

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.23>

УДК 622.276

Основные нефтедобывающие страны Северной и Южной Америки: факторы успехов и причины провалов

Н.Н. Пусенкова^{1,2*}, А.В. Соколов³

*Национальный исследовательский институт мировой экономики и международных отношений им. Е.М. Примакова РАН, Москва, Россия
 Исследовательский центр ЭНЕРПО Европейского университета в Санкт-Петербурге, Санкт-Петербург, Россия
 ООО «ПЕТРОГЕКО», Нижневартовск, Россия*

В статье исследуются основные факторы успехов и причины провалов нефтяных секторов в странах Северной и Южной Америки – Аргентине, Бразилии, Венесуэле, Гайане, Канаде, Колумбии и Мексике. Дается краткая характеристика ресурсного потенциала и динамики нефтедобычи этих государств. Рассматриваются такие параметры развития их нефтяной промышленности, как применение достижений научно-технического прогресса, структура сектора, наличие эффективных институтов, государственная энергетическая политика, в том числе налоговая система, осуществление энергетических реформ, направленных на стимулирование конкуренции, частичную приватизацию национальных нефтяных компаний, привлечение иностранных нефтяных корпораций, обеспечение стабильности регулирования, проведение разумной локализации. Делается вывод о том, что устойчивое развитие сектора и рост нефтедобычи в соответствии со стратегическими целями правительства зависят не только от ресурсного потенциала, но и от энергетической политики, продуманных и своевременных реформ, прочных институтов и благоприятного инвестиционного климата.

Ключевые слова: нефтяная промышленность, нефтедобыча, неконвенциональные запасы, Аргентина, Бразилия, Венесуэла, Гайана, Канада, Колумбия, Мексика, национальные нефтяные компании, научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, энергетические реформы, налоговая система, инвестиционный климат, локализация, частичная приватизация, конкуренция, средние и малые нефтяные компании, майджоры

Для цитирования: Пусенкова Н.Н., Соколов А.В. (2025). Основные нефтедобывающие страны Северной и Южной Америки: факторы успехов и причины провалов. *Георесурсы*, 27(4), с. 24–44.
<https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.23>

Введение

Мировой нефтяной сектор в настоящее время стремительно меняет точки роста. Развиваются новые крупные центры нефтедобычи, усиливаются (или ослабевают) существующие, смещается баланс сил между членами ОПЕК и странами, не входящими в этот картель. По прогнозам экспертов Goldman Sachs, Латинская Америка до 2030 года станет главным драйвером роста добычи на новых месторождениях¹. В Северной Америке – в США и в Канаде – ожидается стабильное наращивание производства углеводородов.

Настоящее исследование посвящено анализу динамики добычи нефти в ведущих нефтедобывающих странах

Северной и Южной Америки с 1970-х годов по настоящее время (рис. 1) и выявлению влияющих на нее объективных (ресурсный потенциал) и субъективных (инвестиционный климат, нефтяные реформы и т.п.) параметров. Изучается история институционального развития, нефтяных реформ и регулятивных режимов.

Целью работы явилось выявление факторов успехов и причин провалов нефтяных секторов этих стран.

Краткая характеристика ресурсного потенциала стран Северной и Южной Америки

Основные нефтедобывающие страны Северной и Южной Америки, анализируемые в статье², представляют собой разнообразный набор игроков. Среди них есть такие старожилы нефтяного бизнеса, как Аргентина, Венесуэла, Канада, Колумбия и Мексика, где добыча нефти ведется с конца 19 – начала 20 века. Есть страны, такие как Бразилия, где нефтегазовый сектор возник сравнительно недавно, во второй половине 20 века. И есть новичок – Гайана, где нефтедобыча стартовала в 2019 году и с тех пор стремительно растет.

¹ Latin America to add 2 mbpd of oil output by 2030, Quantum Commodity Intelligence, 10.11.2025, <https://www.qcintel.com/article/latin-america-to-add-2-mbpd-of-oil-output-by-2030-goldman-50455.html>

*Ответственный автор: Нина Николаевна Пусенкова
 e-mail: poussenkova@imemo.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

² США подробно рассматривались в первой публикации данного цикла (Иванов и др., 2024).

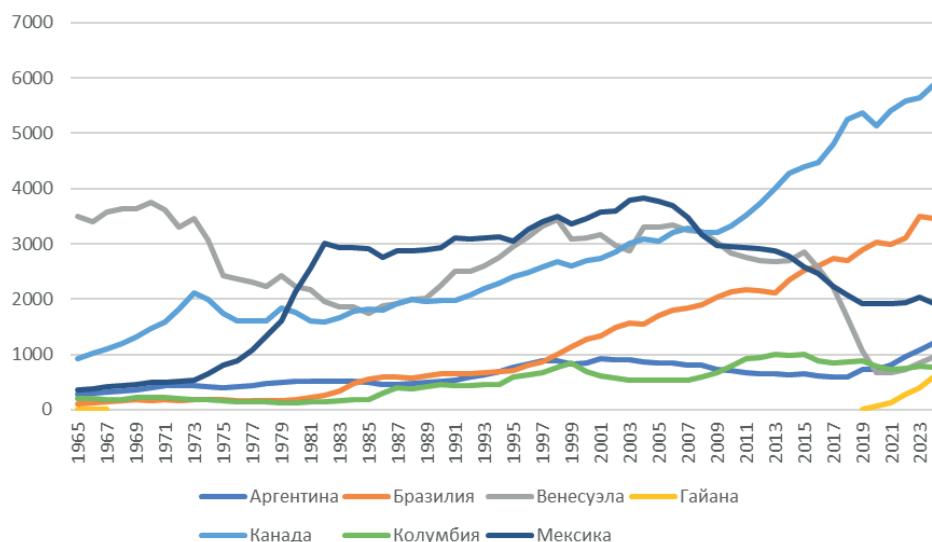


Рис. 1. Добыча нефти в Аргентине, Бразилии, Венесуэле, Гайане, Канаде, Колумбии, Мексике, 1965–2024 гг., тыс.бар./с. Источник: 2025 Statistical Review of World Energy, Energy Institute, <https://www.energyinst.org/statistical-review>

Венесуэла обладает самыми крупными в мире доказанными запасами нефти, и кратность запасов превышает 500 лет (табл. 1), при этом ее добыча в последние десятилетия существенно упала. У Бразилии кратность запасов – 10 лет (табл. 1), но нефтедобыча стабильно растет, и ожидается, что к 2030 году страна выйдет на пятое место в мире по этому показателю.

Национальные нефтяные компании (ННК), полностью или частично принадлежащие государству, доминируют в нефтяном секторе Аргентины, Бразилии, Венесуэлы, Колумбии и Мексики; в Канаде работают частные канадские и международные корпорации; Гайане еще предстоит разработать энергетическую политику и создать свою нефтяную компанию. В ряде стран преобладают трудноизвлекаемые запасы (сланцевые формации в Аргентине, глубоководные месторождения в Бразилии, сверхтяжелая нефть в Венесуэле, нефтеносные пески в Канаде), тогда как в Колумбии или Мексике запасы диверсифицированы и в основном представлены конвенциональными углеводородами.

Но при всех различиях нефтяных секторов данных стран, сравнительный анализ позволяет выявить основные факторы успехов (или причины провалов), которые

характерны и для многих других нефтедобывающих государств. Успех нефтяной промышленности в рамках настоящего исследования определяется ее способностью обеспечить рост нефтедобычи, соответствующий стратегическим ориентирам правительства.

