescimento modesto, e Uzbequistão apresenta trajetória inversa, com queda gradual de volumes e perda de peso relativo. O grupo “Other CIS” continua marginal ao longo de toda a série.

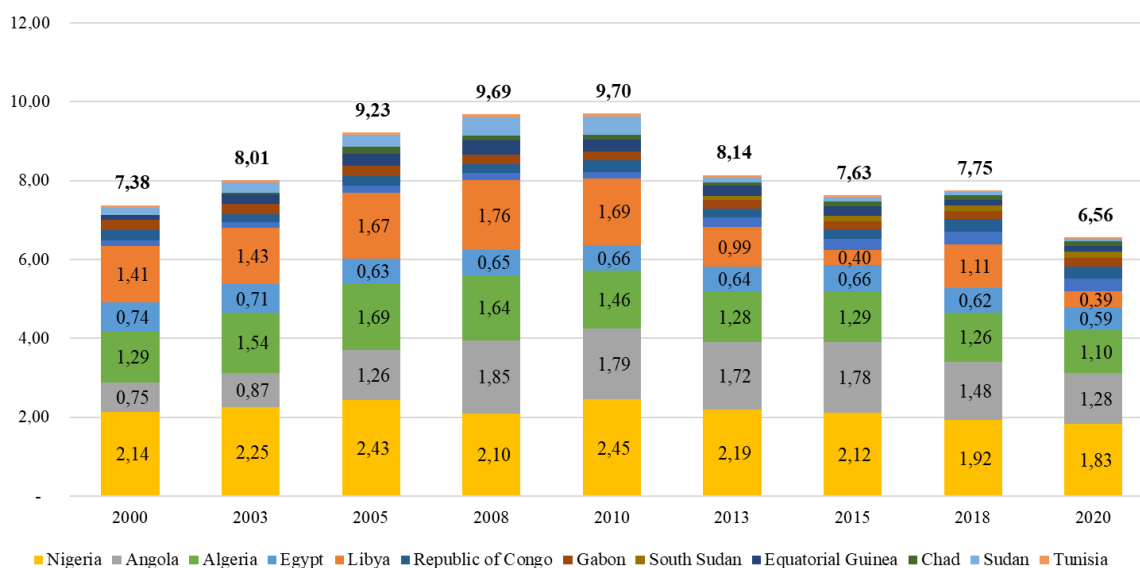
Observando as variações por quinquênios, entre 2000 e 2005 há um forte incremento, com a produção regional saltando de cerca de 7,6 para 11,1 milhões de barris/dia, em grande medida pela recuperação russa e pela expansão cazaque. De 2005 a 2010, o crescimento prossegue, mas em ritmo um pouco mais moderado, levando o total para algo em torno de 12,2 milhões de barris/dia. Entre 2010 e 2015, a produção praticamente se estabiliza em torno de 12,6 milhões de barris/dia, com pequenas oscilações internas. No quinquênio seguinte, a

Eurásia ainda experimenta uma elevação adicional até 2018, e encerra 2020 com um recuo moderado, mas mantendo-se em patamar significativamente superior ao do início dos anos 2000.

5.2.5 ÁFRICA

Na África, a produção total de petróleo exibe um padrão de “sobe e desce” ao longo de 2000–2020. A região parte de cerca de 7,4 milhões de barris/dia em 2000, cresce de forma contínua até atingir aproximadamente 9,7 milhões em 2010, e entra em trajetória de queda nos anos seguintes, recuando para pouco mais de 6,5 milhões em 2020. Em termos de participação na produção global, isso significa um leve aumento até o fim da década de 2000, seguido de uma perda progressiva de peso relativo, com a África passando de algo em torno de 12% para menos de 9% do total mundial.

Gráfico 13 - Produção de Petróleo na África, medida em milhões de barris por dia, 2000-2020



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

A estrutura interna combina um núcleo de grandes produtores com uma periferia de países de médio e pequeno porte. Nigéria é o principal produtor ao longo de toda a série, com volumes entre 2,1 e 2,5 milhões de barris/dia no auge e participação em torno de 28%–29% da produção africana, ainda que com leve recuo no final do período. Angola emerge como segundo polo relevante: sua produção cresce fortemente entre 2000 e 2008, aproximando-se de 1,9 milhão de barris/dia, e sua participação sobe de cerca de 10% para quase 20% da oferta regional antes de recuar parcialmente na década de 2010. Argélia mantém-se em patamares relativamente altos, com algo entre 1,3 e 1,7 milhão de barris/dia, mas com tendência de leve declínio na parte final da série. Líbia, por sua vez, apresenta uma trajetória marcada por

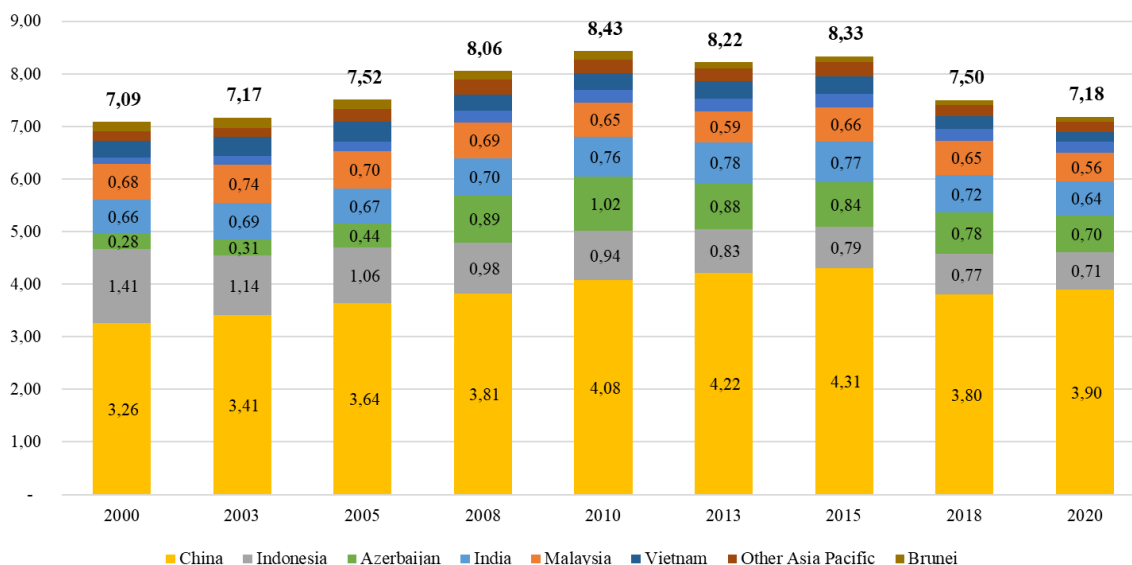
oscilações acentuadas: produz volumes próximos de 1,7–1,8 milhão de barris/dia até o final dos anos 2000, sofre forte queda na primeira metade dos anos 2010 e volta a níveis mais baixos no fim do período. Egito conserva uma produção intermediária, com leve queda no longo prazo, enquanto República do Congo, Gabão, Guiné Equatorial, Sudão/ Sudão do Sul, Chade, Tunísia e “Other Africa” contribuem com parcelas menores, mas não desprezíveis, do total regional.

Nos marcos quinquenais, entre 2000 e 2005 a produção africana cresce de forma consistente, passando de 7,4 para mais de 9,2 milhões de barris/dia, com ganhos concentrados em Nigéria, Angola, Argélia e Líbia. De 2005 a 2010, o avanço continua, ainda que em ritmo menor, e a região atinge seu ponto máximo em torno de 9,7 milhões de barris/dia. A partir de 2010, inicia-se um ciclo de contração: em 2013 e 2015, o total recua para cerca de 8,1 e 7,6 milhões de barris/dia, respectivamente, e oscila em torno de 7,7 milhões em 2018. Em 2020, a produção cai para cerca de 6,6 milhões de barris/dia, com recuos em vários produtores importantes, o que reduz a presença africana na oferta global de petróleo.

5.2.6 ÁSIA

Na Ásia, a produção de petróleo apresenta um crescimento moderado ao longo da primeira década dos anos 2000, seguido por leve recuo e estabilização em níveis um pouco acima dos observados no início do período. O total regional passa de cerca de 7,1 milhões de barris/dia em 2000 para aproximadamente 8,4 milhões em 2010, e depois retorna para algo em torno de 7,2 milhões em 2020. Em termos relativos, isso significa que a Ásia ganha algum peso até o fim dos anos 2000, mas termina o período com participação ligeiramente menor na produção global, à medida que outras regiões crescem mais rapidamente.

Gráfico 14 - Produção de Petróleo na Ásia, medida em milhões de barris por dia, 2000-2020



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

Internamente, a estrutura asiática é cada vez mais dominada pela China. Em 2000, o país responde por cerca de 46% da produção regional, com algo em torno de 3,3 milhões de barris/dia, e sua participação sobe para mais de 54% em 2020, quando sua produção se aproxima de 3,9 milhões de barris/dia. Indonésia, que no início dos anos 2000 ainda produz mais de 1,4 milhão de barris/dia e responde por quase 20% do total regional, atravessa um processo de queda contínua, chegando a cerca de 700 mil barris/dia em 2020 e reduzindo sua fatia para próximo de 10%. Índia mantém trajetória de crescimento moderado na primeira década, estabilizando-se em torno de 0,6–0,8 milhão de barris/dia, com participação relativamente estável de um dígito. Azerbaijão aparece como novo polo de produção na década de 2000, elevando seu volume de menos de 300 mil barris/dia em 2000 para cerca de 0,9–1 milhão entre 2008 e 2010 e encerrando 2020 em torno de 700 mil barris/dia, com participação próxima a 10%. Malásia, Vietnã, Tailândia, Brunei e o agregado “Other Asia Pacific” compõem um conjunto de produtores de médio porte, cuja contribuição individual é relativamente pequena, mas, somada, representa parcela não desprezível da oferta regional.

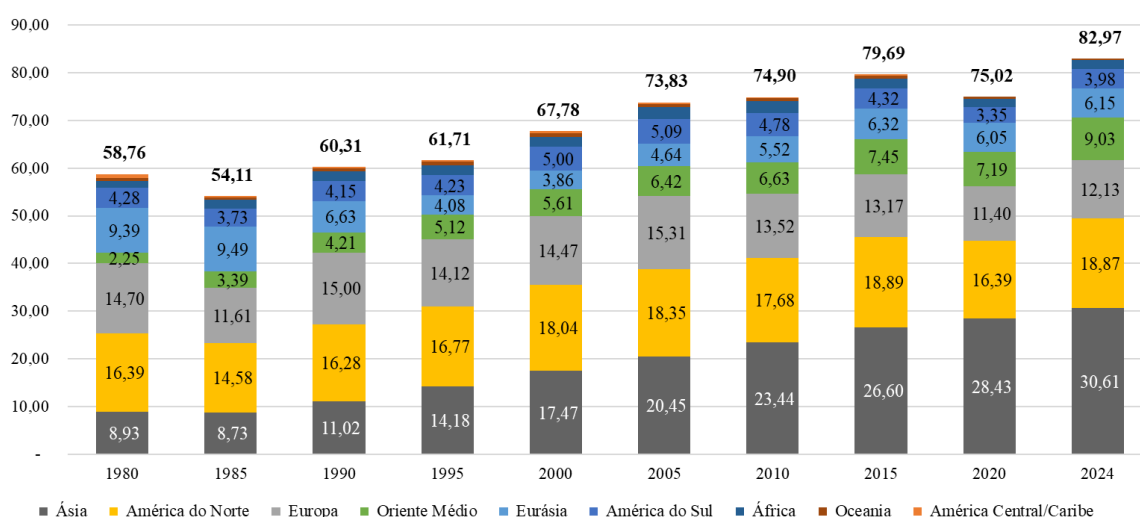
Em perspectiva quinquenal, entre 2000 e 2005 a produção asiática cresce gradualmente, passando de 7,1 para cerca de 7,5 milhões de barris/dia, impulsionada sobretudo pela China e pelo início da expansão azeri. De 2005 a 2010, o ritmo de crescimento se acelera e o total atinge cerca de 8,4 milhões de barris/dia, com destaque para o aumento chinês e o auge da produção no Azerbaijão. Entre 2010 e 2015, observa-se uma estabilização em torno de 8,2–8,3 milhões de barris/dia, com alguns países já em trajetória de declínio compensados pela manutenção de volumes elevados na China. A partir de 2015, a produção regional recua para cerca de 7,5 milhões em 2018 e 7,2 milhões em 2020, refletindo a combinação de desaceleração ou queda

em vários produtores fora da China e a perda de peso relativo da região na oferta global de petróleo.

5.3 CAPACIDADE DE REFINO DE PETRÓLEO

A Entre 1980 e 2024, o refino global da amostra aumenta de cerca de 58,8 para quase 83 milhões de barris por dia, o que representa uma expansão acumulada em torno de 40%–50%. Esse crescimento, porém, é bastante desigual entre as grandes regiões. No início da série, América do Norte, Europa e Eurásia concentram a maior parte dos volumes: juntas, respondem por aproximadamente 70% do total mundial, com destaque para a América do Norte (cerca de 16,4 milhões) e a Europa (14,7 milhões), seguidas pela Eurásia (9,4 milhões). A Ásia aparece então como quarto polo, com cerca de 8,9 milhões, equivalente a algo em torno de 15% do total, enquanto Oriente Médio, América do Sul, África, Oceania e América Central/Caribe completam o quadro com participações menores. Quarenta anos depois, o mapa se redesenha: a Ásia passa a ser o principal centro de refino da amostra, com mais de 30,6 milhões, e a América do Norte se mantém como segundo maior polo, com 18,9 milhões em 2024. Europa, Eurásia e América do Sul recuam em termos relativos, enquanto o Oriente Médio ganha peso, e África, Oceania e América Central/Caribe permanecem em patamares mais reduzidos.

Gráfico 15 - Refino de Petróleo Global, medido em milhões de barris por dia, 1980-2024



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

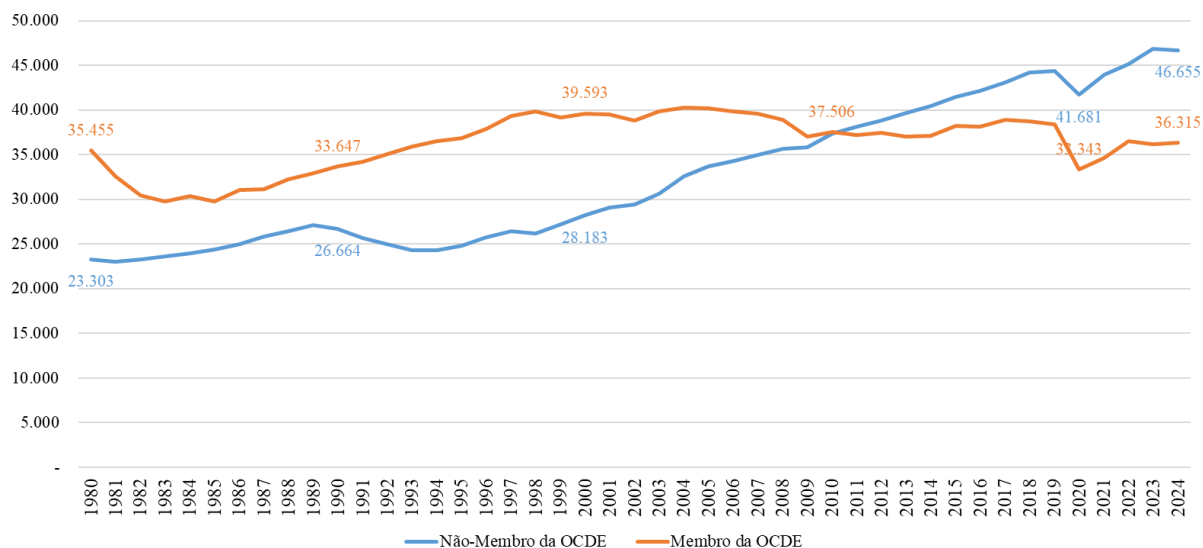
A Ásia é a região que registra a transformação mais intensa: seus volumes mais do que triplicam, de 8,9 milhões em 1980 para 30,6 milhões em 2024, e sua participação sobe de cerca de 15% para quase 37% do refino mundial. A América do Norte, por outro lado, se mantém em patamar elevado, mas com variações contidas: oscila em torno de 16–18 milhões ao longo de

toda a série, com leve recuo em 1985 e em 2020 e recuperação parcial em 2024; como resultado, sua participação no total cai de quase 28% em 1980 para algo em torno de 23%. A Europa apresenta um ciclo de estabilidade seguido de retração: após um pico em meados dos anos 2000, próximo a 15,3 milhões, seus volumes caem para cerca de 11,4 milhões em 2020, com alguma recuperação até 12,1 milhões em 2024; em termos relativos, a região passa de cerca de 25% do refino global em 1980 para algo em torno de 15% em 2024. O Oriente Médio multiplica por quatro seus volumes, saindo de 2,25 milhões para mais de 9 milhões, e aumenta de forma visível sua participação no refino mundial, enquanto a Eurásia segue uma trajetória em “V”: parte de 9,4 milhões em 1980, cai para um piso próximo de 3,9 milhões em 2000 e se recupera parcialmente para pouco mais de 6,1 milhões em 2024, sem, contudo, retornar aos níveis da era soviética.

Nas demais regiões, os movimentos são mais moderados ou declinantes. A América do Sul alterna fases de crescimento e queda: recua ligeiramente entre 1980 e 1985, cresce até um pico em torno de 5,1 milhões em 2005 e, a partir de então, passa por um processo de retração, com volumes que caem para cerca de 3,35 milhões em 2020, antes de uma recuperação parcial para 4 milhões em 2024. A África aumenta seus volumes de 1,4 milhões em 1980 para cerca de 2,5 milhões em 2005 e depois recua para níveis em torno de 1,7–1,9 milhões na parte final da série, mantendo uma participação relativamente pequena, em torno de 2%–3% do total mundial. Oceania e América Central/Caribe permanecem marginais em termos de volume: a primeira oscila ao redor de 600–700 até o início dos anos 2000 e depois cai para cerca de 250 em 2024; a segunda apresenta valores ainda mais baixos, com alguma importância apenas nos primeiros anos da série. Em síntese, o período 1980–2024 é marcado por uma forte recomposição espacial do refino: o peso relativo de América do Norte, Europa e Eurásia diminui, enquanto Ásia e Oriente Médio assumem posições centrais, e as demais regiões desempenham papéis complementares, com destaque limitado em termos de volume global.

Quando se observa o refino pela clivagem OCDE / não-OCDE, a principal mudança ao longo da série é a inversão gradual da liderança entre os dois grupos. Em 1980, os países da OCDE respondem por cerca de 35,5 milhões, contra 23,3 milhões nos não-OCDE, o que corresponde a algo em torno de 60% e 40% do total global, respectivamente. Ao longo das duas décadas seguintes, ambos os blocos expandem seus volumes, mas com ritmos diferentes: em 1990, o refino da OCDE atinge cerca de 33,6 milhões, enquanto o dos não-OCDE chega a 26,7 milhões, reduzindo ligeiramente a diferença relativa entre os grupos. Em 2000, os volumes convergem para 39,6 milhões (OCDE) e 28,2 milhões (não-OCDE), ainda com predominância dos membros da OCDE.