Аргентина

Доказанные запасы нефти Аргентины (чья национальная компания YPF была создана в 1922 году) в 2023 году составляли 3.0 млрд бар. (48% конвенциональных, 52% – неконвенциональных запасов). Львиная доля (82%) конвенциональных запасов расположены в бассейне Golfo San Jorge, где нефть была обнаружена еще в 1907 году. Неконвенциональные запасы сосредоточены в бассейне Neuquén, где находится формация Vaca Muerta, которая распространяется еще и на провинции Mendoza и Rio Negro (рис. 2). Vaca Muerta была открыта в 1927 году, но ее реальный потенциал был подтвержден лишь в 2011 году компанией Repsol-YPF (как она тогда называлась)³. Vaca Muerta считается третьей в мире по размеру геологической

³ EIA. Argentina. October 17, 2024, <https://www.eia.gov/international/analysis/country/ARG>

Страна	Добыча нефти, 2024 г., тыс. бар/с	Доказанные запасы нефти, конец 2020 г., млрд бар	Кратность запасов, лет	Доля в мировых запасах, %
Аргентина	1214	2.5	11.3	0.1
Бразилия	3466	11.9	10.8	0.7
Венесуэла:	960	303.8	Более 500	17.5
В т.ч. сверхтяжелая нефть	-	261.8	-	15.1
Гайана	616	-	-	-
Канада:	5888	168.1	89.4	9.7
В т.ч. нефтяные пески	-	161.4	-	9.3
Колумбия	773	2.0	7.1	0.1
Мексика	1911	6.1	8.7	0.4

Табл. 1. Доказанные запасы и добыча нефти в Аргентине, Бразилии, Венесуэле, Гайане, Канаде, Колумбии и Мексике. Источник: 2025 Statistical Review of World Energy, Energy Institute, <https://www.energyinst.org/statistical-review>

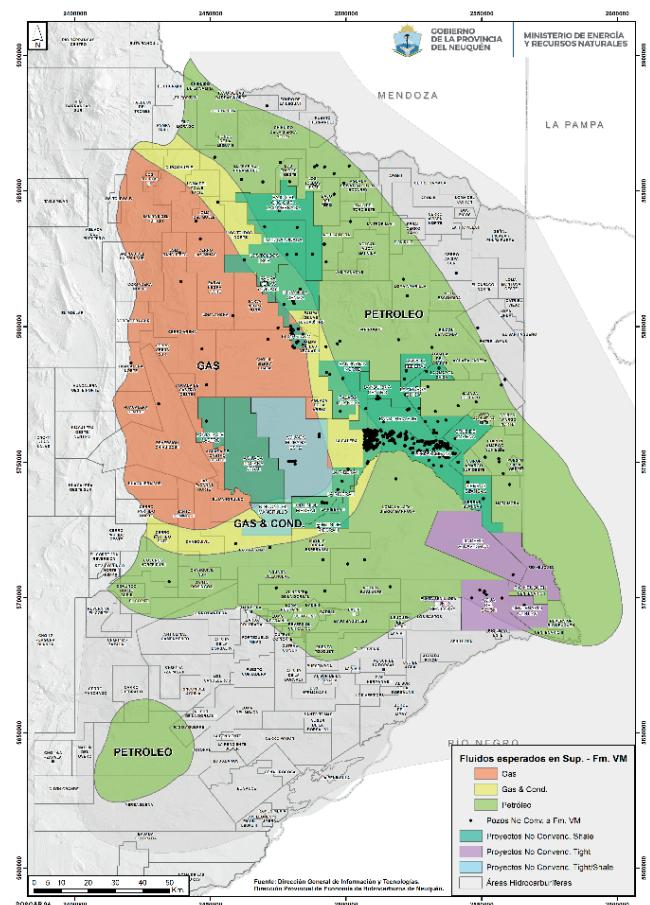


Рис. 2. Карта-схема нефтяной промышленности Аргентины. Источник: EPCM Holdings, <https://epcmholdings.com/an-overview-of-the-oil-gas-industry-in-argentina/>

формацией такого типа. С 2014 по 2024 год добыча на Vaca Muerta выросла с 45 тыс.бар./с до 453 тыс.бар./с. (рис. 3), и по оценкам Rystad Energy может достичь 1 млн бар./с к 2030 году⁴. Эксперты полагают, что самым серьезным вызовом для Vaca Muerta, чтобы выйти на прогнозную

⁴ Argentina's Vaca Muerta Shale Set to Hit 1 Million Bpd by 2030, Oil Price, 30.11.2024, <https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/Argentinas-Vaca-Muerta-Shale-is-on-Track-to-Hit-1-million-bpd-Production-Milestone.html>

добычу, станет доступ к рынкам нефти и СПГ (сжиженного природного газа) и привлечение инвестиций⁵. Хотя запасы Vaca Muerta считаются неконвенциональными, глава YPF Горацио Марин заявил весной 2025 года, что цена безубыточности для разработки Vaca Muerta составляет 45 долл./бар., т.е. относительно невысока⁶.

Инвестиции в Vaca Muerta достигнут 15 млрд долл. в 2025 году и 16.5 млрд долл. в 2026, причем значительная их доля будет направлена на развитие транспортной инфраструктуры, в первую очередь, 600-км нефтепровода Vaca Muerta Oil Sur стоимостью в 3 млрд долл. и мощностью 500 тыс.бар./с, который пойдет от Vaca Muerta к экспортному терминалу, строящемуся в заливе San Matías⁷.

Доказанные запасы природного газа в 2023 году равнялись 17.2 трлн куб.ф, причем 71% составляли неконвенциональные запасы и 29% – конвенциональные. Примерно 51% конвенциональных запасов находятся в бассейне Austral, а в бассейне Neuquén – 98% доказанных запасов неконвенционального газа. В Аргентине имеется 166 газовых месторождений: четыре на шельфе, остальные на суше. В 2023 году примерно 63% газодобычи обеспечивались конвенциональными запасами, а 37% – неконвенциональными, которые были основным драйвером роста газодобычи в период 2015–2023 гг⁸.

Бразилия

Сегодня Бразилия – крупнейший производитель жидких углеводородов в Южной Америке и девятый в мире. В 2006 году Petrobras, бразильская ННК, созданная в 1953 году, открыла огромные запасы углеводородов

⁵ <https://www.enverus.com/vaca-muerta-oil-production-data-analysis-forecast/>

⁶ Argentina's Vaca Muerta shale formation still profitable with lower oil prices, YPF CEO says, Reuters, 08.04.2025, https://www.tradingview.com/news/reuters.com/2025/newsml_L2N3QM0QY:0-argentina-s-vaca-muerta-shale-formation-still-profitable-with-lower-oil-prices-ypf-ceo-says/

⁷ Argentina's Vaca Muerta Fuels Oil Production Surge, Oil Price, 12.03.2025, <https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/Argentinas-Vaca-Muerta-Fuels-Oil-Production-Surge.html>

⁸ Argentina's Vaca Muerta Fuels Oil Production Surge, Oil Price, 12.03.2025, <https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/Argentinas-Vaca-Muerta-Fuels-Oil-Production-Surge.html>

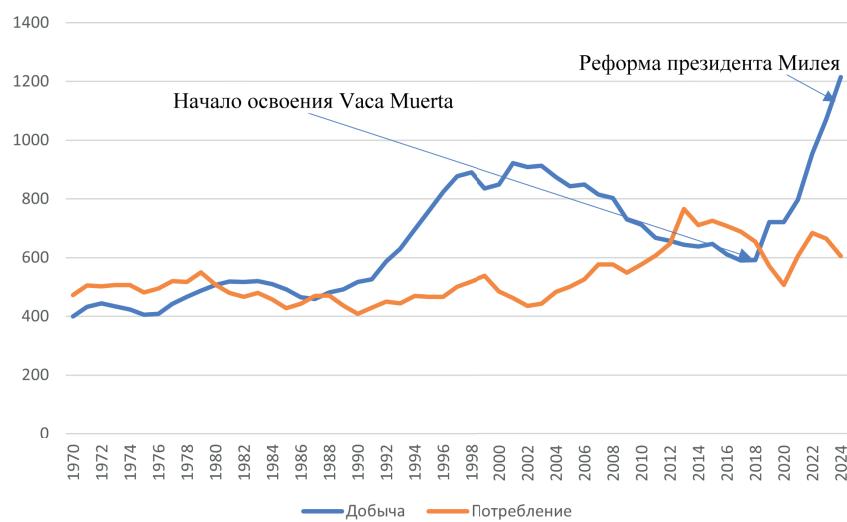


Рис. 3. Добыча и потребление нефти в Аргентине, 1970–2024, тыс.бар./с. Источник: 2025 Statistical Review of World Energy, Energy Institute, <https://www.energyinst.org/statistical-review>

на подсолевом горизонте (рис. 4). Открытие оказалось настолько масштабным, что и до настоящего момента запасы подсолевого горизонта до конца не выяснены, и оценки колеблются от 50 до 100 млрд бар. малосернистой нефти плотностью 26–30° API (American Petroleum Institute). Месторождение занимает океаническую территорию в 112,000 кв.км, охватывая бассейны Espírito Santo, Campos и Santos при глубине моря 1900–2400 м. Толщина продуктивного горизонта также точно пока не установлена, но по оценкам превышает 2 тыс. м.