Gráfico 16 - Refino de Petróleo OCDE x Não OCDE, medido em mil barris por dia, 1980-2024



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

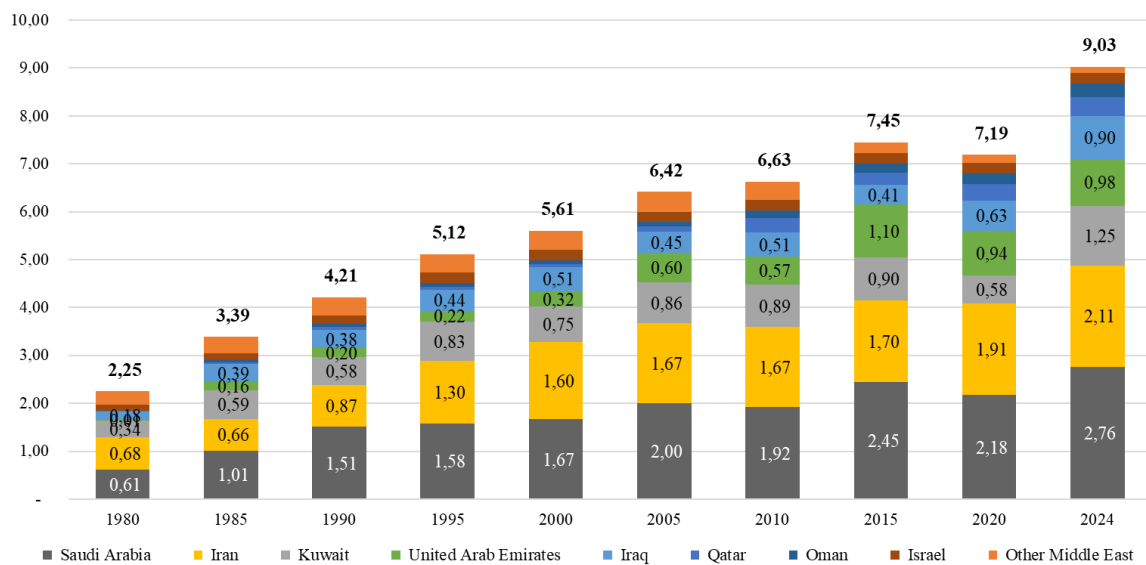
A partir dos anos 2000, no entanto, o movimento muda de sinal. Entre 2000 e 2005, os países não-OCDE passam por um salto importante, com o refino crescendo de 28,2 milhões para 33,7 milhões, enquanto o bloco da OCDE aumenta de 39,6 milhões para 40,2 milhões, num ritmo bem mais moderado. O resultado é que, em 2010, os volumes dos dois grupos quase se igualam: os não-OCDE já atingem cerca de 37,4 milhões, enquanto a OCDE se mantém em torno de 37,5 milhões, ou seja, o refino global passa a ficar dividido praticamente meio a meio. Na sequência, a diferença se inverte de forma clara: entre 2010 e 2024, os países não-OCDE continuam ampliando seus volumes, de 37,4 milhões para 41,7 milhões em 2020 e 46,7 milhões em 2024, ao passo que a OCDE recua de 37,5 milhões em 2010 para 33,3 milhões em 2020 e volta a cerca de 36,3 milhões em 2024. No fim da série, os não-OCDE já respondem por algo em torno de 55%–56% do refino mundial, enquanto a OCDE fica com pouco menos de 45%. Em termos descritivos, o crescimento do refino nas últimas décadas é claramente puxado pelo grupo não-OCDE, ao passo que os países da OCDE oscilam em torno de um patamar relativamente estável.

5.3.1 ORIENTE MÉDIO

Ao longo de toda a série, o refino no Oriente Médio passa por uma expansão muito rápida: o volume regional sobe de cerca de 2,3 milhões, em 1980, para pouco mais de 9 milhões em 2024, ou seja, multiplica-se por algo em torno de quatro vezes. O crescimento é praticamente contínuo entre 1980 e 2015, com aumentos em quase todos os quinquênios: de

2,3 milhões em 1980 para 3,4 milhões em 1985, depois para 4,2 milhões em 1990 e mais de 5,6 milhões em 2000, chegando a 6,4 milhões em 2005 e 7,4 milhões em 2015. Apenas entre 2015 e 2020 a trajetória sofre uma pausa, com leve recuo para 7,2 milhões, antes de um novo salto no último quinquênio, quando o total regional se aproxima de 9 milhões. Ao final da série, o Oriente Médio consolida-se como um polo relevante de refino, ainda menor que Ásia e América do Norte, mas com crescimento bem mais acentuado do que o observado em regiões maduras.

Gráfico 17 - Refino de Petróleo no Oriente Médio, medido em milhões de barris por dia, 1980-2024



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

No interior da região, a estrutura é dominada por um grupo de grandes refinadores liderado por Arábia Saudita e Irã, aos quais se somam Kuwait e Emirados Árabes Unidos. A Arábia Saudita parte de pouco mais de 600 em 1980 e já supera 1 milhão em 1985; em 1990, seu refino alcança cerca de 1,5 milhões e, em 2000, aproxima-se de 1,7 milhões, com novo salto para cerca de 2 milhões em 2005. Entre 2005 e 2015, os volumes sauditas oscilam em torno desse patamar, com leve recuo em 2010 e forte expansão até 2015, quando superam 2,4 milhões, antes de um recuo em 2020 e de um novo pico acima de 2,7 milhões em 2024. O Irã, por sua vez, apresenta crescimento mais linear: parte de algo em torno de 680 em 1980, mantém níveis semelhantes em 1985, mas avança a cada quinquênio a partir de 1990, ultrapassando 1,3 milhões em 1995, 1,6 milhões em 2000 e estabilizando-se pouco acima desse nível até 2010, para então retomar o crescimento em 2015–2024, quando se aproxima de 2,1 milhões. Kuwait e Emirados seguem trajetórias de expansão mais recentes: Kuwait cresce fortemente nos anos 1980, estabiliza-se em torno de 750–900 entre 1995 e 2010 e volta a ganhar peso a partir de 2015, com um salto mais visível no último quinquênio; os Emirados saem de volumes residuais em 1980 para superar 600 em 2005 e ultrapassar 1 milhão em 2015, mantendo-se em torno

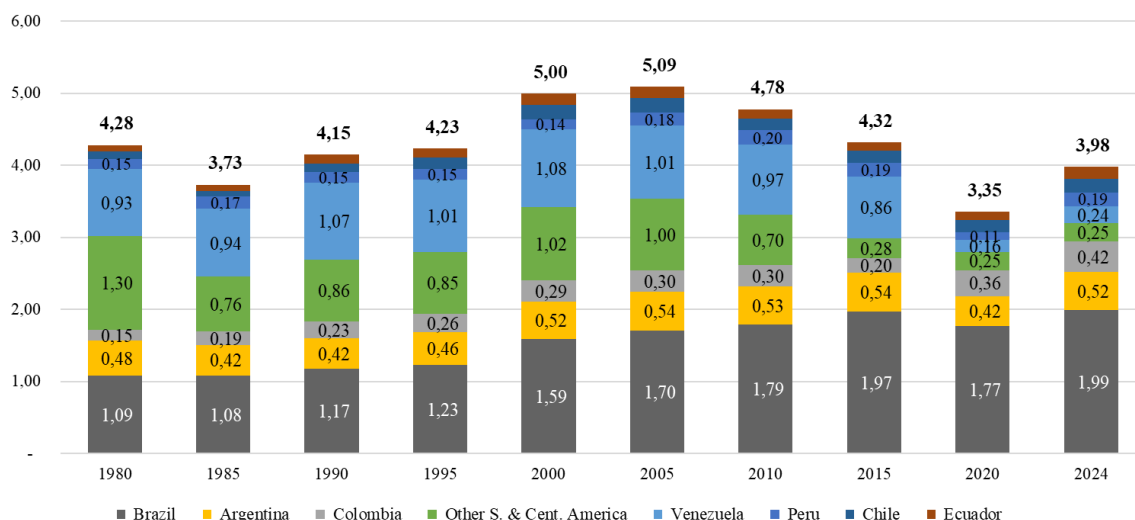
desse patamar até 2024.

Entre os demais países, destacam-se Iraque, Qatar e Omã, além de um conjunto de produtores reunidos em “Other Middle East”. O Iraque amplia seu refino de menos de 200 em 1980 para cerca de 380–440 em 1985–1995, alcança pouco acima de 500 em 2000 e apresenta variações em torno desse nível até 2010, com flutuações mais marcadas a partir de então: há queda em 2015, nova alta em 2020 e nova expansão no quinquênio seguinte, quando se aproxima de 900. Qatar e Omã partem de uma base praticamente nula em 1980 e vão, em passos sucessivos a cada cinco anos, acumulando capacidade: Qatar passa de poucos dígitos em 1980 para algo em torno de 60 em 1990, supera 100 em 2005 e atinge a casa dos 300–400 a partir de 2010; Omã surge na série a partir de 1985 e, em movimentos graduais a cada quinquênio, ultrapassa 200 em 2020 e se aproxima de 270 em 2024. Israel mantém uma trajetória mais estável, com volumes em torno de 130–230 ao longo de todo o período. Ao mesmo tempo, a categoria “Other Middle East” apresenta crescimento moderado até meados dos anos 2000 e, em seguida, recuo sistemático, sugerindo uma reconcentração do refino em um núcleo de grandes países nomeados.

5.3.2 AMÉRICA DO SUL

Na América do Sul, o refino oscila em torno de um patamar intermediário, com uma fase de expansão concentrada entre o início dos anos 1990 e meados dos anos 2000 e, depois, um movimento de contração. O total regional cai ligeiramente entre 1980 e 1985, de cerca de 4,3 para 3,7 milhões, em grande medida por conta da queda na categoria “Other S. & Central America”, mas volta a superar 4,1 milhões em 1990 e 4,2 milhões em 1995. Entre 1995 e 2005, observa-se o período de maior crescimento: o volume regional sobe para quase 5 milhões em 2000 e pouco mais de 5,0 milhões em 2005, atingindo seu pico. A partir de então, há uma lenta retração: o total cai para 4,8 milhões em 2010, 4,3 milhões em 2015 e recua de forma mais acentuada em 2020, quando fica em torno de 3,3 milhões, antes de uma recuperação parcial no último quinquênio, que leva a região de volta a aproximadamente 4 milhões em 2024.

Gráfico 18 - Refino de Petróleo na América do Sul, medido em milhões de barris por dia, 1980-2024



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

O núcleo do refino sul-americano é formado por Brasil, Venezuela e Argentina, que concentram a maior parte dos volumes ao longo de toda a série. O Brasil mantém nível relativamente estável nos anos 1980, em torno de 1,1 milhões, mas passa a crescer de forma mais visível a partir de 1995: os volumes sobem para cerca de 1,6 milhões em 2000, 1,7 milhões em 2005 e se aproximam de 1,8 milhões em 2010, com nova expansão até 2015, quando superam 1,9 milhões. Em 2020 há uma queda, mas o país volta a ganhar fôlego em 2024, atingindo perto de 2 milhões, o nível mais alto da série. A Argentina apresenta trajetória mais moderada: parte de pouco menos de 500 em 1980, recua ligeiramente em 1985, cresce de maneira gradual a cada quinquênio até 2005, quando se estabiliza acima de 530, e depois mostra oscilações em torno desse patamar, com recuo em 2020 e recuperação parcial em 2024. A Venezuela, por sua vez, combina uma fase de estabilidade em níveis elevados com um colapso mais recente: os volumes venezuelanos se mantêm entre 900 e 1,1 milhões de 1980 a 2005, mas caem de forma quase contínua a partir de 2010, chegando a pouco mais de 160 em 2020 e apenas 238 em 2024, o que reduz drasticamente sua participação no refino regional.

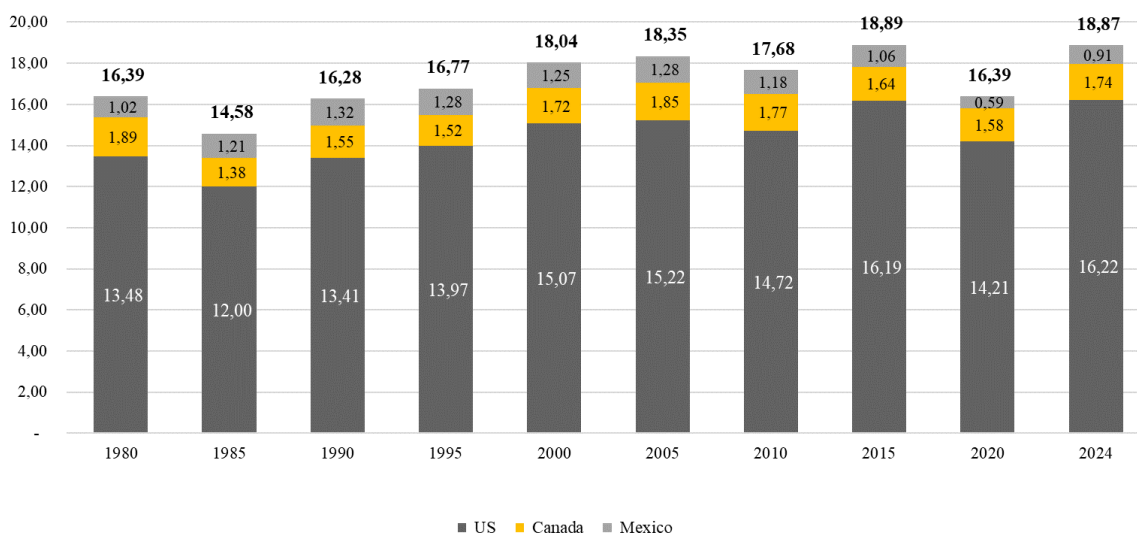
Entre os demais países, os movimentos são mais heterogêneos. A Colômbia cresce de forma gradual entre 1980 e 2005, saindo de cerca de 150 para quase 300, sofre um recuo em 2015, mas experimenta uma expansão expressiva na parte final da série: de pouco acima de 200 em 2015 para mais de 360 em 2020 e mais de 420 em 2024, aproximando-se dos volumes argentinos. Peru, Chile e Equador operam com níveis menores, mas também mostram variações importantes: o Peru oscila em torno de 140–200, com ligeiro aumento no final da série; o Chile sai de menos de 100 em 1980, cresce de forma gradual até meados dos anos 2000, recua em 2010 e volta a se aproximar de 190 em 2024; o Equador, por sua vez, aumenta seu refino de cerca de 90 em 1980 para algo próximo de 160 em 2000, estabiliza-se em torno de 150–160

nos anos seguintes e recupera esse patamar em 2024 após algum recuo intermediário. A categoria “Other S. & Central America” contribui de forma relevante no início da série, com mais de 1,3 milhões em 1980, mas perde peso a cada quinquênio e cai para menos de 300 depois de 2015, reforçando a concentração do refino em um conjunto reduzido de países.

5.3.3 AMÉRICA DO NORTE

Na América do Norte, o refino se mantém em patamares elevados e relativamente estáveis, com oscilações moderadas ao longo de quatro décadas. O total regional recua de cerca de 16,4 milhões em 1980 para 14,6 milhões em 1985, mas volta a superar 16,2 milhões em 1990 e 16,7 milhões em 1995. Entre 1995 e 2005, os volumes crescem de forma gradual, alcançando pouco mais de 18 milhões e permanecendo nesse intervalo até 2010. Há novo avanço até 2015, quando o total regional se aproxima de 18,9 milhões, seguido de um recuo mais nítido em 2020, para 16,4 milhões, e de uma recuperação no último quinquênio, com o refino norte-americano retornando ao patamar de quase 18,9 milhões em 2024. Ao longo da série, a região preserva seu status de grande polo mundial de refino, ainda que outras regiões cresçam mais em termos relativos.

Gráfico 19 - Refino de Petróleo na América do Norte, medido em milhões de barris por dia, 1980-2024



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

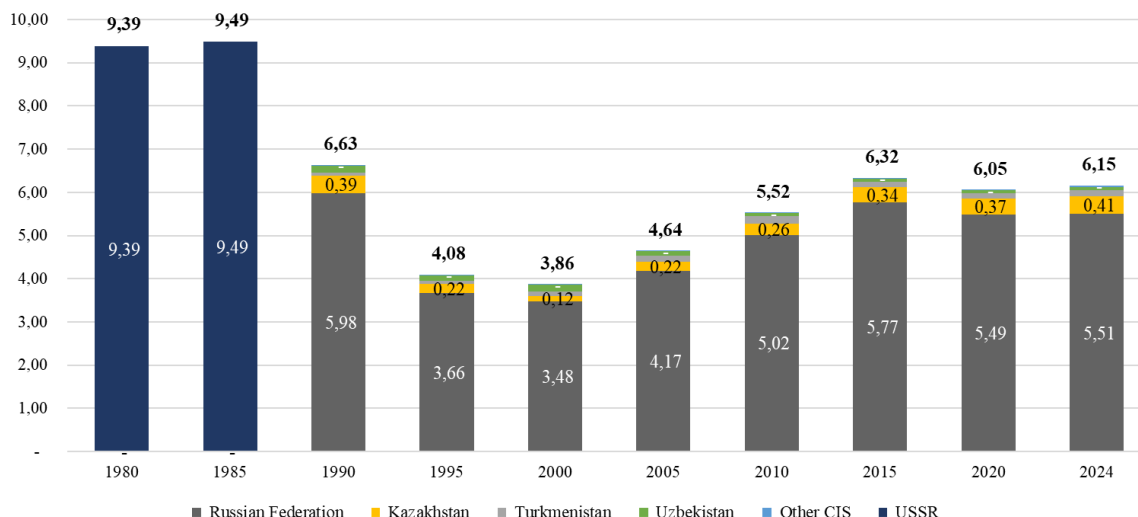
Esse quadro é moldado quase inteiramente pelo desempenho dos Estados Unidos, com contribuição complementar de Canadá e México. O refino estadunidense cai de cerca de 13,5 milhões em 1980 para 12 milhões em 1985, mas retoma trajetória de alta a partir de 1990: os volumes sobem para aproximadamente 13,4 milhões em 1990, 14,0 milhões em 1995 e 15,1

milhões em 2000, atingindo um platô em torno de 15,2 milhões em 2005. Após uma pequena acomodação em 2010, com ligeira redução, há novo salto entre 2010 e 2015, quando o refino dos EUA supera 16,1 milhões, seguido de uma queda em 2020 e de uma retomada em 2024, quando volta a atingir patamar semelhante ao do pico anterior. O Canadá mantém trajetória bem mais estável: recua de cerca de 1,9 milhões em 1980 para pouco menos de 1,4 milhões em 1985, recupera-se gradualmente até 2005, quando se aproxima de 1,85 milhões, e oscila em torno de 1,6–1,8 milhões entre 2010 e 2024, com pequenas flutuações a cada quinquênio.

O caso do México destoa por apresentar um ciclo de expansão seguido de forte retração. Entre 1980 e 1990, o refino mexicano cresce de pouco mais de 1 milhão para cerca de 1,32 milhões, mantendo-se em torno desse nível entre 1990 e 2005, com variações discretas de quinquênio em quinquênio. A partir de 2005, os volumes começam a declinar: caem ligeiramente até 2010, quando ainda se situam acima de 1,18 milhões, e depois recuam de forma mais acentuada, atingindo pouco menos de 1,06 milhões em 2015 e apenas cerca de 590 em 2020. No último quinquênio, há alguma recuperação, com o refino mexicano voltando a superar 900 em 2024, mas sem retornar aos níveis das décadas anteriores. Como resultado, a estrutura norte-americana de refino torna-se ainda mais concentrada nos Estados Unidos, com o Canadá mantendo uma participação relativamente estável em segundo plano e o México perdendo peso no agregado regional.

5.3.4 EURÁSIA

A Em Eurásia, o refino passa por uma trajetória marcada por um pico nos anos 1980, forte contração na década de 1990 e recuperação parcial a partir dos anos 2000. Nos dois primeiros pontos da série, o volume regional, ainda agregado como URSS, permanece em torno de 9,4 milhões em 1980 e 1985. Entre 1985 e 1990, já no contexto da dissolução soviética, há um recuo significativo: o total cai para cerca de 6,6 milhões em 1990. O movimento de contração se aprofunda no quinquênio seguinte, com novo declínio para pouco mais de 4 milhões em 1995 e para 3,9 milhões em 2000. A partir de 2000, observa-se uma fase de recuperação: o refino eurasiático sobe para cerca de 4,6 milhões em 2005, 5,5 milhões em 2010 e pouco mais de 6,3 milhões em 2015, com leve recuo para 6,0 milhões em 2020 e estabilização em torno de 6,1 milhões em 2024. No fim da série, os volumes regionais ainda permanecem abaixo dos níveis da era soviética, mas claramente acima do piso registrado nos anos 1990.



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

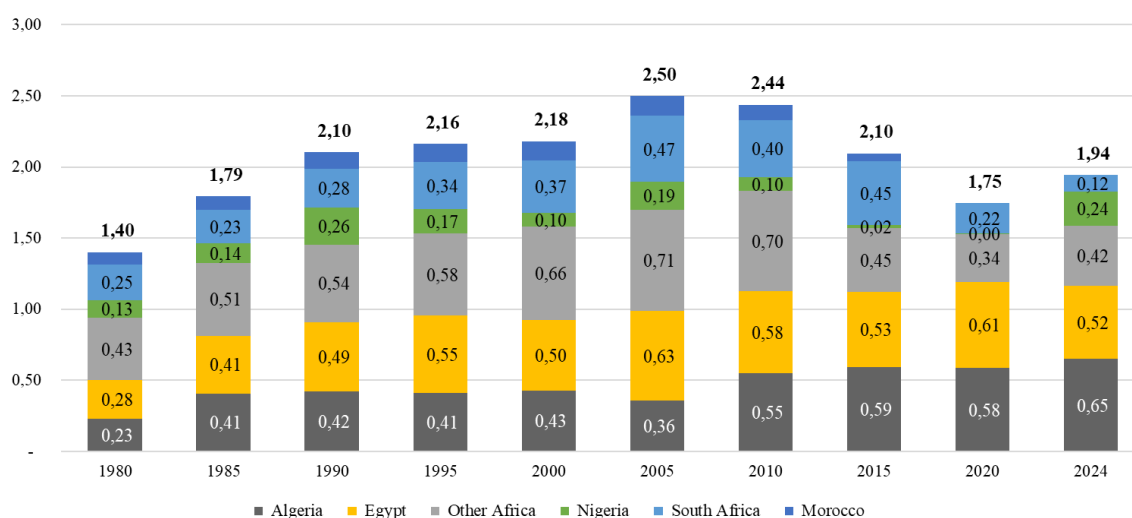
Após 1990, o núcleo do refino eurasiático é formado pela Federação Russa, complementada por Cazaquistão, Turcomenistão e Uzbequistão. A Rússia responde pela maior parte do volume regional ao longo de toda a fase pós-soviética: em 1990, o refino russo era de quase 6 milhões, caindo para cerca de 3,7 milhões em 1995 e 3,5 milhões em 2000, num movimento de contração contínua a cada quinquênio nessa década. A partir de 2000, inicia-se uma recuperação em passos sucessivos: os volumes sobem para mais de 4,1 milhões em 2005, 5 milhões em 2010 e 5,8 milhões em 2015, com pequena redução em 2020 e relativa estabilidade em 2024, quando permanecem pouco acima de 5,5 milhões. Já o Cazaquistão aparece em 1990 com cerca de 390 e recua para pouco mais de 200 em 1995; a partir de 2000, o país volta a crescer de maneira gradual, ganhando volume a cada quinquênio até superar 400 em 2024. Turcomenistão e Uzbequistão operam com cifras menores, mas seguem padrão semelhante de contração nos anos 1990 e recomposição gradual nas duas décadas seguintes.

Os demais países da Comunidade de Estados Independentes (Other CIS) contribuem com volumes residuais ao longo de toda a série, com pequenos aumentos que pouco alteram o quadro agregado. Assim, a dinâmica eurasiática pode ser descrita como um processo de reestruturação interna do refino pós-URSS: um colapso inicial nos anos 1990, seguido de uma recuperação concentrada sobretudo na Rússia e, em menor medida, no Cazaquistão, enquanto Turcomenistão, Uzbequistão e outros membros mantêm capacidades mais limitadas. Apesar da retomada observada de 2000 em diante, a região como um todo não chega a recuperar plenamente o patamar dos anos 1980, consolidando-se no final da série como um polo de refino importante, porém menos dominante do que na fase soviética.

5.3.5 ÁFRICA

Na África, o refino permanece em patamares relativamente modestos em comparação com outras grandes regiões, mas registra uma trajetória de crescimento até meados dos anos 2000, seguida por um período de estagnação e leve declínio. O total regional sobe de cerca de 1,4 milhões em 1980 para 1,8 milhões em 1985 e pouco mais de 2,1 milhões em 1990, mantendo-se em torno de 2,16–2,18 milhões em 1995 e 2000. Entre 2000 e 2005, há um novo avanço, quando os volumes se aproximam de 2,5 milhões, o nível mais alto da série. A partir de então, observa-se um recuo gradual: o refino africano cai levemente para 2,44 milhões em 2010, depois para pouco mais de 2,0 milhões em 2015 e para cerca de 1,75 milhões em 2020, antes de uma recuperação parcial no último quinquênio, que o leva a cerca de 1,94 milhões em 2024. Em termos gerais, a região cresce entre 1980 e 2005, mas encerra a série abaixo do seu pico.

Gráfico 21 - Refino de Petróleo na África, medido em milhões de barris por dia, 1980-2024



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

A dinâmica regional é moldada principalmente por Argélia, Egito e África do Sul, com participação mais volátil da Nigéria. A Argélia quase dobra seus volumes entre 1980 e 1985, passando de pouco mais de 220 mil para cerca de 410 mil barris por dia, e se mantém em torno de 420 no início dos anos 1990. Após certa estabilidade e uma redução em 2005, quando seus volumes caem para algo em torno de 356, o país retoma o crescimento de forma mais visível na década seguinte: o refino argelino sobe para cerca de 550 em 2010, ultrapassa 590 em 2015 e se aproxima de 650 mil barris por dia em 2024, atingindo um dos níveis mais elevados da região. O Egito segue trajetória também expansiva nas duas primeiras décadas: cresce de cerca de 280 em 1980 para pouco mais de 400 em 1985 e quase 490 em 1990, alcançando níveis

acima de 540 em 1995 e mais de 630 mil barris por dia em 2005. Depois, oscila em torno de 580–605 entre 2010 e 2020, antes de recuar para cerca de 517 em 2024. A África do Sul parte de cerca de 250 em 1980, tem pequenas oscilações nos anos 1980, cresce para algo em torno de 336 em 1995 e 367 em 2000, e alcança aproximadamente 470 em 2005. A partir de 2010, seus volumes recuam de forma acentuada: caem para cerca de 400 em 2010, mantêm-se em patamar semelhante em 2015 e diminuem para pouco mais de 200 em 2020 e pouco acima de 100 mil barris por dia em 2024.

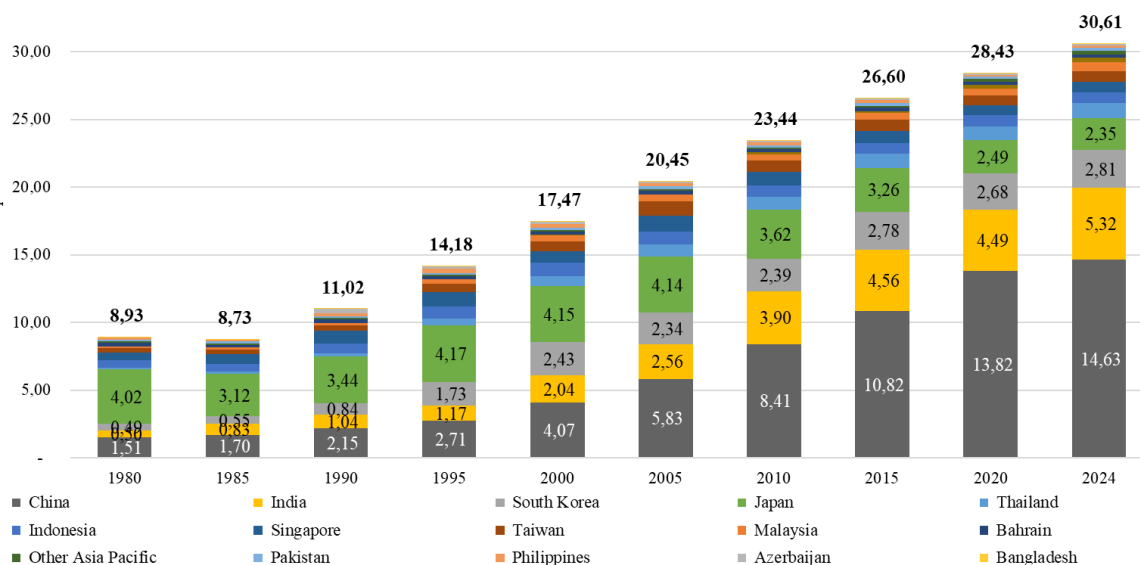
A Nigéria e a categoria “Other Africa” completam o quadro, com trajetórias mais irregulares. A Nigéria aumenta seu refino de cerca de 130 em 1980 para 260 em 1990, mas, a partir daí, alterna fases de retração e expansão: recua para menos de 100 em 2000, volta a mais de 190 em 2005, cai novamente para níveis próximos de 95 em 2010, quase desaparece na série em 2015–2020 e volta a exibir volumes próximos de 240 mil barris por dia em 2024. “Other Africa” representa um conjunto de países com capacidades menores, que crescem de cerca de 430 em 1980 para mais de 700 em 2005, mas depois perdem terreno de forma quase contínua, com o agregado recuando para menos de 450 em 2015 e em torno de 340 em 2020, antes de uma recuperação parcial no último quinquênio. Marrocos, por sua vez, apresenta trajetória de aumento gradual entre 1980 e 2005, com volumes subindo de pouco mais de 80 para cerca de 140, mas registra queda acentuada na década seguinte e deixa de responder por volumes significativos a partir de 2020. No conjunto, o refino africano permanece fragmentado entre alguns poucos atores de maior peso e um bloco de produtores menores, com avanços importantes em países como Argélia e Egito e forte instabilidade em outros, como Nigéria e parte do restante do continente.

5.3.6 ÁSIA

Entre 1980 e 2024, o refino na Ásia passa por uma expansão impressionante: os volumes regionais sobem de cerca de 8,9 milhões para pouco mais de 30,6 milhões de barris por dia, ou seja, mais do que triplicam em pouco mais de quatro décadas. Há uma pequena queda entre 1980 e 1985, mas a partir de 1990 a trajetória é de crescimento contínuo: o total asiático aumenta para cerca de 11 milhões em 1990, 14,2 milhões em 1995, 17,5 milhões em 2000 e ultrapassa 20,4 milhões em 2005. A aceleração continua nas duas décadas seguintes, com o refino regional alcançando 23,4 milhões em 2010, 26,6 milhões em 2015 e 28,4 milhões em 2020, até chegar a 30,6 milhões em 2024. Em termos relativos, a Ásia passa de uma posição secundária, com algo em torno de 15% do refino mundial em 1980, para o principal polo da

amostra no final da série, concentrando mais de um terço do total global.

Gráfico 22 - Refino de Petróleo na Ásia, medido em milhões de barris por dia, 1980-2024



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

No interior da região, a composição do refino muda de forma estrutural. No início da série, Japão é o grande centro asiático: sozinho, responde por algo próximo de metade dos volumes regionais em 1980, com cerca de 4 milhões, enquanto China, Índia e Coreia do Sul aparecem em segundo plano, com níveis bem menores. Entre 1980 e 1995, o Japão mantém volumes elevados, oscilando entre pouco mais de 3 milhões e pouco mais de 4 milhões, mas, a partir de 2000, entra em trajetória de leve queda: o refino japonês permanece em torno de 4,1 milhões em 2000–2005, recua para cerca de 3,6 milhões em 2010, 3,3 milhões em 2015 e cai para algo em torno de 2,5 milhões em 2020 e 2,35 milhões em 2024. Ao mesmo tempo, a China se torna gradualmente o centro de gravidade do refino asiático: seus volumes sobem de 1,5 milhões em 1980 para 1,7 milhões em 1985 e 2,15 milhões em 1990, aceleram para 2,7 milhões em 1995 e ultrapassam 4 milhões em 2000. O salto se torna ainda mais intenso a partir dos anos 2000: a China atinge cerca de 5,8 milhões em 2005, 8,4 milhões em 2010, 10,8 milhões em 2015 e mais de 13,8 milhões em 2020, chegando a aproximadamente 14,6 milhões em 2024, quase metade do refino asiático. A Índia acompanha esse movimento em menor escala: cresce de pouco mais de 500 em 1980 para 1 milhão em 1990, supera 2 milhões em 2000, 2,6 milhões em 2005 e se aproxima de 3,9 milhões em 2010, mantendo trajetória de expansão até 2015 e 2024, quando já ultrapassa 5,3 milhões. A Coreia do Sul também se destaca: passa de menos de 500 em 1980 para 1,7 milhões em 1995, ultrapassa 2,4 milhões em 2000 e se mantém em torno de 2,3–2,8 milhões entre 2005 e 2024.

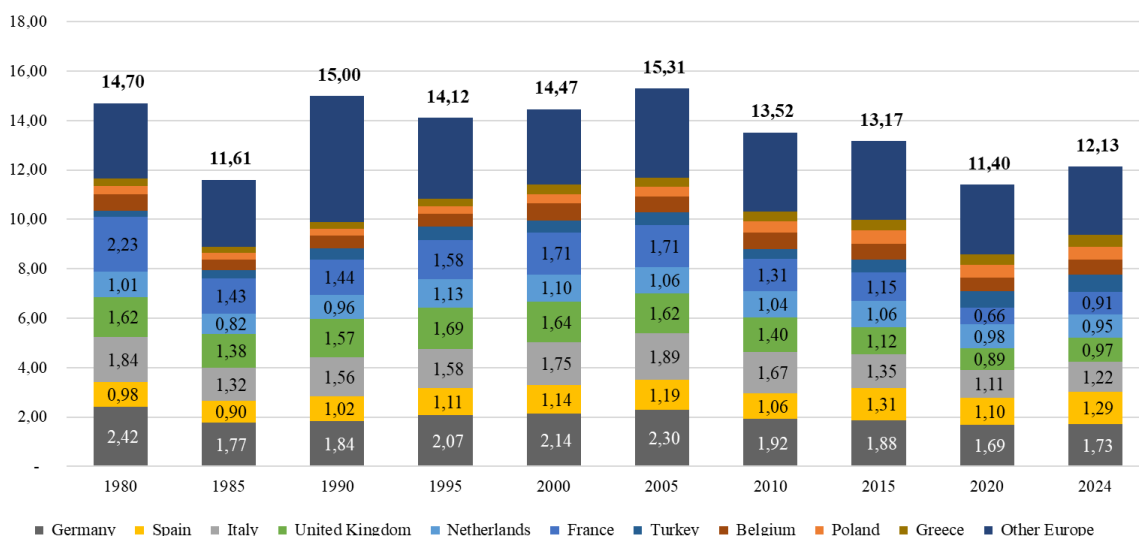
Os demais países asiáticos apresentam trajetórias variadas, mas contribuem para a

consolidação da região como maior polo de refino. Singapura, Taiwan, Tailândia, Indonésia e Malásia formam um grupo importante de refinadores médios: Singapura cresce de 550 em 1980 para mais de 1,1 milhões em 2000 e se mantém próximo de 800–1 milhões na parte final da série; Taiwan sobe de cerca de 360 para mais de 700 entre 1980 e 2000 e permanece em torno de 780 em 2024; a Tailândia aumenta rapidamente seus volumes a partir de meados dos anos 1990, passando de números ainda modestos em 1980–1990 para mais de 700 em 2000 e superando 1 milhões em 2024; a Indonésia atinge um pico em torno de 950 em 2000 e, embora recupere parte das perdas após 2010, termina a série próxima de 800; a Malásia cresce de pouco mais de 120 em 1980 para quase 640 em 2024. Países como Vietnã, Paquistão, Filipinas, Azerbaijão e Bangladesh, além da categoria “Other Asia Pacific”, mantêm volumes menores em termos absolutos, mas em vários casos apresentam aumentos relevantes a partir dos anos 1990 e 2000, completando o quadro de dispersão e densificação da capacidade de refino na Ásia.

5.3.7 EUROPA

Na Europa, o refino parte de um patamar elevado em 1980, com cerca de 14,7 milhões, mas, ao contrário da Ásia, não passa por um ciclo de forte expansão. Após recuar para 11,6 milhões em 1985, o total regional volta a crescer até 15 milhões em 1990, oscila em torno de 14,1–14,5 milhões entre 1995 e 2000 e atinge um pico de pouco mais de 15,3 milhões em 2005. A partir daí, a trajetória é predominantemente descendente: os volumes caem para cerca de 13,5 milhões em 2010, 13,2 milhões em 2015 e 11,4 milhões em 2020, com leve recuperação para 12,1 milhões em 2024. Em termos de participação relativa, a Europa perde peso ao longo da série: de cerca de um quarto do refino global em 1980, recua para algo em torno de 15% no final do período, acompanhando o deslocamento do centro de gravidade do refino em direção à Ásia e a outras regiões.

Gráfico 23 - Refino de Petróleo na Europa, medido em milhões de barris por dia, 1980-2024



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

O núcleo do refino europeu é formado por Alemanha, França, Itália, Reino Unido, Espanha e Países Baixos, aos quais se somam Bélgica e um conjunto de países agregados em “Other Europe”. Em 1980, Alemanha e França lideram com volumes acima de 2,2–2,4 milhões, seguidos pela Itália, com cerca de 1,8 milhões, pelo Reino Unido, com 1,6 milhões, e pelos Países Baixos e Espanha, em torno de 1 milhão cada; somados, esses seis países respondem por mais da metade do refino europeu. Ao longo da série, quase todos eles apresentam movimentos de reestruturação e, em muitos casos, de queda em níveis absolutos. A Alemanha cai de 2,4 milhões em 1980 para 1,8 milhões em 1985, recupera parte do terreno nos anos 1990 e 2000, quando volta a superar 2,3 milhões, e depois recua para algo em torno de 1,7 milhões em 2024. A França segue padrão semelhante: desce de pouco mais de 2,2 milhões para cerca de 1,4 milhões em 1985, estabiliza-se em torno de 1,6–1,7 milhões entre 1995 e 2005 e, a partir de 2010, passa por uma contração mais acentuada, com volumes inferiores a 1 milhão em 2020 e ligeira recuperação para 900 em 2024. A Itália mantém nível relativamente alto e estável até meados dos anos 2000, quando se aproxima de 1,9 milhões, mas depois reduz seu refino para algo em torno de 1,1–1,2 milhões. O Reino Unido e os Países Baixos também alcançam seus picos na virada dos anos 1990 para 2000, com volumes próximos de 1,6–1,7 milhões e 1,1 milhões, respectivamente, e recuam de forma gradual na década seguinte.