Эксперты ожидают, что бразильские запасы нефти будут и дальше расти по мере того, как продолжается активное разведочное и эксплуатационное бурение. Нефтедобыча в Бразилии стабильно увеличивается благодаря освоению подсолевых месторождений (рис. 5); в 2018 году добыча на подсолевом горизонте впервые превысила показатели из других запасов. В 2020 году подсолевые отложения обеспечивали уже 70% бразильской нефтедобычи.

В Бразилии в начале 2023 года числилось 13.4 трлн куб.ф доказанных запасов газа, которые на 76% представлены попутным газом, добываемым на подсолевом горизонте. 24% доказанных запасов газа расположены на суше, в основном в бассейнах Solimões и Paranaíba. Значительная доля добываемого в Бразилии газа закачивается в пласты для повышения нефтеотдачи⁹.

⁹ EIA, Brazil. Last Updated: December 4, 2023. <https://www.eia.gov/international/analysis/country/BRA>

Венесуэла

Венесуэла, где нефтедобыча началась в 1910 году, а национальная нефтяная компания PDVSA была создана в 1976 году в результате национализации отрасли, занимает первое место в мире по доказанным запасам нефти, хотя ее доля мировой добычи в 2023 году составляла всего 0.8%.

Почти 77% запасов жидких углеводородов Венесуэлы приходится на тяжелую и сверхтяжелую нефть бассейна реки Ориноко (рис. 6). Сверхтяжелая нефть имеет плотность в 5–15° по шкале API и содержание серы в 4–6%. Ее смешивают с легкой нефтью или конденсатом, чтобы уменьшить вязкость; затем она поступает на агрегатор, на котором производится т.н. синтетическая нефть (этот процесс отличается высокой технологической сложностью и требует компетенций, которыми обладают международные майджоры)¹⁰.

Производство нефти в стране долго падало, и лишь в 2021 году возобновился некоторый рост (рис. 7). Цена безубыточности действующих добывачных проектов в Венесуэле находится в диапазоне от 42 до 56 долл./бар. в зависимости от типа месторождения¹¹.

¹⁰ Venezuela's oil reserves doomed to become the world's largest stranded asset, Stabroek News August 20, 2021, <https://www.stabroeknews.com/2021/08/20/business/venezuelas-oil-reserves-doomed-to-become-the-worlds-largest-stranded-asset/>

¹¹ The Single Biggest Threat To Venezuela's Future, Oil Price, 29.11.2020, <https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/The-Single-Biggest-Threat-To-Venezuelas-Future.html>

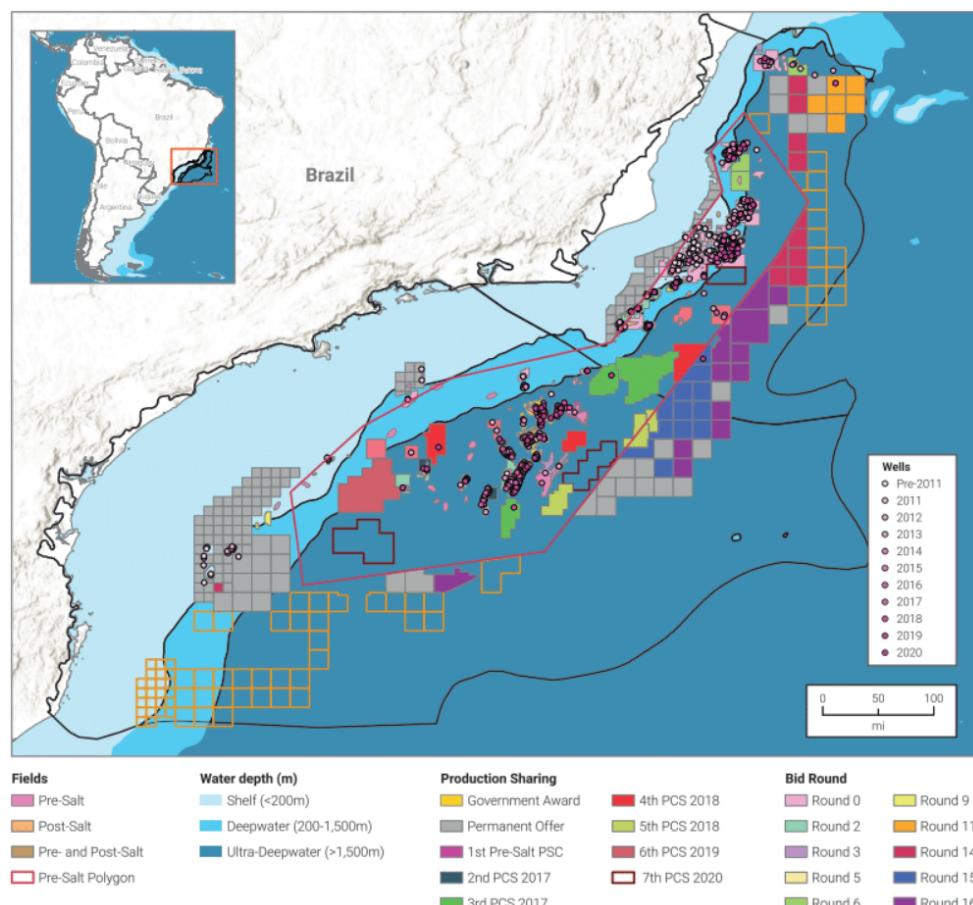


Рис. 4. Карта-схема нефтяной промышленности Бразилии. Источник: ECMC Holdings, <https://epcmholdings.com/an-overview-of-the-oil-gas-industry-in-brazil/>

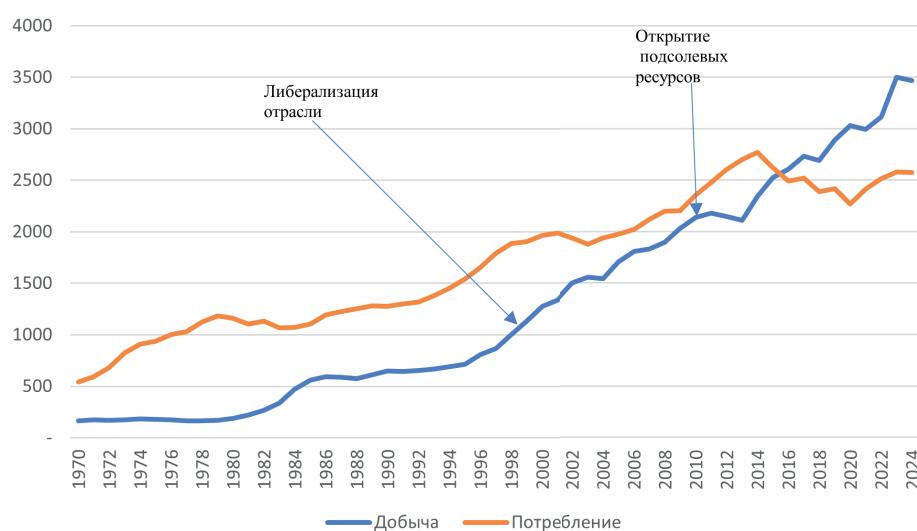


Рис. 5. Добыча и потребление нефти в Бразилии, 1970–2024 гг., тыс.бар./с. Источник: 2025 Statistical Review of World Energy, Energy Institute, <https://www.energyinst.org/statistical-review>

Доказанные запасы газа Венесуэлы составляли 195 трлн куб.ф. в 2023 году, причем 80% добываемого газа – попутный газ.