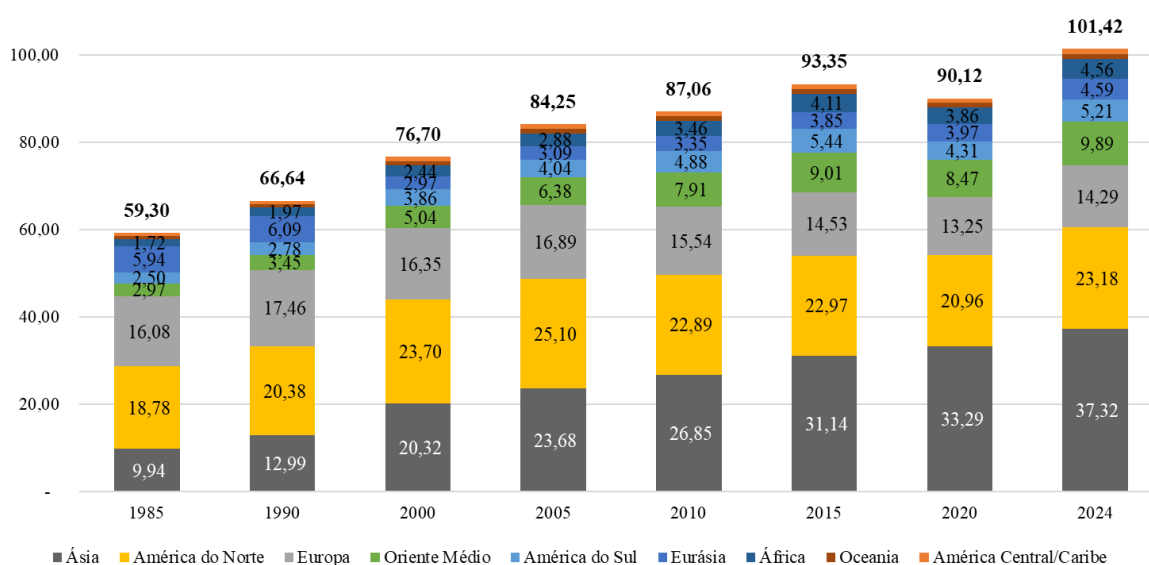
Entre os demais países, Espanha, Bélgica, Turquia, Polônia e Grécia apresentam trajetórias mais diversas, enquanto a categoria “Other Europe” concentra parcela importante do refino. A Espanha cresce de menos de 1 milhão em 1980 para cerca de 1,1 milhões em 1990, mantém expansão moderada até 2005 e, mesmo com oscilações posteriores, termina a série com mais de 1,28 milhões em 2024, em um dos poucos casos de aumento relativo dentro da região. A Bélgica parte de cerca de 670, recua nos anos 1980, mas se mantém em torno de 500–650 ao

longo do período, com ligeira redução na parte final. A Turquia ganha progressivamente relevância: sai de pouco mais de 250 em 1980 para 462 em 1990, supera 500 em 2005 e chega a quase 700 em 2024, aproximando-se dos volumes de alguns países tradicionalmente centrais. Polônia e Grécia, com níveis menores, também apresentam crescimento moderado em termos absolutos. “Other Europe” alterna fases de expansão e retração, saindo de cerca de 3 milhões em 1980 para mais de 5,1 milhões em 1990, recuando na década seguinte e estabilizando-se em torno de 2,7–3 milhões após 2005. No conjunto, a Europa conserva uma base de refino significativa, mas cada vez menos dinâmica, com tendência à desconcentração suave entre os países centrais e deslocamento parcial para periferias regionais.

5.4 CONSUMO DE PETRÓLEO E DERIVADOS

Entre 1985 e 2024 o consumo global aumenta de cerca de 59 para pouco mais de 101 milhões de barris de petróleo por dia, um avanço em torno de 70%. Ao longo de todo o período, observa-se um deslocamento nítido do centro da demanda: em 1985, a América do Norte e a Europa somadas respondiam por cerca de 60% do consumo mundial; em 2024, essa participação cai para algo próximo de 37%, enquanto a Ásia praticamente duplica o seu peso relativo, de cerca de 17% para quase 37% do total. As demais regiões crescem a partir de bases menores, ganhando alguns pontos percentuais ou mantendo fatias modestas e relativamente estáveis.

Gráfico 24 - Consumo de Petróleo Global, medido em milhões de barris por dia, 1985-2024



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

A Ásia é o principal polo de expansão ao longo da série. O consumo continental pouco

menos que quadruplica, passando de cerca de 10 para mais de 37 milhões de barris/dia entre 1985 e 2024, com aumento contínuo em todos os pontos observados. Em 1985, a região respondia por algo em torno de 17% da demanda global; em 1990 essa parcela já se aproxima de 20%, salta para cerca de 26% em 2000, ultrapassa 30% em 2010 e alcança algo em torno de 33% em 2015. No fim da série, em 2020 e 2024, a Ásia estabiliza sua participação na casa de 37% do total, consolidando-se como o principal polo mundial de consumo de petróleo.

A América do Norte, por sua vez, parte de um patamar muito elevado e cresce de forma bem mais moderada. O consumo regional passa de cerca de 18,8 milhões para pouco mais de 23,1 milhões de barris/dia entre 1985 e 2024, o que representa um aumento de pouco mais de 20% em quase quatro décadas. Em termos relativos, a região perde peso: responde por quase 32% do consumo global em 1985, cerca de 31% em 1990 e mantém participação pouco acima de 30% em 2000; a partir de 2005, inicia-se um recuo gradual, com a fatia norte-americana caindo para algo em torno de 26% em 2010, 25% em 2015 e cerca de 23% em 2020, situando-se em torno de 23% no final da série. A trajetória combina crescimento absoluto até meados dos anos 2000, relativa estabilidade entre 2005 e 2015 e leve queda de nível em 2020, seguida de nova alta até 2024.

Na Europa, o movimento é declinante. O consumo continental parte de aproximadamente 16,1 milhões de barris/dia em 1985, ainda cresce levemente até 1990, mas recua na virada para 2000 e volta a cair quase continuamente daí em diante, chegando a cerca de 13,3 milhões em 2020, com ligeira recuperação até 14,3 milhões em 2024. Em termos de participação, a Europa sai de cerca de 27% do total em 1985, mantém algo em torno de 26% em 1990 e cerca de 21% em 2000; a partir de então, perde peso de forma progressiva, com participação próxima de 18% em 2010, 16% em 2015 e algo em torno de 14% no final da série. Trata-se, portanto, de uma trajetória em que o consumo se reduz em nível absoluto e a região perde aproximadamente metade de sua participação relativa no mercado mundial.

O Oriente Médio e a América do Sul exibem crescimento expressivo a partir de bases menores. No Oriente Médio, o consumo sobe de cerca de 3 para quase 9,9 milhões de barris/dia entre 1985 e 2024, mais que triplicando ao longo do período. A participação regional no total mundial oscila em torno de 5% em 1985 e 1990, sobe para aproximadamente 7% em 2005, ultrapassa 9% em 2010 e 2015 e se aproxima de 10% em 2024, com um leve recuo de nível em 2020 antes da nova alta ao final da série. Na América do Sul, o consumo pouco mais que dobra, de cerca de 2,5 milhões para algo em torno de 5,2 milhões de barris/dia, com avanços entre todos os pontos até 2015, queda em 2020 e recuperação parcial em 2024. A participação regional passa de cerca de 4% em 1985 e 1990 para algo em torno de 5% em 2000 e 2010,

mantém-se próxima desse patamar em 2015 e 2024, com recuo temporário em 2020.

A Eurásia apresenta uma trajetória singular. O consumo regional parte de algo em torno de 5,9 milhões de barris/dia em 1985, cresce levemente até 1990, mas sofre uma forte contração na passagem para 2000, quando cai para menos de 3 milhões. A partir daí, há uma recuperação gradual, com o consumo atingindo cerca de 3,1 milhões em 2005, 3,4 mil em 2010, 3,9 mil em 2015 e quase 4,6 mil em 2024. Em termos relativos, a Eurásia sai de cerca de 10% do total mundial em 1985, recua para 9% em 1990 e perde importância de forma acentuada em 2000, quando sua participação cai para menos de 4%; daí em diante, oscila em torno de 4% a 4,5%, encerrando a série com uma participação aproximadamente pela metade daquela observada no início do período.

África, Oceania e América Central/Caribe permanecem como polos secundários em termos de volume, mas com crescimento, sobretudo no caso africano. Na África, o consumo aumenta de cerca de 1,7 milhões para 4,6 milhões de barris/dia entre 1985 e 2024, mais que duplicando; a participação regional sobe de aproximadamente 3% para algo em torno de 4%–4,5%, com variação relativamente suave a cada cinco anos. Em Oceania, o consumo cresce de pouco mais de 700 para cerca de 1,2 milhões de barris/dia, mantendo participação em torno de 1% do total ao longo de toda a série. Na América Central e Caribe, o consumo passa de cerca de 0,7 milhões para 1,1 milhões de barris/dia, com alguma expansão até 2005, leve recuo em 2010 e 2015, e recuperação no fim da série; a participação regional oscila em torno de 1% do consumo mundial em todas as datas observadas.

Entre os principais países consumidores, o conjunto das quinze maiores economias da amostra responde de maneira bastante estável por cerca de 70% do consumo global em todas as datas, com um total que sobe de aproximadamente 42 milhões para quase 70 milhões de barris/dia entre 1985 e 2024. O que muda de forma significativa não é tanto o grau de concentração, mas a composição desse núcleo: alguns países mantêm posição central, enquanto outros perdem espaço para novos polos de demanda, sobretudo na Ásia.

Tabela 1 - 15 maiores países consumidores de petróleo, em mil barris por dia

País/Ano	1985	1990	2000	2005	2010	2015	2020	2024
US	15.726	16.940	19.594	20.531	18.322	18.499	17.183	18.995
China	1.734	2.204	4.655	6.816	9.307	11.890	14.404	16.374
Japan	4.465	5.191	5.691	5.552	4.553	4.234	3.412	3.238
Russia	4.944	5.042	2.540	2.646	2.879	3.277	3.304	3.846

India	896	1.212	2.279	2.625	3.337	4.181	4.738	5.621
Saudi Arabia	993	1.136	1.627	2.203	3.169	3.964	3.437	3.959
Germany	2.643	2.685	2.741	2.550	2.373	2.269	2.132	2.051
Canada	1.699	1.755	2.063	2.348	2.396	2.435	2.171	2.333
South Korea	537	1.041	2.209	2.291	2.361	2.586	2.630	2.891
Brazil	1.105	1.278	1.966	1.975	2.357	2.622	2.268	2.575
Mexico	1.357	1.684	2.046	2.225	2.176	2.038	1.602	1.853
France	1.769	1.864	1.992	1.927	1.705	1.579	1.288	1.360
Italy	1.726	2.406	1.931	1.842	1.546	1.303	1.059	1.262
United Kingdom	1.616	1.751	1.708	1.807	1.598	1.526	1.200	1.325
Iran	888	949	1.347	1.595	1.754	1.604	1.788	1.953
Total	42.099	47.137	54.388	58.933	59.834	64.007	62.617	69.637

Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

Os Estados Unidos aparecem ao longo de todo o período como o maior consumidor individual de petróleo. O consumo norte-americano cresce de cerca de 15,7 milhões para quase 19 milhões de barris/dia entre 1985 e 2024, com pico em meados dos anos 2000, leve recuo em 2010 e 2020 e nova alta ao final da série. Em termos de participação mundial, os EUA respondem por algo em torno de 26% do total em 1985, mantêm parcela semelhante em 1990 e 2000, mas perdem peso relativo a partir de 2005: a participação cai para cerca de 21% em 2010, 20% em 2015 e aproxima-se de 19% em 2020 e 2024, ainda assim em um patamar muito superior a qualquer outro país isolado.

A maior transformação ocorre na Ásia, sobretudo com a ascensão de China, Índia e Coreia do Sul. A China parte de um consumo em torno de 1,7 milhões de barris/dia em 1985 e chega a mais de 16,3 milhões em 2024, multiplicando seus volumes por quase dez e elevando sua participação de cerca de 3% para mais de 16% do total mundial. A Índia exibe trajetória similar, embora em escala menor: passa de menos de 1 mil para cerca de 5,6 milhões de barris/dia no mesmo intervalo, com a participação subindo de 1,5% para algo em torno de 5,5%. A Coreia do Sul, por sua vez, aumenta o consumo de pouco mais de 0,5 milhões para quase 2,9 milhões de barris/dia, e sua fatia no consumo global vai de menos de 1% para cerca de 3%. Em conjunto, China e Índia passam de aproximadamente 17% do consumo norte-americano em 1985 para superá-lo a partir de 2020, quando já respondem por uma parcela combinada

ligeiramente maior que a dos Estados Unidos.

Diversos países exportadores ou emergentes de renda média também apresentam forte expansão relativa. A Arábia Saudita tem seu consumo elevado de cerca de 1 milhões para quase 4 milhões de barris/dia entre 1985 e 2024, quadruplicando o volume e elevando a participação de algo em torno de 2% para 4% do total. O Brasil vê o consumo crescer de pouco mais de 1,1 milhões para cerca de 2,6 milhões de barris/dia, com ganho moderado de participação, em torno de 2% para aproximadamente 2,5%. O Canadá também expande seu consumo de maneira gradual, de cerca de 1,7 milhões para 2,3 milhões de barris/dia, mantendo participação relativamente estável entre 2% e 2,5%. Em contrapartida, o México apresenta uma curva mais curta: cresce até 2005, quando se aproxima de 2,2 milhões de barris/dia, e recua ligeiramente depois, encerrando a série em torno de 1,9 milhões, com a participação caindo de cerca de 2,5% para menos de 2% do total mundial.

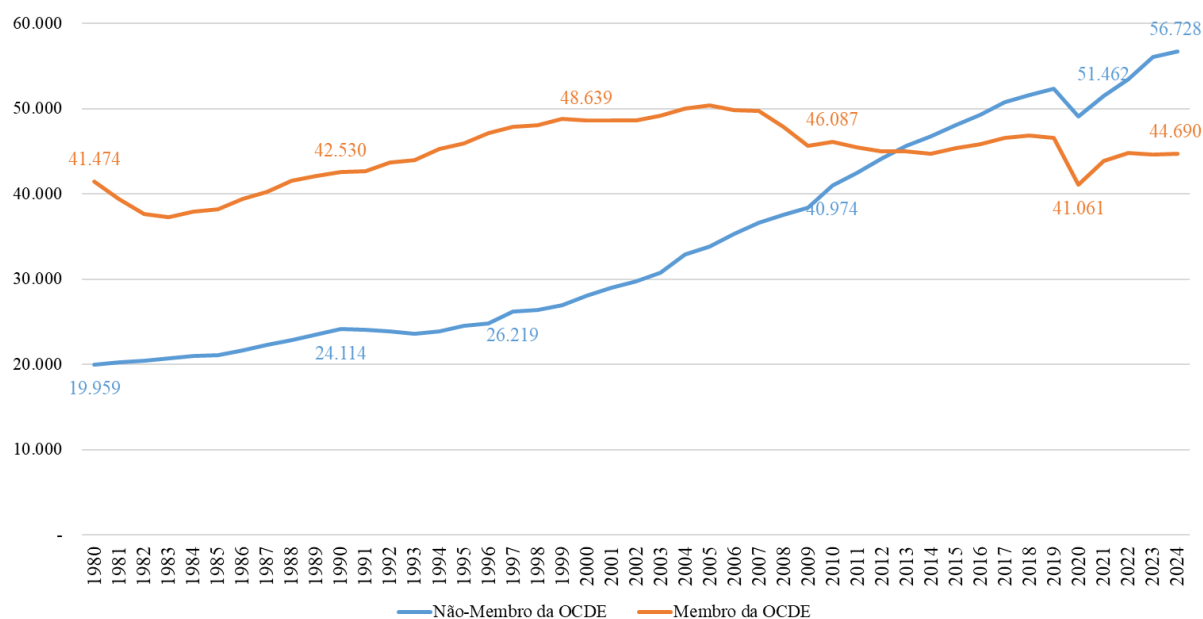
Em contraste, as economias industrializadas da Europa Ocidental e o Japão exibem trajetórias de queda. O Japão parte de cerca de 4,5 milhões de barris/dia em 1985, atinge seu auge em torno de 5,7 milhões em 2000 e, daí em diante, vê o consumo recuar continuamente até pouco mais de 3,2 milhões em 2024. A participação japonesa no consumo global cai de aproximadamente 7,5% para pouco mais de 3% no período. Alemanha, França, Itália e Reino Unido apresentam perfis similares: mantêm níveis elevados de consumo nos anos 1980 e 1990, mas recuam de forma gradual a partir de 2000, reduzindo tanto seus volumes quanto sua fatia no total mundial. Em 1985, cada uma dessas economias respondia por algo entre 3% e 4,5% do consumo global; em 2024, esse intervalo se desloca para cerca de 1% a 2%.

A hierarquia entre os grandes consumidores, assim, se reorganiza de forma bastante clara. Em 1985, o núcleo do consumo era composto pelos Estados Unidos, pela então União Soviética (e depois Rússia), pelo Japão e pelas grandes economias europeias; em 2024, esse espaço passa a ser ocupado pelos Estados Unidos, pela China, pela Índia e por alguns grandes produtores do Oriente Médio, com Rússia permanecendo em posição relevante mas já atrás dos dois gigantes asiáticos. O conjunto das quinze maiores economias continua respondendo, ao longo de toda a série, por algo em torno de 70% do consumo global, mas o centro de gravidade desse grupo desloca-se do Atlântico Norte para a Ásia e o Oriente Médio.

No recorte por tipo de economia, a distinção entre membros e não-membros da OCDE evidencia de forma sintética o mesmo deslocamento. Entre 1985 e 2024, o consumo total da amostra cresce de cerca de 59,3 milhões para 101,4 milhões de barris/dia. A parcela correspondente a países não-membros da OCDE passa de aproximadamente 21,1 milhões para 56,7 milhões de barris/dia nesse intervalo, quase triplicando; já o consumo dos membros da

OCDE sobe de cerca de 38,2 milhões para 44,7 milhões de barris/dia, um aumento em torno de 17%. Em termos proporcionais, os países da OCDE respondem por cerca de 64,5% do consumo em 1985, contra 35,5% dos não-membros; em 1990 e 2000 essa relação se altera apenas marginalmente, com leve ganho de peso relativo dos não-membros.

Gráfico 25 - Consumo de Petróleo OCDE x Não-OCDE, medido em mil de barris por dia, 1980-2024



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

A partir de meados dos anos 2000, a trajetória se torna claramente assimétrica. Entre 2000 e 2005, o consumo nos países não-OCDE salta de aproximadamente 28,1 milhões para 33,9 milhões de barris/dia, elevando sua participação de cerca de 36,6% para pouco mais de 40% do total, enquanto o consumo na OCDE continua a crescer, mas em ritmo bem menor. Entre 2005 e 2010, o movimento se acentua: o consumo não-OCDE ultrapassa 40,9 milhões de barris/dia e sua participação chega a cerca de 47%, ao passo que o consumo dos membros da OCDE, em torno de 46,1 mil, perde alguns pontos percentuais de participação, recuando para cerca de 53% do total mundial.

A década seguinte consolida essa inversão de pesos relativos. Em 2015, o consumo não-OCDE, em torno de 48 milhões de barris/dia, já responde por mais da metade da demanda global (cerca de 51%), superando pela primeira vez a OCDE, que se mantém em torno de 45,3 milhões de barris/dia, com participação de cerca de 49%. Em 2020, a diferença se amplia, com os não-membros respondendo por aproximadamente 54% do consumo, e em 2024 a proporção se estabiliza em torno de 56% para os países fora da OCDE e 44% para os membros. Em resumo, no intervalo de cerca de quarenta anos, o grupo não-OCDE passa de minoria a maioria do consumo mundial de petróleo, ao passo que a OCDE mantém níveis de consumo relativamente

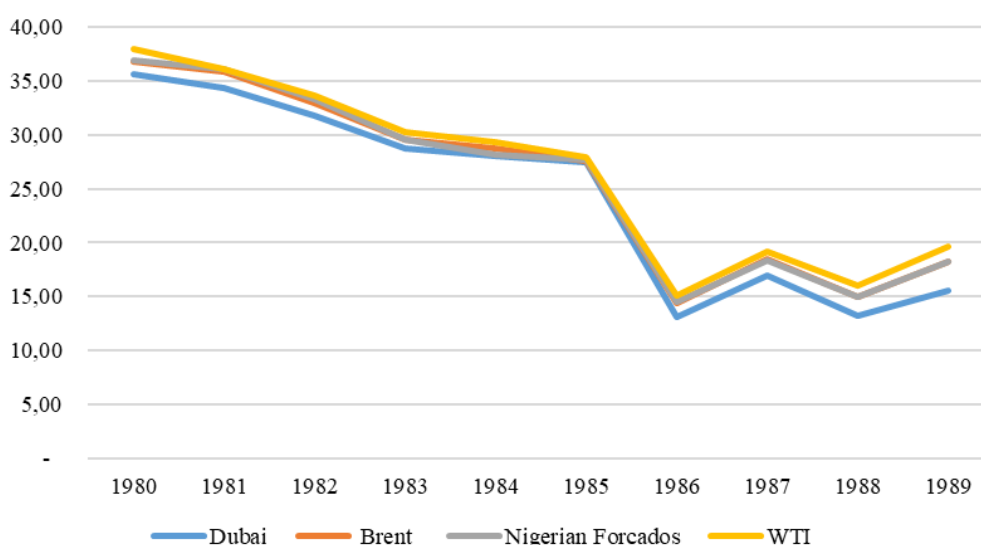
estáveis em termos absolutos, mas perde cerca de vinte pontos percentuais de participação relativa no total global.

5.5 ESTUDOS DE CASO

5.5.1 1980–1990: REAJUSTES DE RESERVAS, INÍCIO DA “MIGRAÇÃO” DE FLUXOS E RECOMPOSIÇÃO DO REFINO

Na virada dos anos 1970 para 1980, a estrutura quantitativa do sistema petrolífero ainda refletia as “ondas OPEP” anteriores: reservas fortemente concentradas no Oriente Médio, produção relativamente dominada pelos países da organização, consumo liderado por América do Norte e Europa e um parque de refino ainda muito ancorado na OCDE. Ao longo da década, os dados indicam estabilidade ou crescimento moderado de reservas provadas em vários produtores (particularmente na África e no Oriente Médio), mas com alguns saltos pontuais: na América do Norte, o Canadá registra leve alta de reservas entre 1980–1985 (+1,4 bi bbl, +3,6%), enquanto o México passa por uma revisão negativa intensa (−17,9 bi bbl, −37,8%); no Oriente Médio, o Iraque adiciona cerca de 35 bi bbl (~116%) em 1980–1985 e a Arábia Saudita aumenta suas reservas em quase 89 bi bbl (~51,8%) entre 1985–1990, em contexto de disputas por cotas dentro da OPEP. Na América do Sul, a Venezuela acumula alta de 34,9 bi bbl em 1980–1985 (+178,8%).

Gráfico 26 – Variação dos preços do Petróleo, em US\$ por barril (1980–1989)

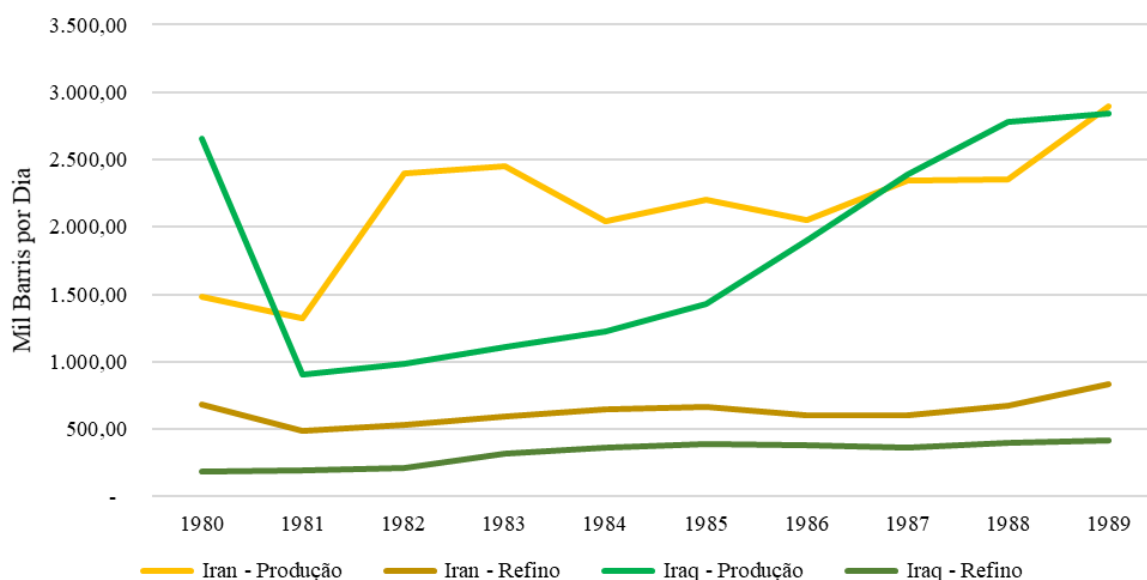


Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

A Guerra Irã–Iraque e a “Tanker War” (1980–1988) atingem diretamente o upstream de

dois grandes produtores de crude convencional médio/sour (Irã e Iraque) e o midstream da região do Golfo, com ataques a terminais e navios (Najmabadi, 1981, p. 13). Em termos geológicos, as reservas permanecem praticamente inalteradas, mas as reservas provadas ficam “congeladas” por falta de investimento, perfuração e tecnologia em um cenário de guerra prolongada, ao mesmo tempo em que as grandes revisões de reservas declaradas por Iraque e Arábia Saudita (+35 bi bbl e +89 bi bbl, respectivamente, ao longo da década) refletem mais a política de cotas da OPEP do que uma expansão imediata da capacidade produtiva. Na produção, o conflito é visível como queda relevante da oferta global no início da década, em função dos bombardeios em instalações de petróleo em Abadan, Kharg Island, Tabriz, Kirkuk, Mena al Bakr e outras localizações (Najmabadi, 1981, p. 13).

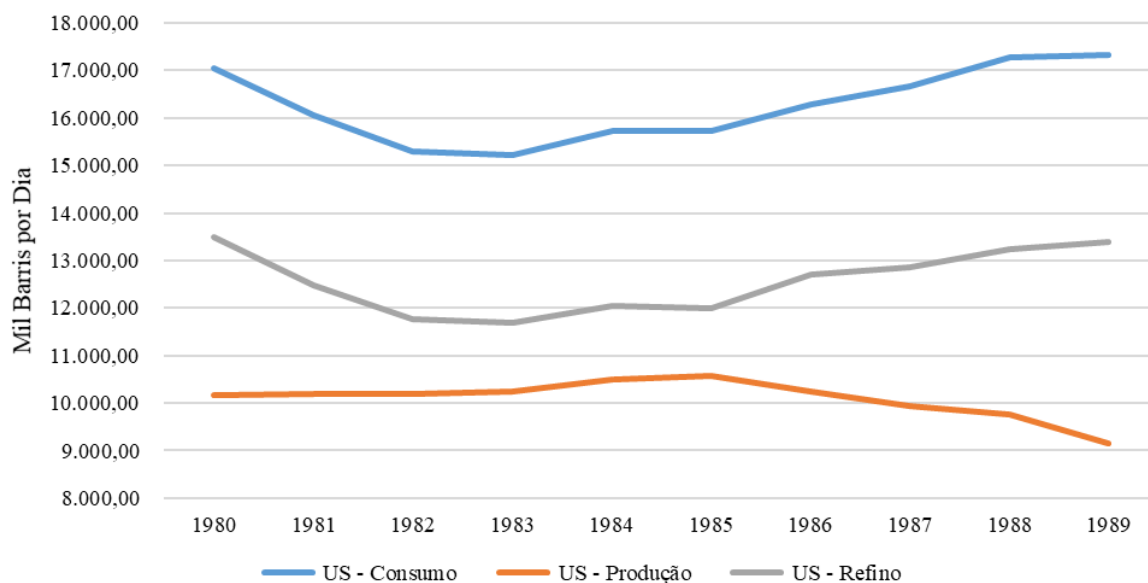
Gráfico 27 – Produção e Refino de Petróleo, Irã e Iraque, medido em mil barris por dia (1980-1989)



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

As sanções e o embargo dos EUA ao petróleo iraniano, iniciados no final de 1979 e reforçados nos anos 1980, aprofundam esse movimento (Mahdavi Sabet et al., 2020, p. 439). No upstream, apesar das revisões positivas em outros membros da OPEP, o Irã não converte o seu potencial em expansões rápidas de reservas provadas ao longo da década. No midstream, o acesso do Irã ao mercado norte-americano é fechado (Mahdavi Sabet et al., 2020, p. 443); no downstream, refinarias dos EUA precisam substituir o crude médio/sour iraniano por barris da Arábia Saudita, México e Venezuela, em um contexto em que o throughput das refinarias norte-americanas cai 11% entre 1980–1985 (–1,48 mb/d), para depois voltar a crescer 11,7% entre 1985–1990 (+1,4 mb/d).

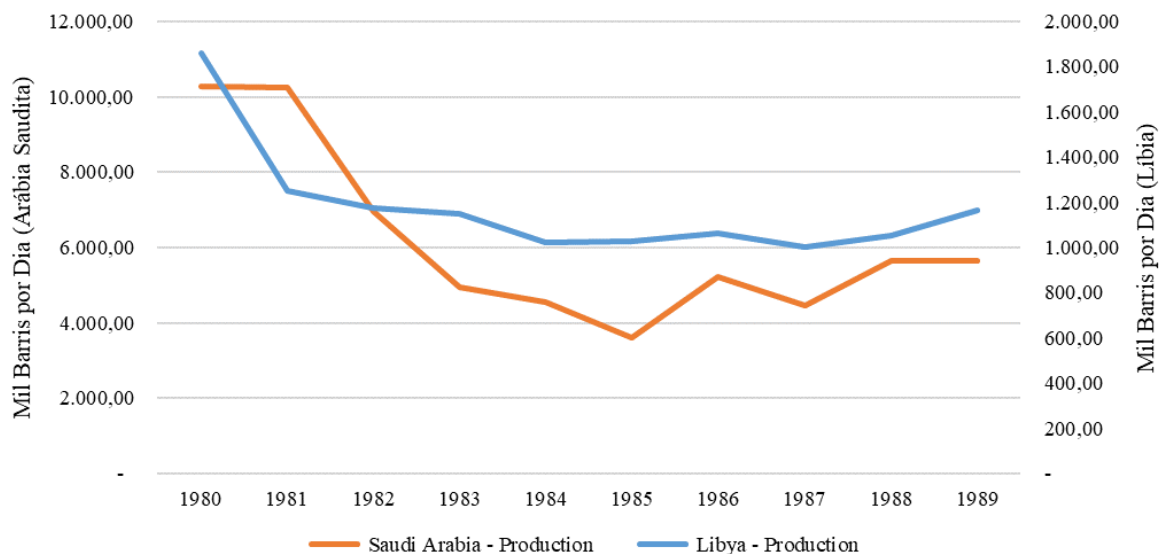
Gráfico 28 – Produção, Refino e Consumo de Petróleo, EUA, medido em mil barris por dia (1980-1989)



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

As sanções dos EUA contra a Líbia a partir de 1986 (Barltrop, 2019, p. 9) operam de maneira semelhante, mas com um tipo de petróleo diferente: o light sweet líbio, de alta qualidade. A restrição a investimentos no upstream e ao acesso aos mercados e seguros no midstream limita a capacidade de produção e exportação, mesmo com reservas significativas e praticamente estáveis; para o downstream europeu, isso significa substituição de crude líbio por outros light sweet (Mar do Norte, África Ocidental), inclusive por incrementos de produção nigeriana justamente no período em que o throughput das refinarias da Nigéria cresce com força em 1985–1990, e um aumento do spread entre óleos leves e médios/sour, o que aparece nas margens de refino e reforça a importância de fontes de alta qualidade em um sistema cada vez mais tenso.

Gráfico 29 – Produção de Petróleo, Líbia e Arábia Saudita, medido em mil barris por dia (1980-1989)

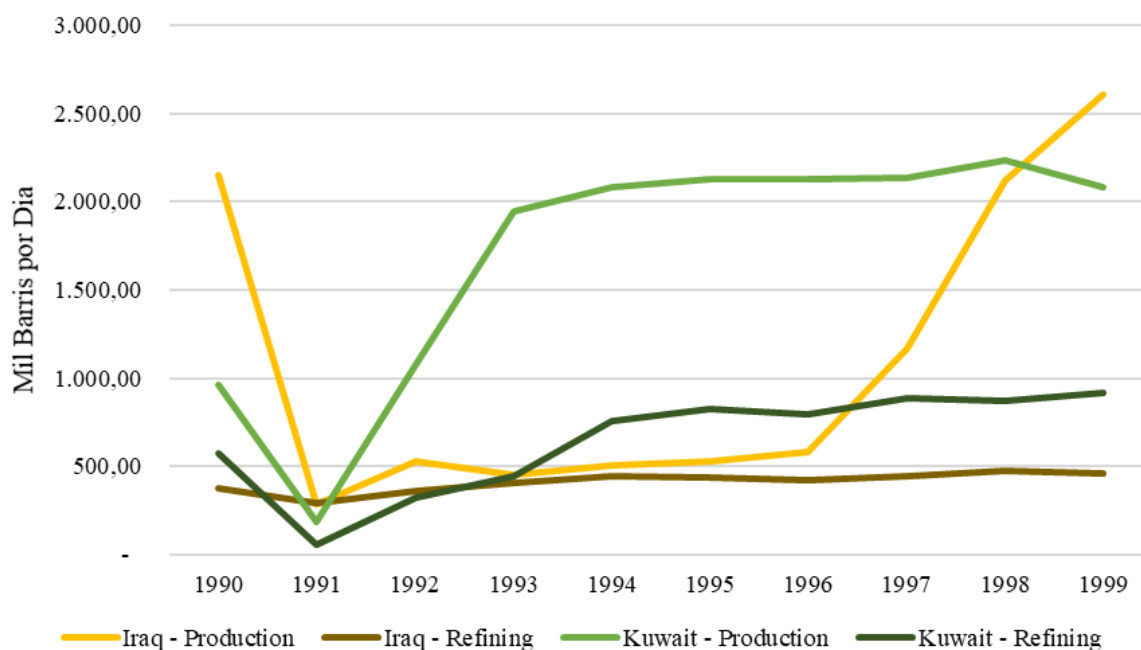


Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

O ponto de inflexão da década é o colapso de preços de 1986, quando a Arábia Saudita decide elevar a produção e abandonar o papel de “swing producer”, abastecendo ainda mais o mercado com Arab Light (médio/sour). Esse choque é visível nos dados como: cortes de produção em campos com lifting cost elevado e crescimento do consumo nos países da OCDE, favorecido pelo petróleo barato — com destaque para os EUA, cujo consumo volta a se acelerar na virada para os anos 1990.

5.5.2 1990-2000: PÓS-GUERRA FRIA, “DESLOCAMENTO” EURASIÁTICO E CONSOLIDAÇÃO DE NOVOS POLOS

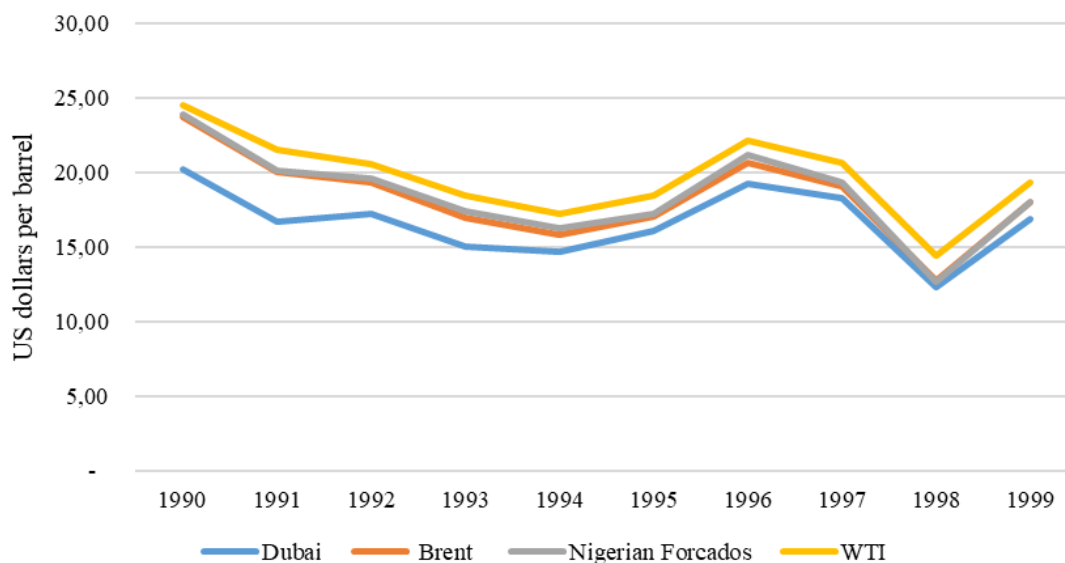
Os anos 1990 começam com uma reconfiguração brusca do mapa produtivo: a Guerra do Golfo e a destruição dos campos do Kuwait, combinadas com sanções prolongadas ao Iraque, atingem alguns dos maiores reservatórios de crude médio/sour do planeta (Looney, 1992, p. 273). No upstream, a queima de poços encarece a recuperação, e as sanções da ONU mantêm a produção iraquiana limitada ao programa “Oil-for-Food” ao longo de quase toda a década, de modo que a produção agregada Iraque–Kuwait cai fortemente no início dos anos 1990 e só se recupera parcialmente depois, compensada pelo aumento de produção em outros membros da OPEP, em especial a Arábia Saudita (Looney, 1992, p. 291–292).



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

Nas reservas, os dados mostram que, embora o estoque físico permaneça elevado, a trajetória estatística do Iraque passa a ser mais volátil, ao passo que outros produtores da região, como a Venezuela e parte da América do Sul, seguem adicionando reservas de forma contínua: entre 1990–2000, a Venezuela registra novas altas sucessivas de 6,3 bi e 10,5 bi bbl, consolidando-se como um dos grandes detentores de reservas globais (Aray; Vera, 2022, p. 4). No midstream, terminais e infraestrutura do Golfo são danificados e depois reconstruídos; no downstream, refinarias europeias e asiáticas ajustam o slate ao maior peso do Arab Light saudita. Para o consumo, EUA e Europa recorrem a estoques estratégicos e mantêm a trajetória de crescimento, com o consumo norte-americano avançando 15,7% entre 1990–2000 (+2,65 mb/d), mas com atenção redobrada à segurança de suprimento.