Примерно 30% газа закачивается в нефтяные пласты для повышения нефтеотдачи.

Поскольку в стране недостаточно развита инфраструктура по транспортировке, переработке и закачке газа, значительная его доля сжигается в факелях (в 2022 году сжигалось больше газа, чем использовалось)¹².

¹²EIA, Venezuela. Last Updated: February 8, 2024, <https://www.eia.gov/international/analysis/country/VEN>

Гайана

Нефтедобыча в Гайане началась в 2019 году; она быстро растет – с 15 тыс.бар./с до 616 тыс.бар./с в 2024 году. В 2024 году в стране числилось 11 млрд бар. доказанных запасов нефти. Сейчас в Гайане реализуются три проекта, которые могут обеспечить добычу в 1.3 млн бар./с к 2027 году. ExxonMobil начал масштабную программу разведочных работ на шельфе в 2008 году, и с тех пор возглавляемый им международный консорциум открыл более 30 нефтеносных залежей на морском блоке Stabroek Block. Сейчас цена безубыточности в нефтяном секторе Гайаны составляет 25–35 долл./бар., что делает проекты на данном

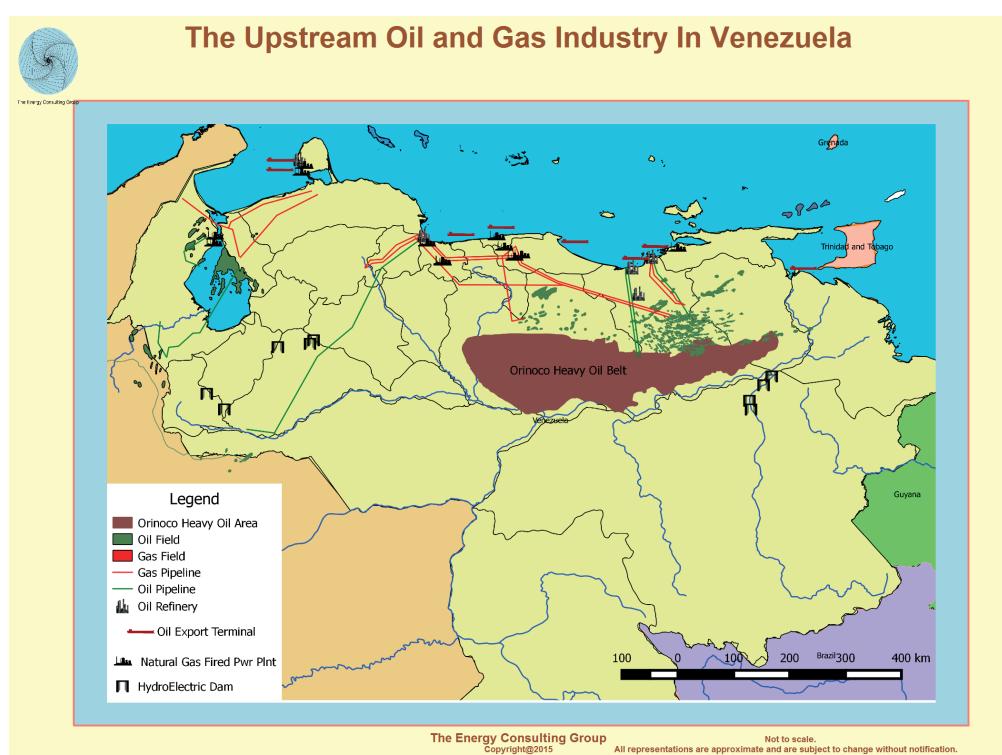


Рис. 6. Карта-схема нефтяной промышленности Венесуэлы. Источник: Energy Consulting Group, https://energy-cg.com/OPEC/Venezuela/Venezuela_OilGas_Industry.html

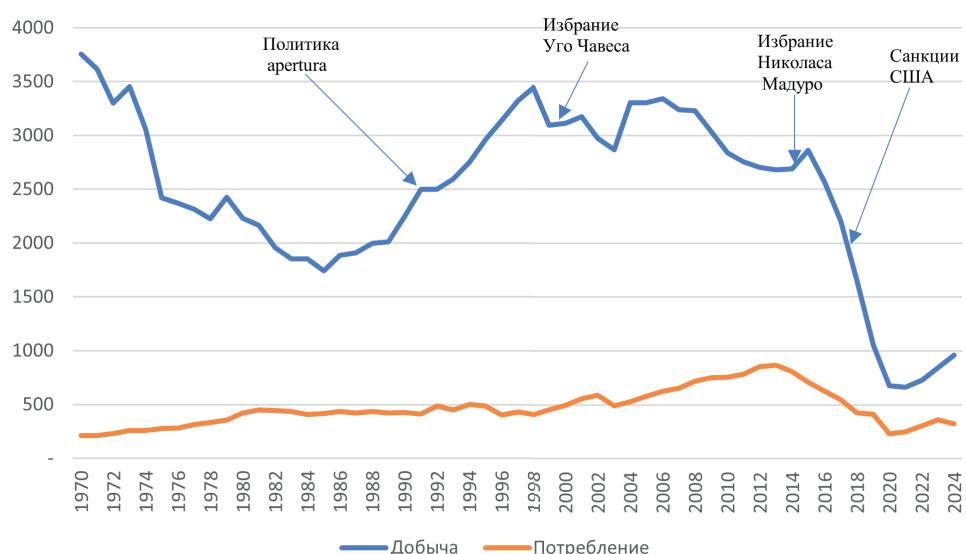


Рис. 7. Добыча и потребление нефти в Венесуэле, 1970-2024 гг., тыс.бар./с. Источник: 2025 Statistical Review of World Energy, Energy Institute, <https://www.energininst.org/statistical-review>

блоке одними из самых выгодных в мире. Помимо этого, разведочные работы ведутся на морских блоках Orinduik и Kanuku (рис. 8). В стране сейчас добывается нефть трех сортов: Liza (API 32° и содержание серы 0.58%), Unity Gold (35.3° и 0.39%) и Payara Gold (28° и 0.58%). Доказанные запасы природного газа Гайаны оценивались в 16 трлн куб.ф в январе 2024 года, но его доля в добыче энергоресурсов страны пока минимальна (на жидкие углеводороды приходится 99.2% добычи энергоресурсов)¹³.

¹³ EIA, Guyana. Last Updated: May 29, 2024, <https://www.eia.gov/international/analysis/country/GUY>

Канада

Первую скважину в Северной Америке пробурили в провинции Онтарио в 1857–58 гг., а первую добывающую скважину в Западной Канаде – в 1902¹⁴. В Канаде в начале 2024 года числилось 168 млрд бар. доказанных запасов нефти, т.е. страна занимала четвертое место в мире после Венесуэлы, Саудовской Аравии и Ирана. 97% запасов представлены нефтеносными песками,

¹⁴ <https://history.alberta.ca/energyheritage/oil/early-industrialization-and-exploration-1776-1920/oil-in-canada-exploitation-and-entrepreneurs/default.aspx>