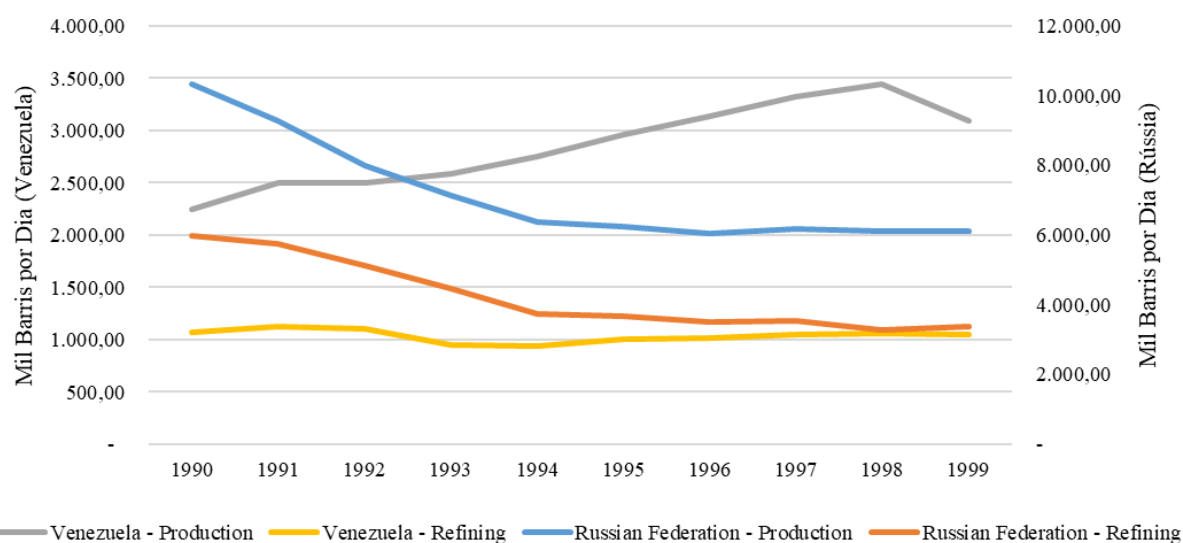
Gráfico 31 – Variação dos preços do Petróleo, em US\$ por barril (1990-1999)



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

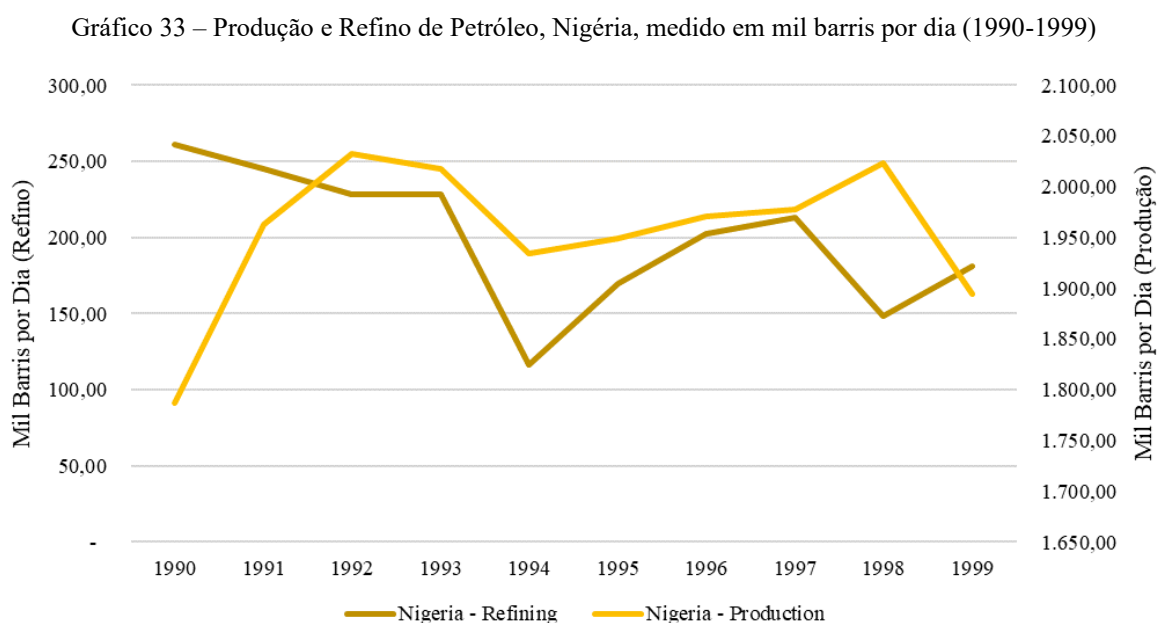
Quase simultaneamente, a desintegração da URSS redesenha a posição da Eurásia na cadeia. No início da década, os dados mostram forte contração da produção russa e de outros ex-soviéticos, por desorganização institucional, falta de investimento e colapso da demanda interna, ao mesmo tempo em que as reservas são recontadas: a série registra queda das reservas soviéticas já na década de 1980 (−4 bi bbl em 1980–1985 e −4,6 bi em 1985–1990) e, em seguida, revisões negativas para a Federação Russa em 1995–2005, à medida que as estatísticas se separam por república e adotam critérios mais transparentes. Em paralelo, novos produtores como Cazaquistão e Uzbequistão entram no mapa com fortes variações positivas de reservas, ligadas ao desenvolvimento de megacampo no Cáspio e a grandes campos onshore.

Gráfico 32 – Produção e Refino de Petróleo, Venezuela e Rússia, medido em mil barris por dia (1990-1999)



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

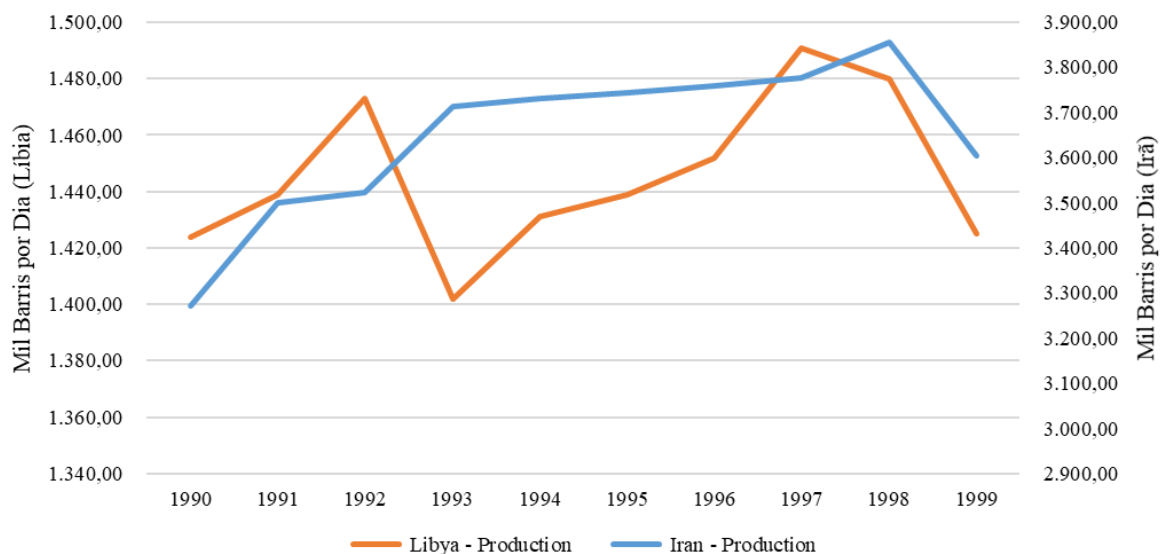
Na África Ocidental, o ativismo ambiental e o conflito no Delta do Níger tornam a Nigéria um caso de “produtor cronicamente abaixo da capacidade” (Babatunde, 2009, p. 135). No upstream, sabotagens, sequestros e bloqueios reduzem a produção efetiva de crudes light sweet (como Bonny Light), muito valiosos para gasolina e diesel de alta qualidade (Babatunde, 2009, p. 136). As reservas provadas continuam altas, mas novos projetos são adiados ou reprecificados devido ao risco político. No midstream, oleodutos de escoamento enfrentam vazamentos e interrupções, enquanto o downstream doméstico permanece débil: as refinarias nigerianas, que haviam mostrado forte expansão de throughput em 1985–1990, acumulam quedas substanciais de 1990–2000, o que se reflete nos dados de refino africano.



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

As sanções dos EUA formalizadas no Iran and Libya Sanctions Act (1996) consolidam um padrão: restringir tecnologia e financiamento ao upstream de países com grandes reservas (Irã, Líbia), empurrando o crescimento da produção de petróleo convencional para outros atores (Arábia Saudita, Rússia, Noruega, produtores emergentes do Cáspio). Nas reservas, isso significa que Irã e Líbia mantêm estoques elevados, mas com trajetória de crescimento provado mais lenta. No midstream, projetos de oleodutos e terminais são atingidos por ameaças de punição a empresas envolvidas

Gráfico 34 – Produção de Petróleo, Líbia e Irã, medido em mil barris por dia (1990-1999).



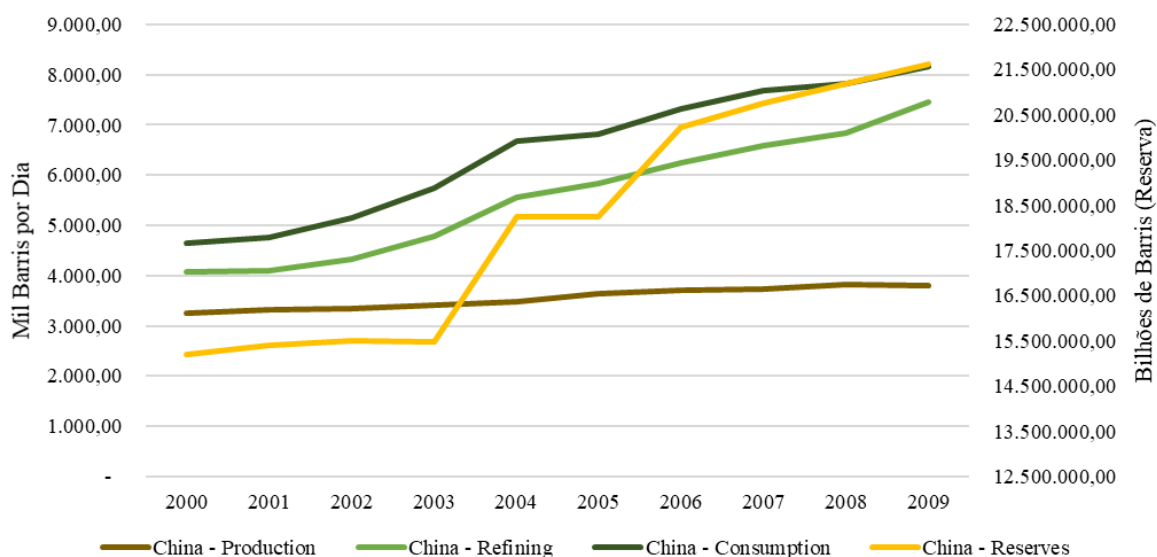
Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

O fechamento da década vem com a crise financeira asiática (1997–1998), que atua primordialmente no downstream/consumo: a demanda por gasolina e diesel cai em economias do Sudeste Asiático e na Coreia do Sul, gerando excesso de oferta no mercado internacional. O efeito sobre os dados é uma queda no ritmo de crescimento do consumo asiático na virada dos anos 1990 para 2000, em contraste com a trajetória norte-americana (+15,7% de consumo entre 1990–2000), e um colapso dos preços internacionais, que pressiona orçamentos de exportadores como Rússia e Venezuela e leva vários produtores a cortar produção.

5.5.3 2001-2010: SUPERCICLO DE COMMODITIES, EXPANSÃO OFFSHORE E INÍCIO DO SHALE OIL

Entre 2000 e 2010, os dados combinados de reservas, produção, refino e consumo revelam a passagem de um mundo ainda centrado na OCDE para um cenário em que a Ásia – sobretudo a China – se torna o principal motor de demanda. O consumo chinês cresce em saltos sucessivos (1990–2000, 2000–2005, 2005–2010), enquanto o Japão, após alta em 1985–1990, entra em trajetória de queda. Nos EUA, o consumo avança 4,8% entre 2000–2005 (+0,94 mb/d), mas recua de forma significativa em 2005–2010 (–10,8%, –2,21 mb/d), em resposta à combinação de preços elevados, crise de 2008–2009 e ganhos de eficiência.

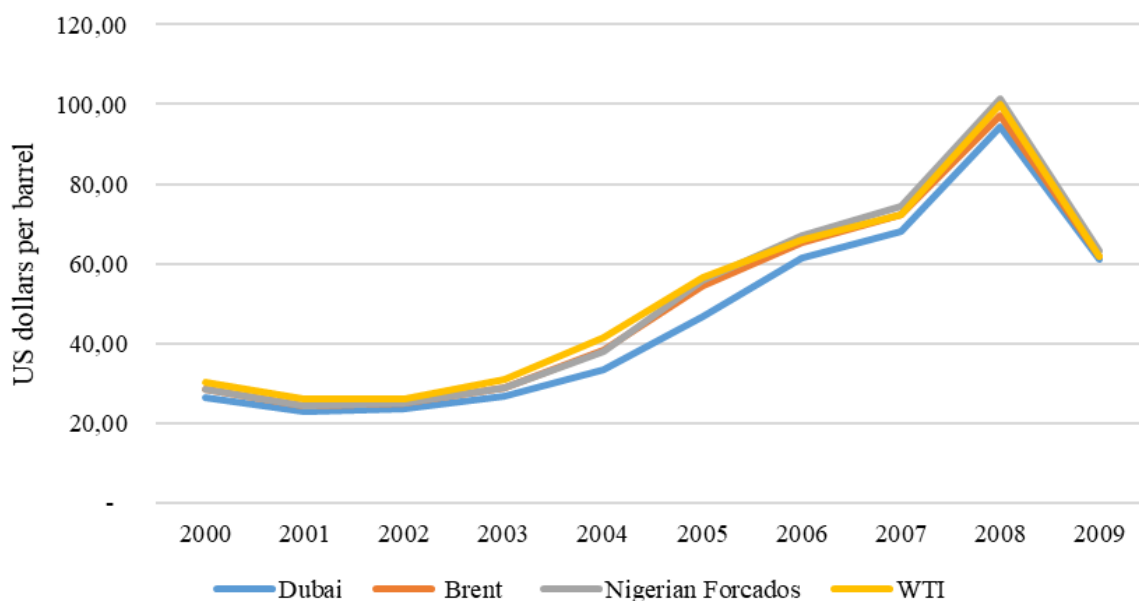
Gráfico 35 – Reserva, Produção, Refino e Consumo de Petróleo, China, medido em mil barris por dia (2000-2009)



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

No upstream, a produção se expande com a recuperação russa, a consolidação de novos projetos de águas profundas e o início mais visível dos não convencionais (areias betuminosas canadenses), o que aparece nos dados norte-americanos como um aumento de 14,7% da produção canadense em 2000–2005 (~0,32 mb/d) e de mais 13,1% em 2005–2010, enquanto o México passa a liderar as quedas (–22,7% em 2005–2010), espelhando o declínio acelerado de Cantarell (Shields, 2008, p. 2). No midstream, cresce a importância de oleodutos transcontinentais (BTC) e de terminais no Golfo do México e no Atlântico.

Gráfico 36 – Variação dos preços do Petróleo, em US\$ por barril (2000-2010)

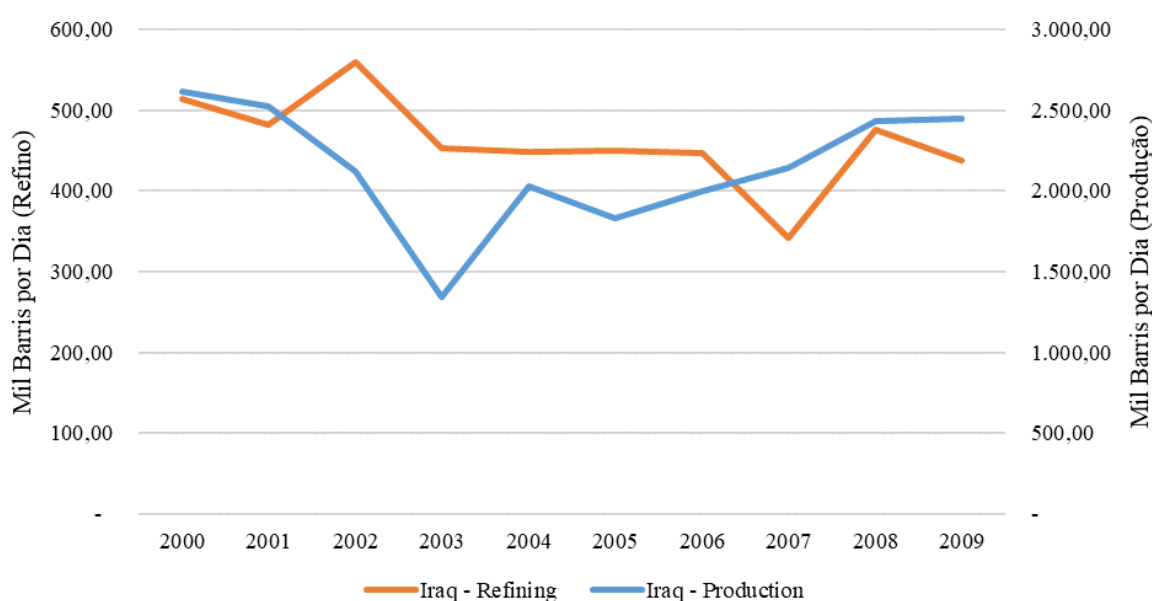


Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

Os atentados de 11 de Setembro (2001) e a subsequente “guerra ao terror”, culminando

com a invasão do Iraque em 2003, reabrem a questão do acesso às reservas iraquianas. No curto prazo, a guerra leva ao colapso da produção no país, com sabotagem de oleodutos e ataques a instalações; no médio prazo, a mudança de regime abre espaço para contratos com IOC's e para a reavaliação de reservas provadas (Kollias et al., 2011, p. 17). O risco sobre rotas do Golfo imprime um prêmio de risco nos preços globais, o que, combinado à forte alta de demanda asiática, alimenta o superciclo das commodities de meados dos anos 2000. Isso se traduz em maior investimento em upstream e em adaptações no refino para processar uma gama mais ampla de crudes médios e pesados.