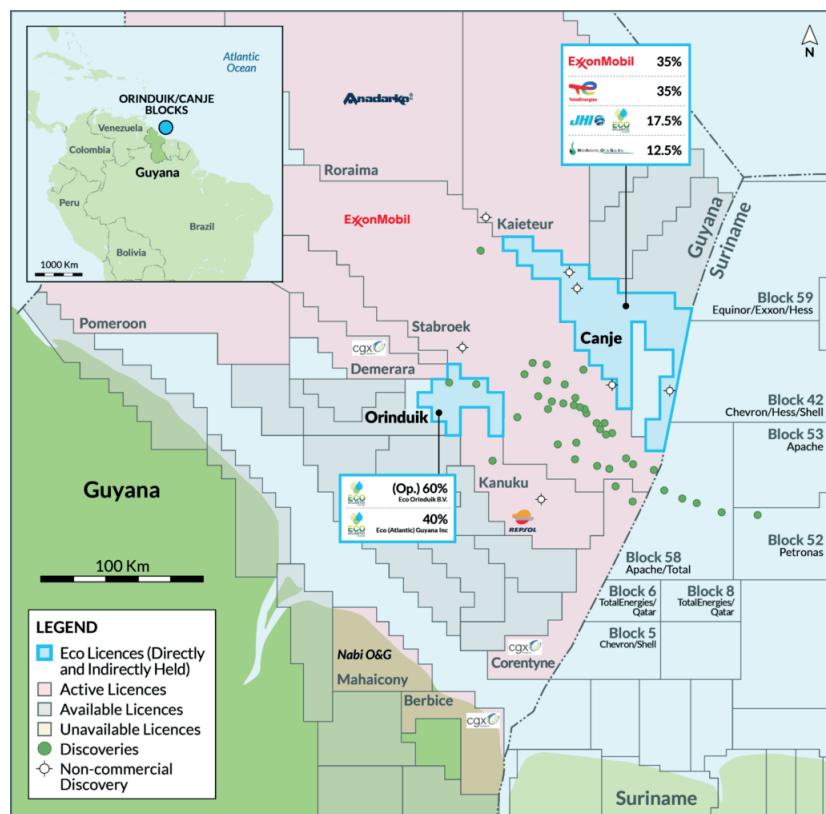


Рис. 8. Карта-схема нефтяной промышленности Гайаны. Источник: Eco Oil and Gas, <https://www.ecoilandgas.com/projects/guyana/>

расположенными в регионах Athabasca, Peace River и Cold Lake провинций Альберта и Саскачеван (рис. 9). В 2024 году Канада занимала четвертое место в мире по производству жидких углеводородов, которое стабильно повышается (рис. 10). В 2022 году добыча из нефтеносных песков обеспечивала 65% общей нефтедобычи, а 35% приходилось на конвенциональную, шельфовую и сланцевую добычу.

Нефть из нефтеносных песков либо поступает на агрегаторы, которые облагораживают ее до легкой синтетической нефти, либо смешивается с легким конденсатом. К началу 2020-х годов в Канаде было четыре агрегатора в Альберте и два в Саскачеване общей мощностью 1.4 млн бар./с синтетической нефти¹⁵.

¹⁵ <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/market-snapshots/2022/market-snapshot-a-tour-of-canadas-oil-sands-upgraders.html>

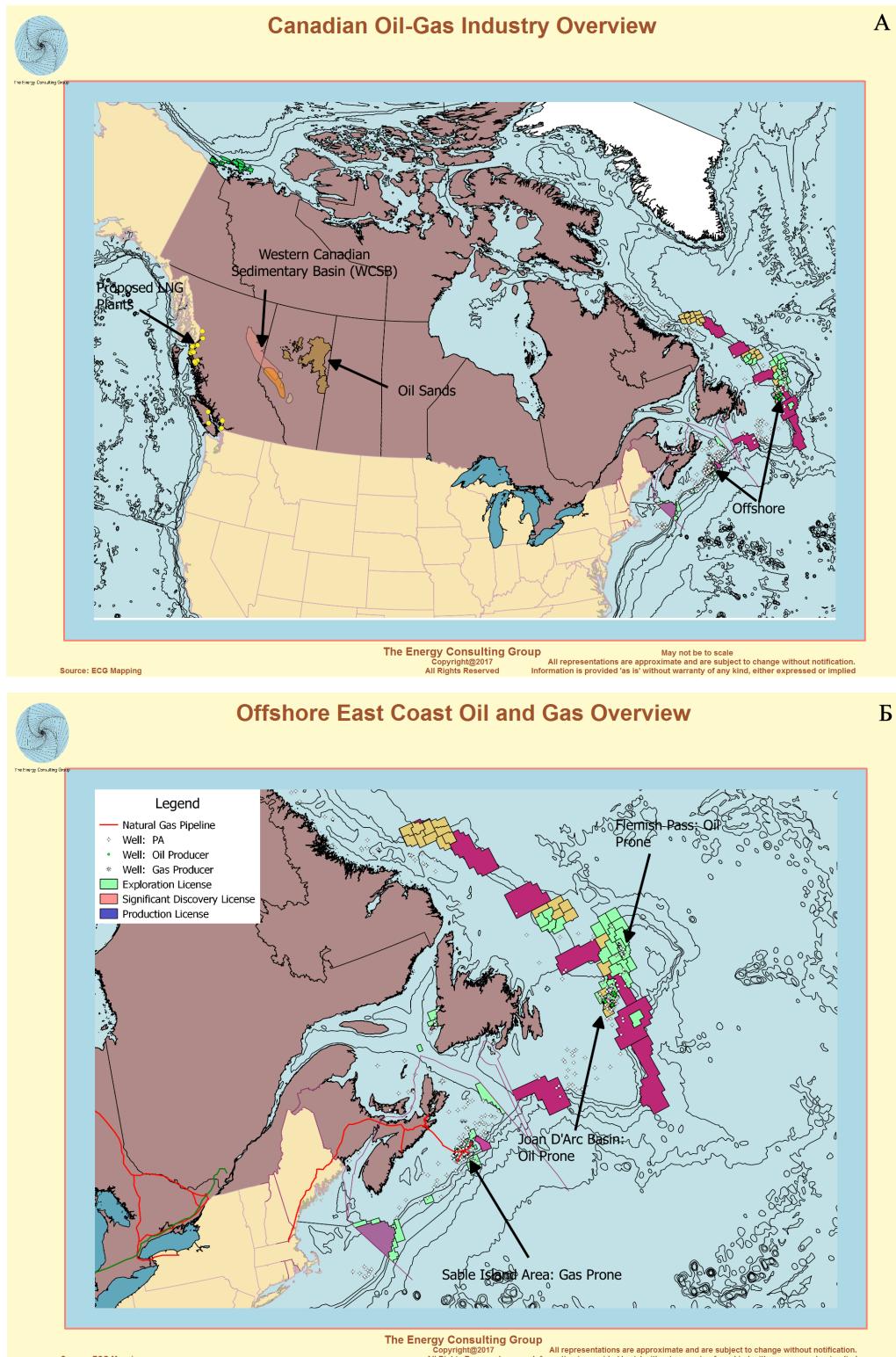


Рис. 9. Карта-схема нефтяной промышленности Канады: А) карта-схема сухопутных месторождений; Б) карта-схема морских месторождений. Источник: Energy Consulting Group, https://energy-cg.com/Canada/Western%20Canadian%20Oil%20and%20Gas_Industry.html

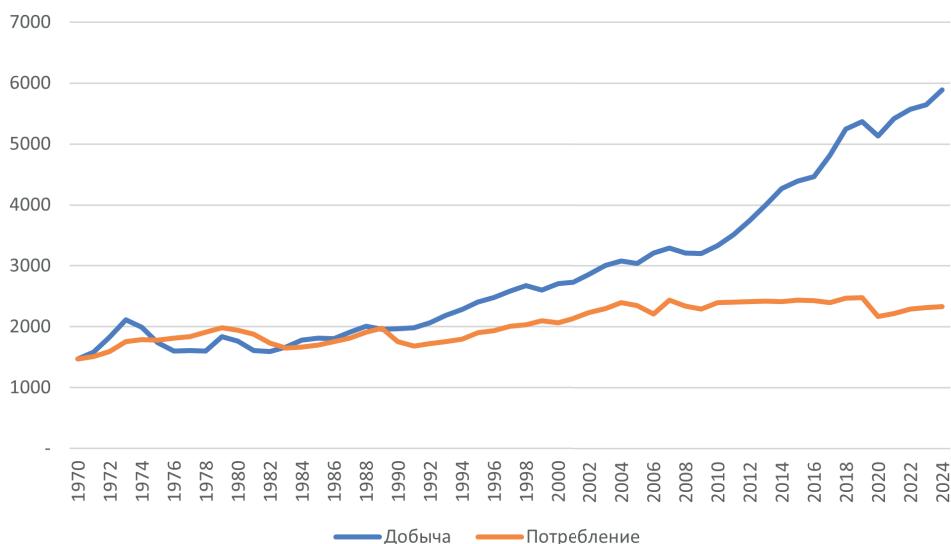


Рис. 10. Добыча и потребление нефти в Канаде, 1970–2024 гг., тыс.бар./с. Источник: 2025 Statistical Review of World Energy, Energy Institute, <https://www.energyinst.org/statistical-review>

Доказанные запасы газа в стране составляли 87 трлн куб.ф в 2024 году, и по его добыче в 2023 году Канада занимала пятое место в мире после США, России, Ирана и Китая, причем 29% приходилось на конвенциональный газ и 71% – на неконвенциональный. Основные объемы газа добываются в Западно-Канадском осадочном бассейне, главным образом в Британской Колумбии и Альберте (98.7%)¹⁶.

Долгое время США были основным направлением канадского экспорта углеводородов. Сейчас Канада стремится уменьшить зависимость нефтяного сектора от рынков США благодаря расширению собственной инфраструктуры. В мае 2024 года она ввела в эксплуатацию Trans Mountain Expansion Project (TMX), стоимостью 25 млрд долл. Кроме того, Канада завершает строительство в Британской Колумбии экспортного терминала СПГ, что позволит экспорттировать его в другие страны¹⁷.

Колумбия

Нефть в Колумбии открыли в 1918 году, а национальная компания Ecopetrol была создана в 1951 году. Добыча нефти ведется на суше, на зрелой ресурсной базе, в основном в бассейне Llanos Orientales (рис. 11), где сосредоточена тяжелая, сернистая нефть (экспортные сорта Castilla Blend и Vasconia). За анализируемый период она демонстрировала как рост, так и падение (рис. 12).

Сейчас в стране нефтедобыча на шельфе не ведется, но в перспективе планируется разведка и разработка морских запасов. В Колумбии имеются крупные сланцевые формации – бассейны Cesar-Rancheria, Middle Magdalena Valley, Llanos и Maracaibo/Catatumbo, которые пока почти не разрабатываются.

¹⁶ EIA, Canada. Last Updated: May 30, 2024 , <https://www.eia.gov/international/analysis/country/CAN>

¹⁷ Canada's Oil and Gas Industry Soars to New Heights, Oil Price, 09.05.2024, <https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/Canadas-Oil-and-Gas-Industry-Soars-to-New-Heights.html>

Доказанные запасы газа в Колумбии оценивались в 3 трлн куб.ф в начале 2022 года. В стране в основном добывается попутный газ, причем 50% его закачивается в нефтяные пласты для повышения нефтеотдачи¹⁸.

Мексика

Промышленная добыча нефти в стране началась в 1901 году. Долгое время государственная монополия Pemex, созданная в 1938 году в результате национализации активов иностранных компаний, просто обеспечивала внутренние потребности страны. Ситуация изменилась в 1976 году благодаря открытию морского месторождения Cantarell с запасами в 40 млрд бар. (на пике оно давало 60% нефтедобычи в стране) (рис. 13). Pemex превратилась в одну из крупнейших глобальных нефтяных компаний, чья нефтедобыча росла до 2004 года (рис. 14), а Мексика – в одного из ведущих экспортёров нефти в мире, хотя в 21 веке она этот статус утратила.

Две трети нефти, добываемой в Мексике, – сорт Maya (22° по шкале API с содержанием серы 3.5–4%). Место Cantarell, как основного месторождения Мексики, в 2009 году заняло морское месторождение Ku-Maloob-Zaap, открытное в 1980 году.

Доказанные запасы газа в Мексике составляли 7.1 трлн куб.ф в 2023 году, в основном сконцентрированных в бассейнах Sureste и Veracruz¹⁹. Мексика – чистый импортер газа, хотя его добыча росла до 2010 года, но потом стала уменьшаться. Мексика занимает шестое место в мире по запасам сланцевого газа. Однако Pemex не достигла успеха в этой сфере, сделав неудачную попытку освоить сланцевые запасы в 2011 году.

¹⁸ EIA, Colombia. Last Updated: March 31, 2022, <https://www.eia.gov/international/analysis/country/COL>

¹⁹ EIA, Mexico. Last Updated: March 31, 2023. <https://www.eia.gov/international/analysis/country/MEX>



Рис. 11. Карта-схема нефтяной промышленности Колумбии. Источник: Geni, https://www.geni.org/globalenergy/library/national_energy_grid/colombia/EnergyOverviewofColombia.shtml

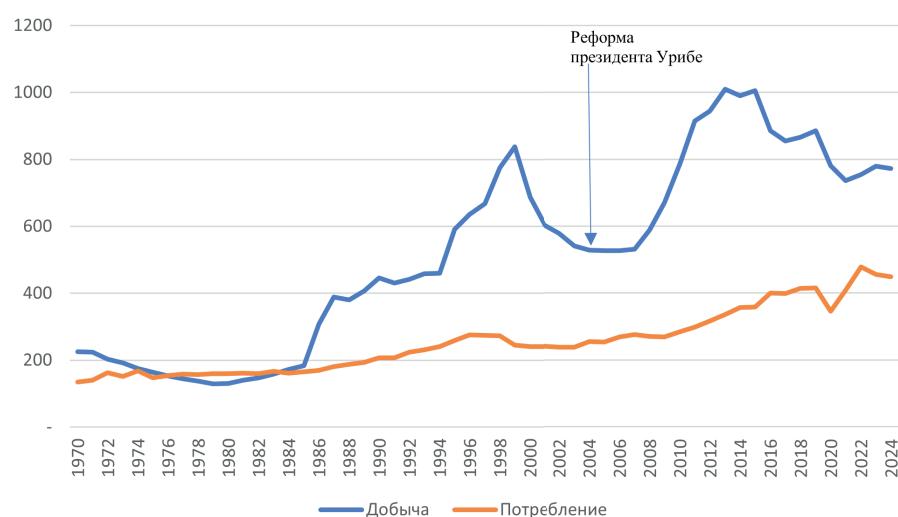
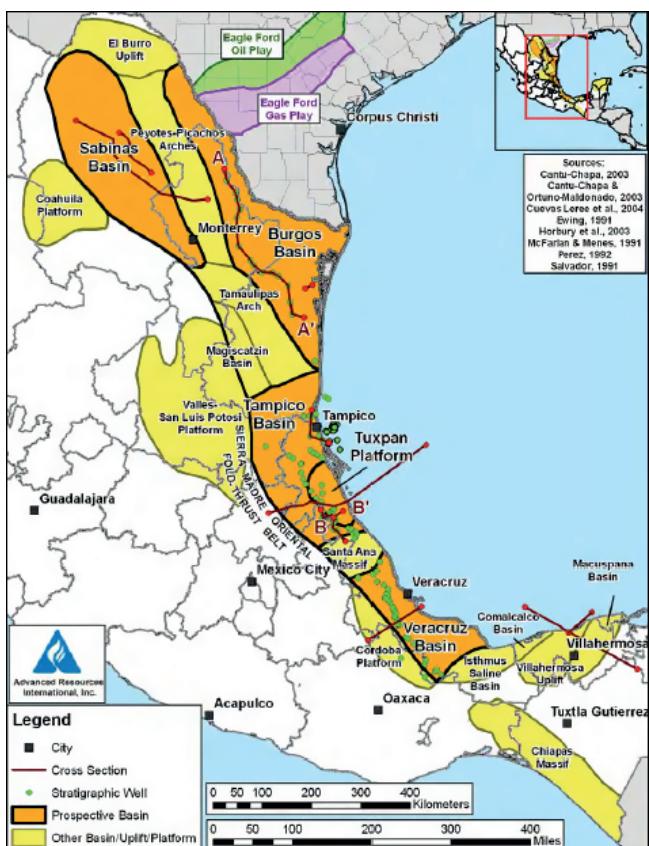


Рис. 12. Добыча и потребление нефти в Колумбии, 1970–2024 гг., тыс.бар./с. Источник: 2025 Statistical Review of World Energy, Energy Institute, <https://www.energyinst.org/statistical-review>