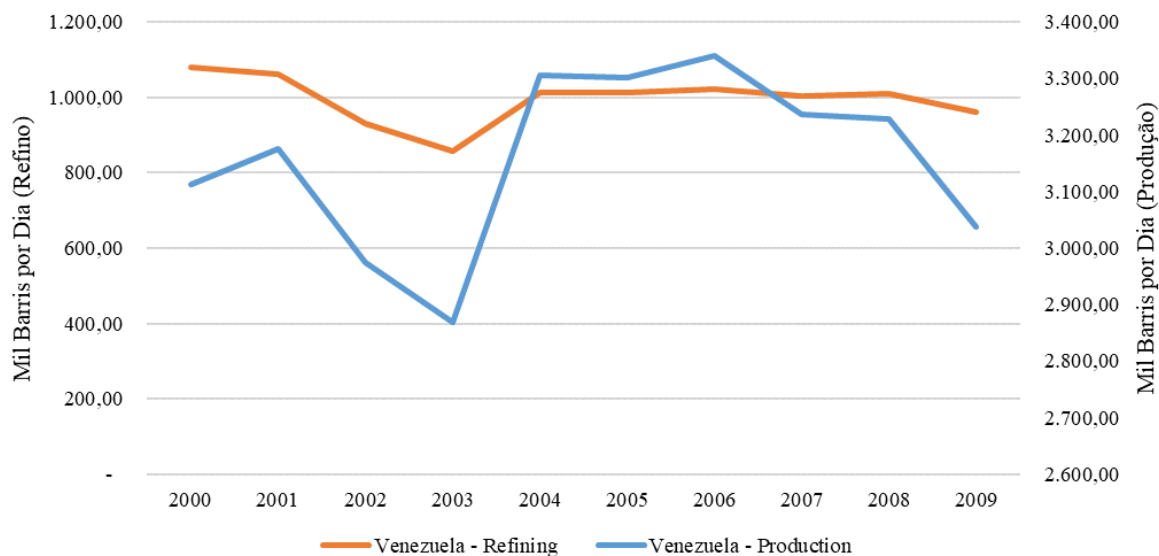
Gráfico 37 – Produção e Refino de Petróleo, Iraque, medido em mil barris por dia (2000-2009)



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

Na Venezuela, o golpe/lockout e a greve na PDVSA (2002–2003) ilustram como um evento político doméstico pode reconfigurar simultaneamente reservas, produção e refino (Aray; Vera, 2022, p. 5). No curto prazo, a produção de crude convencional e extra-pesado da Faixa do Orinoco cai para cerca de um terço do normal, interrompendo exportações para refinarias da Costa do Golfo dos EUA especializadas em óleos pesados. Essas refinarias passam a buscar barris substitutos no México e no Canadá (oil sands), alterando a composição do throughput norte-americano. Após o conflito, o governo reforça o controle estatal e promove uma reclassificação maciça de reservas extra-pesadas como provadas, que se torna explícita nos dados em 2005–2010: as reservas venezuelanas saltam em +216,5 bi bbl (+270,6%), elevando o país de ~80 para ~300 bi bbl de reservas.

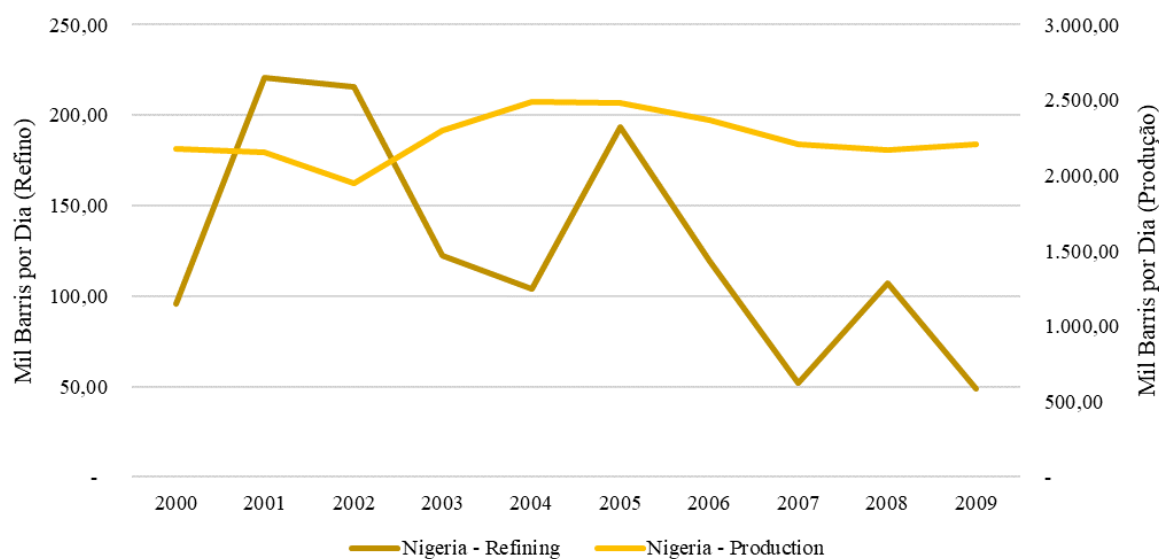
Gráfico 38 – Produção e Refino de Petróleo, Venezuela, medido em mil barris por dia (2000-2009)



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

O ciclo de insurgência e sabotagem no Delta do Níger, agora sob a sigla MEND (2006–2009), aprofunda a crônica subutilização do potencial nigeriano (Babatunde, 2009, p. 150). Shut-ins frequentes em campos onshore e shallow offshore de crude light sweet reduzem os volumes disponíveis justamente em um contexto de demanda aquecida, elevando o prêmio pago por esse tipo de barril em relação a óleos médios/sour. No plano quantitativo, a Nigéria aparece nas séries com diferenças sistemáticas entre capacidade e produção efetiva e com sucessivas quedas de refino ao longo de 1990–2010. Isso reforça a ideia de que a instabilidade política e a fragilidade do downstream nacional podem impedir a conversão de reservas em produção e em capacidade de refino doméstica, mesmo em presença de petróleo leve de alta qualidade.

Gráfico 39 – Produção e Refino de Petróleo, Nigéria, medido em mil barris por dia (2000-2009)



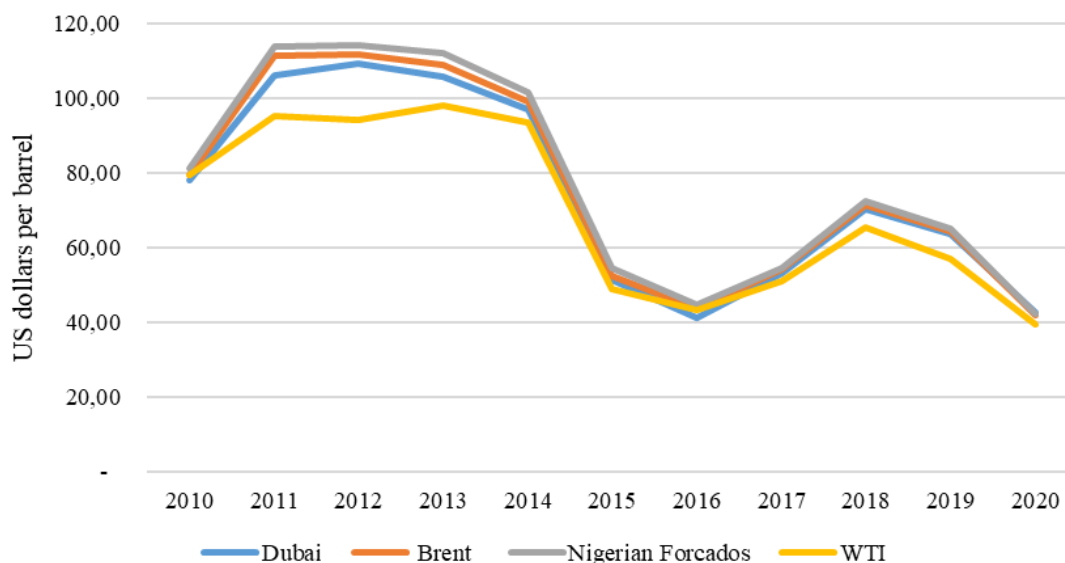
Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

Por fim, a crise financeira global de 2008–2009 age como um “contra-choque de demanda”. O consumo de derivados recua de forma marcada na América do Norte e na Europa, enquanto a Ásia desacelera, mas continua a crescer graças a estímulos agressivos, com destaque para a China e a Índia, que concentram as maiores altas quinquenais de consumo nos anos 2000. O preço do Brent colapsa, e a OPEP responde com cortes de produção para sustentar a cotação. Projetos de upstream em fronteira (offshore profundo, extra-pesado) são adiados, o que, na prática, rebaixa a parcela de reservas marginalmente econômicas; é o caso, por exemplo, de parte das oil sands canadenses, cuja reclassificação como reservas provadas em 1990–2000 (+133,1 bi bbl, +275,3%) ainda precisa ser compatibilizada com o novo patamar de preços. No refino, unidades em regiões maduras operam com menor utilização e enfrentam problemas de rentabilidade, antecipando o fechamento de plantas europeias na década seguinte. Em síntese, o período combina forte aumento de produção em alguns polos (Canadá, Angola, Rússia, Brasil), salto estatístico de reservas em outros (Venezuela) e desaceleração ou queda de consumo em economias maduras, com recuo de 10,8% do consumo norte-americano em 2005–2010, cenário típico de um superciclo em fase avançada.

5.5.4 2010-2020: SHALE REVOLUTION, CHOQUES NO ORIENTE MÉDIO AMPLIADO E ESGOTAMENTO DA DEMANDA EM ECONOMIAS MADURAS

Entre 2010 e 2020, as estatísticas consolidadas mostram uma mudança estrutural: o consumo dos países não-OCDE ultrapassa o dos membros da OCDE, chegando a cerca de 54% do total em 2020, enquanto a Ásia quadruplica seu consumo desde meados dos anos 1980 e passa a responder por algo em torno de 37% da demanda mundial. No upstream, os EUA se transformam em grande produtor graças ao boom do shale/tight oil; os dados de reservas norte-americanas mostram sucessivos aumentos desde 2005, com destaques para 2005–2010 (+5,1 bi bbl, +16,9%), 2010–2015 (+13 bi bbl, +37,1%) e 2015–2020 (+20,8 bi bbl, +43,3%), explicitamente atribuídos à consolidação do shale em bacias como Bakken e Permian. Na produção, isso se traduz em um salto de 72% entre 2010–2015 (+3,95 mb/d) e em novos 20% de alta entre 2015–2020, reposicionando os EUA como um dos maiores produtores globais e exportador líquido de crude leve.

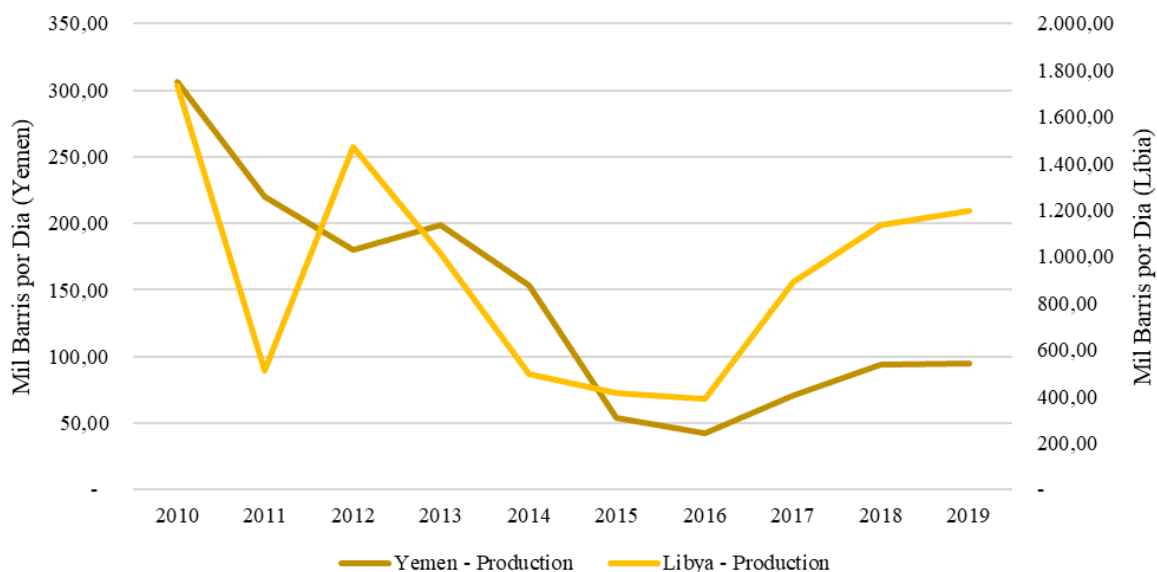
Gráfico 40 – Variação dos preços do Petróleo, em U\$ por barril (2010-2020)



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

A produção da OPEP permanece elevada, mas enfrenta a concorrência norte-americana; e alguns produtores tradicionais (como a Venezuela) colapsam. As reservas seguem fortemente concentradas no Oriente Médio e em poucos países periféricos, porém crescentemente marcadas pela tensão entre o “reservado” e o “economicamente recuperável”. No refino, a Ásia e o Oriente Médio ampliam sua capacidade, enquanto Europa e América do Norte estagnam ou fecham plantas; nos EUA, o throughput cresce quase 10% em 2010–2015 (+1,46 mb/d), antes de cair 12,2% em 2015–2020, refletindo tanto mudanças estruturais de demanda quanto o choque da Covid-19 ao final do período.

A “Primavera Árabe” e, sobretudo, a Guerra Civil na Líbia (a partir de 2011) representam um choque profundo sobre um produtor de light sweet crucial para o downstream europeu. O upstream líbio, baseado em campos onshore de crude leve, praticamente zera em 2011 e a produção passa a oscilar violentamente ao longo da década, o que fica claro na queda de 76,2% da produção líbia em 2010–2015 nas estatísticas, em função de bloqueios de terminais e disputas entre facções, enquanto as reservas permanecem elevadas, porém estranguladas pela instabilidade (Bartrop, 2019, p. 6, p.15). No midstream, terminais como Es Sider e Ras Lanuf tornam-se alvos recorrentes de disputa, interrompendo fluxos para refinarias italianas, francesas e espanholas (Darbouche; Fattouh, 2011, p. 31). Para o consumo europeu, que já vinha em trajetória de estagnação e queda, isso implica reconfigurar o slate com mais crude do Mar do Norte, da África Ocidental e do Oriente Médio, alterando spreads e margens de refino sem provocar um grande salto de volume demandado (Darbouche; Fattouh, 2011, p. 8).

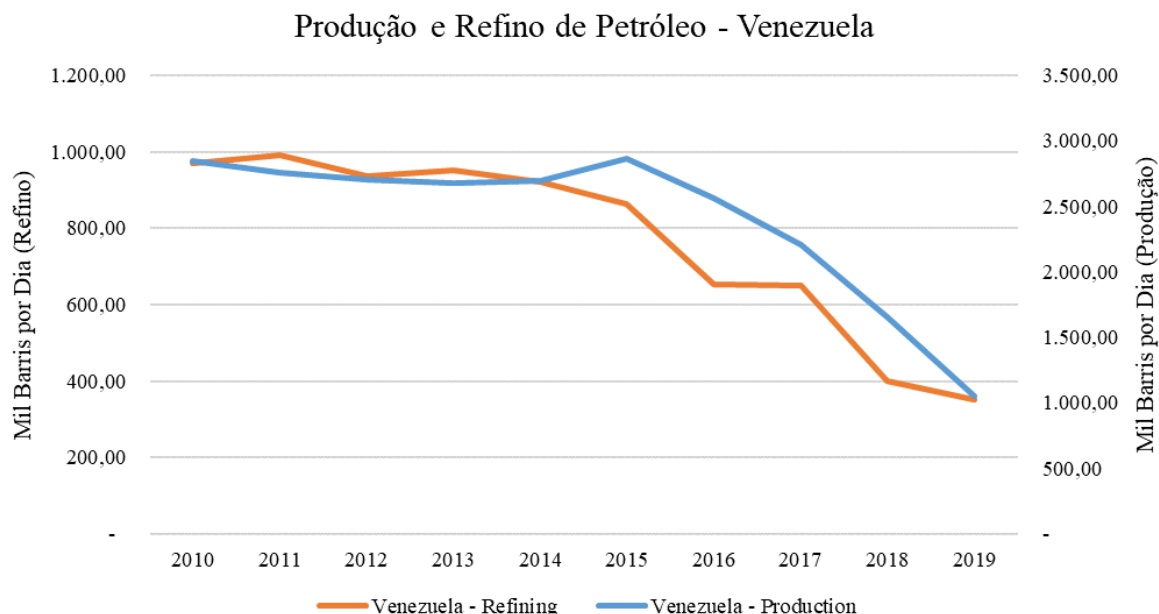


Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

A guerra no Iêmen e os ataques à infraestrutura saudita e às rotas do Mar Vermelho (a partir de 2015) atuam majoritariamente no midstream: aumentam o risco para navios que atravessam Bab el-Mandeb e elevam prêmios de frete e seguros, impactando o custo de entrega do crude saudita (Arab Light/Medium) e de outros exportadores que utilizam a rota (Darbouche; Fattouh, 2011, p. 24). Há episódios pontuais de risco ao upstream saudita e iemenita, mas o efeito mais persistente é a percepção de vulnerabilidade das cadeias de transporte, que os dados captam por meio de picos de preço e de utilização de estoques estratégicos, mais do que por mudanças duradouras nos volumes de produção ou consumo (Darbouche; Fattouh, 2011, p. 6). Em paralelo, as estatísticas de reservas mostram que o Iraque continua adicionando volumes significativos (por exemplo, +27,5 bi bbl, +23,9% em 2010–2015), reforçando seu papel de grande detentor de crude médio/sour em um ambiente regional volátil.

No hemisfério ocidental, o colapso da indústria de óleo venezuelana e as sanções dos EUA (2017–2019) fecham um ciclo iniciado na década anterior. Em termos quantitativos, a produção cai de forma abrupta, enquanto as reservas, que já haviam saltado +216,5 bi bbl (+270,6%) em 2005–2010 e seguem registrando acréscimos marginais estatísticos, tornam-se cada vez menos críveis em termos econômicos, na medida em que a PDVSA perde capacidade de monetizar o crude extra-pesado do Orinoco. No midstream/downstream, terminais e ativos externos (Citgo) são atingidos, e refinarias da Costa do Golfo deixam de receber óleo venezuelano (Aray; Vera, 2022, p. 13). O consumo interno venezuelano despenca com a crise econômica, reforçando o contraste entre abundância de reservas “no papel” e colapso dos indicadores de produção, refino e uso de derivados.

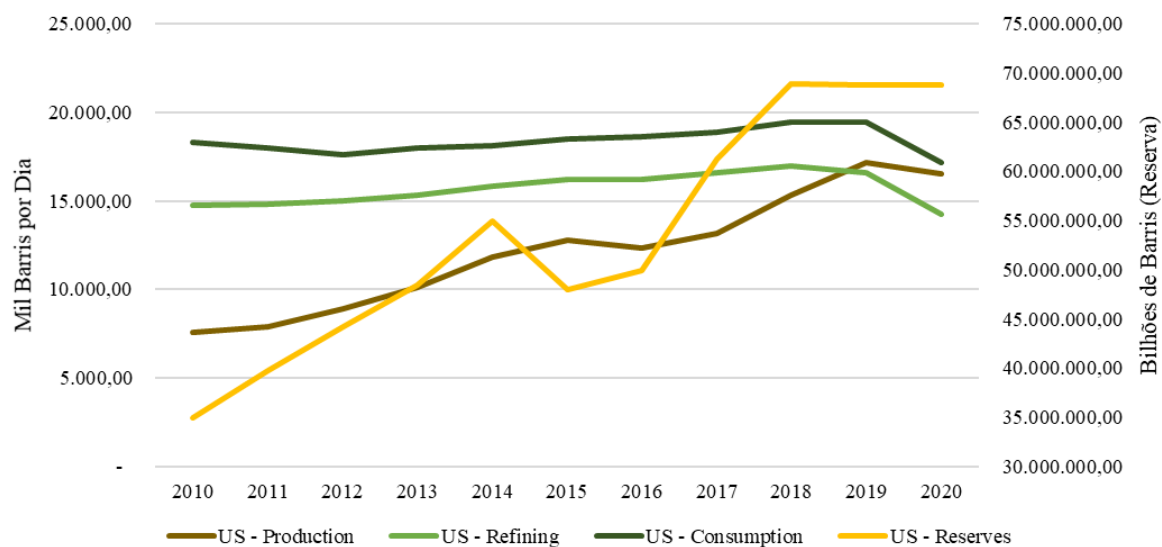
Gráfico 42 – Produção e Refino de Petróleo, Venezuela, medido em mil barris por dia (2010-2019)



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

Por fim, o boom do shale oil nos EUA, a partir de 2010 e com auge em 2014, reconfigura a própria estrutura quantitativa do mercado. No upstream, o desenvolvimento de tight oil em bacias como Bakken, Eagle Ford e Permian adiciona rapidamente milhões de barris/dia de crude leve, em geral sweet, elevando as reservas provadas norte-americanas (com acréscimos de +13 bi bbl em 2010–2015 e +20,8 bi bbl em 2015–2020) e transformando o país em exportador relevante de crude e derivados. No midstream, há uma expansão massiva de oleodutos internos e terminais de exportação no Golfo do México (Shields, 2008, p. 11). No downstream, refinarias dos EUA, tradicionalmente ajustadas a crudes mais pesados, começam a otimizar o mix com maior participação de barris leves domésticos; o throughput cresce quase 10% em 2010–2015, antes de recuar 12,2% em 2015–2020 com o esgotamento da demanda e o choque da Covid-19.

Gráfico 43 – Reservas, Produção, Refino e Consumo de Petróleo, EUA, medido em mil barris por dia (2010-2019)



Elaborado pelo autor com base em ENERGY INSTITUTE (2025)

Em termos de consumo, os EUA não aumentam dramaticamente o uso de derivados: depois da queda forte de 2005–2010, o consumo volta a crescer apenas marginalmente em 2010–2015 (+1%) e volta a cair 7,1% em 2015–2020, fenômeno associado ao pico estrutural da demanda, eficiência energética e mudanças setoriais.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo central deste trabalho foi compreender como a geopolítica estrutura a cadeia produtiva do petróleo, da extração à comercialização, articulando a diversidade física dos óleos, a logística global e a distribuição regional de reservas, produção, refino e consumo. Ao longo do texto, buscou-se superar leituras que tratam o petróleo como commodity homogênea ou que reduzem a geopolítica energética a episódios de guerra e disputas interestatais explícitas, recolocando a cadeia produtiva como espaço privilegiado de manifestação do poder.

No plano teórico, a combinação entre sistema-mundo, cadeias globais de valor e geopolítica permitiu situar o petróleo como eixo material da economia-mundo capitalista. A hierarquia centro–semiperiferia–periferia reaparece na cadeia do petróleo sob a forma de assimetrias tecnológicas, financeiras e logísticas: poucos países concentram inovação, crédito e capacidade de refino complexo, enquanto um conjunto mais amplo permanece especializado em etapas intensivas em recursos naturais. A leitura geopolítica, ancorada na tradição realista, mostrou que a energia continua a ser um recurso estratégico para a projeção de poder, mas que esse poder se exerce crescentemente por meios econômicos, regulatórios e infraestruturais, e não apenas por via militar.

A reconstrução da cadeia logística em três segmentos – upstream, midstream e downstream – evidenciou que cada elo possui estruturas técnicas, agentes e vulnerabilidades próprias. O upstream concentra incertezas geológicas, volumes elevados de capital fixo e forte dependência tecnológica; o midstream organiza a coerência espacial da cadeia por meio de oleodutos, terminais, rotas marítimas e estoques estratégicos, convertendo a logística em instrumento geopolítico; e o downstream internaliza a maior parte do valor agregado, ao transformar o petróleo em derivados e insumos petroquímicos sob padrões técnicos definidos majoritariamente pelos centros consumidores. Essa decomposição permitiu qualificar a hipótese de que os segmentos mais intensivos em infraestrutura são também aqueles em que choques geopolíticos – sanções, bloqueios de rotas, ataques a instalações ou mudanças regulatórias – produzem efeitos mais duradouros.

A tipologia dos petróleos convencionais e não convencionais reforçou a crítica à visão homogênea do recurso. A distinção entre crude oil, shale oil, oil shale, tight oil, areias betuminosas e óleos extrapesados mostrou que cada tipo implica níveis distintos de custo, risco, intensidade ambiental e exigência tecnológica. Ainda que as bases estatísticas utilizadas não permitam desagregar integralmente os dados por tipo de óleo, a discussão teórica indica que

recursos não convencionais tendem a ser mais sensíveis a ciclos de preço, choques financeiros e mudanças regulatórias, confirmando parcialmente a hipótese de maior vulnerabilidade desses segmentos a perturbações geopolíticas.

No eixo empírico, a análise das séries de reservas, produção, capacidade de refino e consumo revelou um sistema energético altamente concentrado, mas em transformação. As reservas seguem ancoradas principalmente no Oriente Médio e em polos emergentes como América do Sul e América do Norte, com forte peso de Venezuela, Canadá e Oriente Médio ampliado. A produção, por sua vez, combina a centralidade persistente do Oriente Médio com a ascensão de América do Norte e Eurásia, impulsionadas por recursos não convencionais e por investimentos em campos maduros. O refino desloca-se progressivamente em direção à Ásia e aos países não-OCDE, ao passo que Europa, Eurásia e parte da América do Sul perdem peso relativo. O consumo acompanha a expansão asiática, ainda que os países centrais preservem capacidade de definir padrões técnicos, ambientais e contratuais que regem o comércio global de derivados.

Os estudos de caso de crises e choques – ondas da OPEP, contra-choque dos anos 1980, superciclo chinês, crise financeira global, Primavera Árabe, OPEP+ e colapso venezuelano, COVID-19 e guerra Rússia–Ucrânia – mostraram que os eventos geopolíticos reconfiguram volumes, preços e fluxos, mas tendem a reforçar, mais do que a romper, a hierarquia estrutural do sistema. Em cada episódio, a capacidade de absorver choques e reorientar fluxos depende da posição ocupada na cadeia: produtores com base de refino diversificada e acesso a finanças internacionais reagem de maneira distinta de exportadores concentrados em óleo cru pesado e dependentes de poucos mercados. Ao mesmo tempo, sanções financeiras, restrições tecnológicas, padrões ambientais e a coordenação de cartel (como na OPEP+) demonstraram que a geopolítica do petróleo se exerce crescentemente por instrumentos jurídicos, regulatórios e de governança de mercado.

Do ponto de vista normativo, os resultados sugerem que políticas de segurança energética não podem se limitar à garantia de volumes físicos de petróleo. É necessário considerar a posição estrutural de cada país na cadeia de valor: acesso a tecnologias de upstream, capacidade doméstica de refino e petroquímica, inserção em redes logísticas globais e capacidade de participar da formulação de padrões e regras internacionais. Para países semiperiféricos produtores de petróleo, a diversificação de bases de refino, a redução de vulnerabilidades logísticas e o fortalecimento institucional de órgãos reguladores e empresas nacionais aparecem como dimensões centrais para ampliar sua margem de manobra geopolítica.

Por fim, o trabalho apresenta limitações que abrem espaço para pesquisas futuras. A

utilização de estatísticas agregadas por país e região não permite capturar a heterogeneidade intraestatal nem diferenciar plenamente os impactos por tipo de petróleo ou por projeto específico. A análise concentrou-se em volumes físicos de reservas, produção, refino e consumo, sem avançar em modelagens econométricas de preços ou em estudos de rede sobre a topologia detalhada de oleodutos, terminais e rotas marítimas. Investigações posteriores poderiam integrar bases de dados de empresas, contratos e infraestrutura com séries de preços e instrumentos financeiros, bem como explorar a interseção entre geopolítica do petróleo e transição energética. Ainda assim, ao articular cadeia produtiva, tipologia de recursos e distribuição espacial do poder, o trabalho busca contribuir para uma compreensão mais densa da geopolítica do petróleo no século XXI, em que a disputa por energia se converte, crescentemente, em disputa pela governança das infraestruturas e das cadeias globais de valor.

REFERÊNCIAS

- AHRAM, A. I. When rebels govern oil. *The Extractive Industries and Society*, v. 12, p. 101169, out. 2022.
- AL-FATTAH, Saud M. The Role of National and International Oil Companies in the Petroleum Industry. Dhahran, Saudi Arabia, 2013. Disponível em: <https://ssrn.com/abstract=2299878>.
- ALSHMLH, N. Traditional perforations and upcoming laser perforation technology in oil and gas wells. Politecnico di Torino.
- ÁLVAREZ, I.; EGUÍA, B.; VALERO, V.; ZABALETA, N. The oil and gas value chain: a focus on oil refining. *Cuadernos Orkestra*, n. 46, p. 21–37, 2017.
- AMIN, Samir. Geopolitics of Contemporary Imperialism. In: *New Worldwide Hegemony: Alternatives for Change and Social Movements*. Buenos Aires: CLACSO, 2004. p. 71–86.
- ARAY, Henry; VERA, David. A Tale of Oil Production Collapse. Preprint, 2022. Disponível em: <https://ssrn.com/abstract=4378139>.
- ARRIGHI, Giovanni; SILVER, Beverly J. *Chaos and Governance in the Modern World System*. Minneapolis: University of Minnesota Press, 1999.
- BABATUNDE, Abosede. Oil exploitation and conflict in Nigeria's Niger Delta – a study of Ilaje, Ondo State, Nigeria. *Journal of Sustainable Development in Africa*, Clarion, v. 11, n. 4, p. 134–159, 2009.
- BABONES, Salvatore. What is world-systems analysis? Distinguishing theory from perspective. *Thesis Eleven*, v. 127, n. 1, p. 3–20, 2015.
- BAFFES, J.; NAGLE, P.; STREIFEL, S. International Commodity Agreements and Cartels: Lessons and Policy Implications. *The World Bank Research Observer*, 13 jun. 2024.
- BARLTROP, Richard. Oil and Gas in a New Libyan Era: Conflict and Continuity. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, Feb. 2019. DOI: <https://doi.org/10.26889/9781784671303>.
- BENTLEY, R. W. Global oil & gas depletion: an overview. *Energy Policy*, v. 30, n. 3, p. 189–205, fev. 2002.
- BLACK, Clarissa. A política das cadeias globais de valor. *Economia e Sociedade*, Campinas, v. 33, n. 1, p. 101–122, jan./abr. 2024. DOI: <https://doi.org/10.1590/1982-3533.2024v33n1art06>.
- CALDARA, D.; IACOVIELLO, M. Measuring Geopolitical Risk. *International Finance Discussion Paper*, v. 2018, n. 1222, p. 1–66, fev. 2018.
- CHAUDHURI, Uttam Ray. *Fundamentals of Petroleum and Petrochemical Engineering*. Boca Raton: CRC Press, 2016.
- CLERICI, A.; ALIMONTI, G. Oil shale, shale oil, shale gas and non-conventional hydrocarbons. *EPJ Web of Conferences*, v. 98, p. 1–10, 2015.

COBURN, Timothy C. Oil and gas infrastructure: a technical overview. In: HANCOCK, Kathleen J.; ALLISON, Juliann Emmons (org.). *The Oxford Handbook of Energy Politics*. Oxford: Oxford University Press, 2021. p. 98–124.

COLGAN, Jeff D.; STOCKBRUEGGER, Jan. Energy and international conflict. In: HANCOCK, Kathleen J.; ALLISON, Juliann Emmons (org.). *The Oxford Handbook of Energy Politics*. Oxford: Oxford University Press, 2021. p. 319–341.

CRAIG, J.; QUAGIAROLI, F. The oil & gas upstream cycle: exploration activity. *EPJ Web of Conferences*, v. 246, p. 00008, 2020.

DANNREUTHER, R. Oil, materiality and International Relations. *International Relations*, 13 fev. 2024.

DARBOUCHE, Hakim; FATTOUH, Bassam. The Implications of the Arab Uprisings for Oil and Gas Markets. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, Sept. 2011. (MEP 2). ISBN 978-1-907555-33-6.

DEVOLD, H. *Oil and Gas Production Handbook: An introduction to oil and gas production, transport, refining and petrochemical industry*. Milton Keynes: Lightning Source, 2013.

DITTMER, Jason. Geopolitics. Working Paper 91. University College London, 2009. Disponível em: <https://discovery.ucl.ac.uk/id/eprint/17300/>.

EL-GAMAL, Mahmoud; MYERS JAFFER, Amy. The coupled cycles of geopolitics and oil prices. Houston: Baker Institute for Public Policy, 2018. Disponível em: <https://www.bakerinstitute.org/research/coupled-cycles-geopolitics-and-oil-prices/>.

EL-OJEILI, C.; HAYDEN, P. The Clash of Interpretations. In: COPE, Z.; NESS, I. (eds.). *The Oxford Handbook of Economic Imperialism*. Oxford: Oxford University Press, 2022. p. 115–132.

ENERGY INSTITUTE, *Statistical Review of World Energy*, 2025

FAGAN, A. *An Introduction to the Petroleum Industry*. Newfoundland: Department of Mines and Energy, 1991.

GEREFFI, Gary; HUMPHREY, John; STURGEON, Timothy. The governance of global value chains. *Review of International Political Economy*, v. 12, n. 1, p. 78–104, fev. 2005. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/09692290500049805>.

GUO, Yue; YANG, Yu; BRADSHAW, Michael; WANG, Chang; BLONDEEL, Mathieu. Globalization and decarbonization: changing strategies of global oil and gas companies. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Climate Change*, v. 14, n. 6, e849, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1002/wcc.849>.

HERMAN, Lior. Energy as an instrument in global politics. In: HANCOCK, Kathleen J.; ALLISON, Juliann Emmons (org.). *The Oxford Handbook of Energy Politics*. Oxford: Oxford University Press, 2021. p. 291–318.

IEA. The Implications of Oil and Gas Field Decline Rates. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/the-implications-of-oil-and-gas-field-decline-rates>.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. World Energy Outlook 2023. Paris: OECD Publishing, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1787/827374a6-en>.

KIM, I. Swinging shale: shale oil, the global oil market, and the geopolitics of oil. *International Studies Quarterly*, 2020.

KOLLIAS, Christos; KYRTSOU, Catherine; PAPADAMOU, Stephanos. The Effects of Terrorism and War on the Oil Prices–Stock Indices Relationship. *Economics of Security Working Paper 57*. Berlin: Economics of Security, 2011.

KRANE, J.; MEDLOCK, K. B. Geopolitical dimensions of US oil security. *Energy Policy*, v. 114, p. 558–565, 2018.

LINDHOLT, L. The tug-of-war between resource depletion and technological change in the global oil industry 1981–2009. *Energy*, v. 93, 2015.

LISITSA, S.; LEVINA, A.; LEPEKHIN, A. Supply-chain management in the oil industry. *E3S Web of Conferences*, v. 110, p. 02061, 2019.

LOONEY, Robert E. The Gulf War and the Price of Oil: Prospects for the Medium Term. *Journal of Social, Political and Economic Studies*, v. 17, n. 3–4, Fall/Winter 1992. Disponível em: <https://hdl.handle.net/10945/40579>.

MATHPRO INC. An Introduction to Petroleum Refining and the Production of Ultra Low Sulfur Gasoline and Diesel Fuel. Washington: International Council on Clean Transportation (ICCT), 2011.

MAHDAVI SABET, Zahra; ABDOLVAND, Mohammad Ali; HEIDARZADEH, Kambiz; KHOUNSIYAVASH, Mohsen. Sanctions and Iran's Oil Industry. *Iranian Review of Foreign Affairs*, v. 11, n. 2, p. 439–466, 2020.

MILLER, Richard G.; SORRELL, Steve. The future of oil supply. *Philosophical Transactions of the Royal Society A*, v. 372, n. 2006, 2014. DOI: 10.1098/rsta.2013.0179.

MITCHELL, Timothy. *Carbon Democracy: Political Power in the Age of Oil*. London: Verso, 2011.

MORTON, Adam David. Mainstreaming Marxism: on the anarchic structure of world economy. *International Affairs*, v. 99, n. 3, p. 1253–1272, 2023.

MYERS JAFFER, A. Geopolitics and the Oil Price Cycle – An Introduction. *Economics of Energy & Environmental Policy*, v. 9, n. 2, 1 abr. 2020.

MYERS JAFFER, Amy. The geopolitics of energy. *Foreign Affairs*, New York, v. 99, n. 3, 2020. Disponível em: <https://www.foreignaffairs.com/articles/2020-05-01/geopolitics-energy>.

NAJMABADI, Farrokh. The Impact of the Iran–Iraq Conflict on the Short-Term Market Prospects for Petroleum. Division Working Paper No. 1981-4. Washington, DC: World Bank, June 1981.

SHARMA, Shubham. Kenneth Waltz’s Epistemology and Ontology of International Politics. *Social Scientist*, v. 50, n. 1/2, p. 53–70, 2022.

SHIELDS, David. Mexico's Deteriorating Oil Outlook: Implications and Energy Options for the Future. Berkeley: Center for Latin American Studies, University of California, Mar. 2008. (Policy Paper No. 8). Disponível em: <https://escholarship.org/uc/item/2ms3b9m5>.

SMIL, Vaclav. *Energy and Civilization: A History*. Cambridge, MA: MIT Press, 2017.

STERN, David I. The Role of Energy in Economic Growth. CCEP Working Paper 3.10. Canberra: Centre for Climate Economics & Policy, Crawford School of Economics and Government, The Australian National University, 2010.

SUBRA, Philippe. Geopolitics: a unique or multidimensional concept? *L’Espace Politique*, n. 32, 2017. Disponível em: <https://journals.openedition.org/espacepolitique/4254>.

TUTUNCU, Alper N. Fossil fuels: a technical overview. In: HANCOCK, Kathleen J.; ALLISON, Juliann Emmons (org.). *The Oxford Handbook of Energy Politics*. Oxford: Oxford University Press, 2021. p. 21–41.

WALLERSTEIN, Immanuel. *Historical Capitalism: With Capitalist Civilization*. London: Verso, 2011.

WU, X. F.; CHEN, G. Q. Global overview of crude oil use: from source to sink through inter-regional trade. *Energy Policy*, v. 128, p. 476–486, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.01.022>.

YUAN, H.; ZHAO, L.; UMAIR, M. Crude oil security in a turbulent world: China’s geopolitical dilemmas and opportunities. *The Extractive Industries and Society*, v. 16, 2023.

ZHANG, Liping; SCHIMANSKI, Silvana. Cadeias globais de valor e os países em desenvolvimento. *Boletim de Economia e Política Internacional*, n. 18, 2014.

ZHENG, Yongnian; TOK, Sow Keat. Conceptual and theoretical debates in modern geopolitics and their implications for Chinese geopolitics. Asia Dialogue Project Working Paper, n. 18ADP, 2018. National University of Singapore. Disponível em: <https://ari.nus.edu.sg/publications/2018adp-conceptual-and-theoretical-debates/>.

ZOU, C. et al. Conventional and unconventional petroleum “orderly accumulation”: concept and practical significance. *Petroleum Exploration and Development*, v. 41, n. 1, p. 14–30, 2014.