A



Б

Рис. 13. Карта-схема нефтяной промышленности Мексики: А) карта-схема сухопутных месторождений; Б) карта-схема морских месторождений. Источник: Energy Consulting Group, https://energy-cg.com/Mexico/Mexico_EIA.html

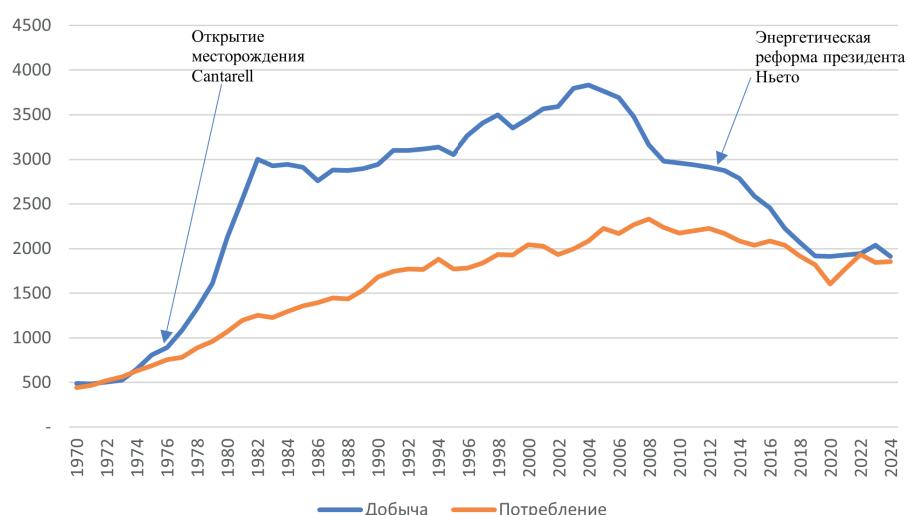


Рис. 14. Добыча и потребление нефти в Мексике, 1970–2024 гг., тыс.бар./с. Источник: 2025 Statistical Review of World Energy, Energy Institute, <https://www.energyinst.org/statistical-review>

Изучение факторов успехов и причин провалов

Приведенный выше краткий обзор ресурсных потенциалов основных игроков Западного полушария и динамики их нефтедобычи позволяет авторам предположить, что способность страны поддерживать стабильное развитие нефтегазовой отрасли и рост добычи зависит не только от объемов доказанных запасов и того, являются ли они легко- или трудноизвлекаемыми, но и от ряда политических, институциональных, регулятивных и экономических факторов. Так, например, в 2020 году, в то время

президент Petrobras, Роберто Кастелло Бранко, совершенно справедливо отметил важность институционального фактора для развития отрасли: «У нас в Бразилии очень хорошая геология и хорошая история, но, хотя это и необходимо, этого не достаточно. Нужно изменить регулятивные рамки»²⁰.

²⁰ More global vision, please': Petrobras boss fires from the hip on bureaucracy and calls for reform, Upstream Online, 03.12.2020, <https://www.upstreamonline.com/exploration/more-global-vision-please-petrobras-boss-fires-from-the-hip-on-bureaucracy-and-calls-for-reform/2-1-924269>

Соответственно, чтобы проверить свое предположение, авторы изучили основные факторы успехов и причины провалов нефтяных секторов в странах Северной и Южной Америки – от научно-технического прогресса до нефтяных реформ, институциональных параметров и регулятивных рамок.

Научно-технический прогресс

Опыт таких стран, как США или Саудовская Аравия (Иванов и др., 2024, Пусенкова и др., 2025), показывает, что технологические достижения оказываются важнейшим драйвером эффективного освоения нефтегазовых запасов. Для успешных разработок и внедрения передовых технологий необходимо наличие долгосрочного видения нефтяных компаний и соответствующих правительственные ведомства, обеспечивающих регулятивный режим, способствующий быстрому внедрению изобретений. Зачастую сложности с ресурсной базой становятся стимулом технологического прогресса, и наоборот, нефтяные игроки, разрабатывающие легкоизвлекаемые запасы, нередко не уделяют достаточного внимания научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам (НИОКР). Типичным примером второго подхода была политика Мексики после открытия месторождения Cantarell.

Cantarell, входившее в тройку крупнейших в мире, залегает на мелководье Мексиканского залива. Запасы его легкоизвлекаемые, и поэтому Pemex не считала нужным вести геологоразведку в других местах или осуществлять существенные инвестиции в НИОКР и современные технологии. Так, Pemex не развивала компетенции в бурении морских скважин глубже 500 м – свою первую глубоководную скважину она пробурила только в 2004 году²¹. Добыча на Cantarell поначалу быстро росла, но через 15 лет после его открытия стала падать, и в начале 2000-х годов вместе с кризисом месторождения возник и кризис нефтяной промышленности Мексики.

Соответственно, технологическая отсталость и отсутствие долгосрочного видения руководства госкомпании и правительства внесли свой вклад в кризис, который сейчас переживает мексиканская нефтяная промышленность.

В целом практически все анализируемые нефтедобывающие страны и их ННК не считаются технологическими лидерами. Видное исключение составляет бразильская Petrobras, которая открыла свое научно-техническое подразделение Cepes еще в 1963 году. Сейчас в нем работает около 1100 человек²². Правительство Бразилии, осознавая сложности, с которыми сталкивается недавно созданная Petrobras, с самого начала старалось поддерживать ее усилия в сфере НИОКР. Так, в 1986 государство утвердило Program of Technological Innovation and Advanced Development in Deep Water, чтобы поддерживать работы в глубоких водах (2000–3000 м)²³. Petrobras – единственная из анализируемых игроков региона, которая входит

в первую двадцатку мировых нефтяных и сервисных компаний по количеству зарегистрированных патентов (17 место)²⁴.

Инвестиции Petrobras в НИОКР превышают показатели многих ее конкурентов: так, в 2022 году компания вложила 792 млн долл. в исследования и разработки. Более того, в ее Стратегическом плане-2050 и Бизнес-плане на 2025–2029 годы заложены расходы в 4,2 млрд долл. на цифровизацию и инновации²⁵. Уже сейчас компания создает цифровые модели глубоководных резервуаров с помощью 4D сейсмики²⁶.

По оценкам консультативной фирмы Rystad Energy, Бразилия благодаря Petrobras – мировому «глубоководному лидеру», опережает и США, и Норвегию по глубоководной (125–1500 м) и сверхглубоководной (более 1500 м) добыче. Эксперты Rystad полагают, что Бразилия пробурит около 600 глубоководных скважин в 2024–2030 годах²⁷. На балансе Petrobras наибольшее среди нефтяных компаний количество морских буровых установок. Она дает 23% мировой добычи нефти с глубоководных месторождений²⁸.

Благодаря акценту НИОКР, Petrobras добилась резкого сокращения издержек, что позволило снизить цену безубыточности на подсолевых отложениях с 70 долл./бар. в 2014 году до менее 35 долл./бар. в 2022²⁹.

Полигоном для инноваций Petrobras, направленных на повышение эффективности, стало открытое в 2010 году месторождение Buzios в подсолевых осадочных комплексах. Оно дало первую нефть в 2018 году и сейчас занимает второе место в стране по объемам добычи. В 2020 году Petrobras завершила бурение добычной скважины на нем за 91 день – по сравнению со 171 днями в 2017 году³⁰. Petrobras планирует сократить время между открытием запасов нефти и началом добычи до 1000 суток, тогда как отраслевой стандарт превышает 3000 суток³¹.

Существенные технологические достижения отмечаются и в Канаде. Учитывая специфику канадской ресурсной базы, основные усилия местных игроков направлены на повышение эффективности и снижение энергоемкости при освоении нефтяных песков: продуктивность скважин растет за счет технологических достижений в горизонтальном бурении и гидроразрыве³². Параллельно

²⁴ What are the Top Oil and Gas Companies in Nanotechnology Patenting, StatNano, Dec. 5, 2021, <https://statnano.com/news/70095/What-Are-the-Top-Oil-and-Gas-Companies-in-Nanotechnology-Patenting>

²⁵ <https://petrobras.com.br/en/inovacao-e-tecnologia#parcerias>

²⁶ <https://petrobras.com.br/en/inovacao-e-tecnologia/patentes>

²⁷ Brazil's well services market poised for significant growth, Rystad Energy, 07.02.2024, <https://www.rystadenergy.com/insights/brazil-s-well-services-market-poised-for-significant-growth>

²⁸ EIA, Brazil. Last Updated June 14, 2021. <https://www.eia.gov/international/analysis/country/BRA>

²⁹ EIA, Brazil. Last Updated: December 4, 2023. <https://www.eia.gov/international/analysis/country/BRA>

³⁰ How Petrobras is innovating giant pre-salt reservoir development, BN Americas, 18.11.2020, <https://www.bnAmericas.com/en/features/how-petrobras-is-innovating-giant-pre-salt-reservoir-development>

³¹ Brazil's Petrobras makes 'high-quality' subsalt oil find at Buzios Field, SPGlobal, 22.12.2020, <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/122220-brazils-petrobras-makes-fresh-high-quality-subsalt-oil-find-at-buzios-field>

³² EIA, Canada. Last Updated: May 30, 2024, <https://www.eia.gov/international/analysis/country/CAN>

снижается цена безубыточности добычи из нефтяных песков: в конце 2015 года средневзвешенная величина составляла 77.5 долл./бар., а к концу 2022 – 45.9 долл./бар.³³

Другое важное направление НИОКР в Канаде – снижение энергоемкости нефтегазодобычи, которая дает 22% канадских выбросов парниковых газов. На сегодня нефтегазовый сектор Канады при активной поддержке государства добился снижения углеродоемкости при освоении нефтяных песков на 32% с 1990 года. Нефтегазовый сектор – ведущий инвестор в чистую технологию и инновации, направляющий в эти сферы более 64% всех вложений в энергетические НИОКР в Канаде (в среднем 1 млрд кан.долл. в год). Канадские нефтяные компании используют этот фактор для укрепления конкурентного преимущества по мере того, как усиливается внимание глобальных инвесторов и общества к экологической и климатической устойчивости. По оценкам IHS Markit, благодаря применению достижений научно-технического прогресса (НТП) углеродоемкость канадской нефтедобычи постоянно снижается и сейчас лишь на 6% превышает средние показатели углеродоемкости нефтедобычи США³⁴.

Энергетическая политика и институты – сравнительный анализ

Помимо НТП важными факторами, обеспечивающими стабильный рост нефтедобычи, оказываются экономические и политические параметры, институты и инвестиционный климат. Динамика нефтедобычи анализируемых стран убедительно доказывает, что она растет не только благодаря крупным открытиям запасов углеводородов (Cantarell в Мексике или Vaca Muerta в Аргентине), поскольку для их эффективного освоения требуются жизнеспособные институты и разумная нефтяная стратегия. Рост добычи происходит во многом благодаря осуществлению мер энергетической политики, таких как Apertura³⁵ в Венесуэле в 1990-х годах или нефтяные реформы в Бразилии и Колумбии.

Весьма показательны примеры Канады и Венесуэлы, которые обладают огромными запасами углеводородов, в основном неконвенциональных, и которые демонстрируют совершенно разную динамику добычи, главным образом из-за правительственной политики и институтов.

³³ Canadian upstream oil sector supply costs continue to decline, Canadian Energy Center, 06.02.2023, <https://www.canadianenergycentre.ca/canadian-upstream-oil-sector-supply-costs-continue-to-decline/#:~:text=Canadian%20overall%20upstream%20oil%20sector,%2476.00%20US%20Brent%20per%20barrel>

³⁴ <https://iea.blob.core.windows.net/assets/7ec2467c-78b4-4c0c-a966-a42b8861ec5a/Canada2022.pdf>

³⁵ Apertura – открытие по-испански. В начале 1990-х гг. правительство Венесуэлы открыло нефтегазовый сектор для международных компаний, предоставив им привлекательные налоговые условия. При Apertura были созданы: 32 операционных сервисных соглашения по освоению маргинальных месторождений с 22 международными компаниями, ставшими операторами проектов; совместные предприятия между PDVSA и международными компаниями для разработки существующих месторождений; четыре «стратегические ассоциации», добывающие и облагораживающие сверхтяжелую нефть, производя синтетическую нефть, в которых ведущую роль играли майджоры, а PDVSA была младшим партнером. Осуществленные при Apertura проекты добавили 1.2 млн бар./с добычных мощностей в стране.

Канада

В Канаде в последние годы нефтедобыча стабильно растет, несмотря на существенные объективные сложности, связанные с неконвенциональной ресурсной базой: освоение нефтяных песков – технологически сложный и дорогой проект, и дополнительные проблемы создает его восприятие глобальным бизнесом и общественностью как «экологически грязного бизнеса».

Очевидно, этот рост во многом определяется спецификой канадской институциональной среды и энергетической политики, которые строятся на трех основных принципах: 1) рыночные отношения; 2) уважение правовой компетенции и роли провинций; 3) при необходимости целевая интервенция правительства в рыночные процессы для достижения конкретных целей внутренней политики посредством регулирования (например, здравоохранения, экологии или безопасности). Федеральная энергетическая политика гибко эволюционирует, позволяя Канаде решать возникающие проблемы и использовать новые рыночные возможности³⁶.

Провинции играют большую роль в развитии нефтяной промышленности Канады, в частности благодаря специфике канадского недропользования. Для ресурсов на суше существуют два вида прав: минеральные права (права на недра) и права на землю. Минеральными правами обычно обладают правительства провинций, но небольшая их часть («фригольдные» минеральные права) могут принадлежать федеральному правительству, юридическим и физическим лицам. Права на землю могут быть у фермеров, муниципалитетов или провинций. Минеральными правами на морские ресурсы владеет федеральное правительство, хотя Атлантические соглашения, подписанные в середине 1980-х годов между правительством Канады и главами Новой Шотландии, Ньюфаундленда и Лабрадора, оговаривают, что эти провинции будут главными бенефициарами любой морской нефтегазовой деятельности. Компании выплачивают роялти правительствам провинций за право разработки углеводородных запасов (в 2022 году такие выплаты достигли рекорда в 34 млрд долл.)³⁷.

Энергетическая политика Канады базируется на ряде соглашений, таких как Западное соглашение (договор между правительством Канады, провинциями Альберта, Саскачеван и Британская Колумбия по ценам на нефть и газ и налогообложению), Соглашение по ценам и рынкам природного газа с теми же участниками и пр. Федеральное правительство совершенствовало энергетическую политику, например, создав Национальный энергетический совет для обеспечения в общественных интересах безопасности, охраны окружающей среды, эффективности энергетической инфраструктуры, или гарантировать стабильное финансирование правительственной программы по энергетическим НИОКР.

Канадская энергетическая политика осуществляет инвестиции в конкурентном рынке, открытом для частного

³⁶ <https://natural-resources.canada.ca/domestic-international-markets/energy-policy>

³⁷ <https://www.capp.ca/en/oil-natural-gas-you/oil-natural-gas-canada/mineral-rights/>

и иностранного капитала. Ожидается, что нефть останется важным элементом канадской экономики при продолжающемся росте добычи в сочетании с мерами, направленными на сокращение потребления нефти в стране, что должно привести к увеличению объемов ее экспорта. Правительство Канады приняло ряд обязательств по сбалансированному освоению природных ресурсов, чтобы одновременно обеспечить экономический рост и экологическую устойчивость, позволяя стране выйти на углеродную нейтральность к 2050 году, таких как Закон о плате за загрязнение парниковыми газами или Правила по чистому топливу. По оценкам канадского правительства, будущее добычи и экспорта нефти будет зависеть от той премии, которую потребители готовы платить за энергоносители с низкой интенсивностью выбросов парниковых газов. Канада стремится позиционировать себя как мирового лидера в поставках «самых чистых баррелей» за счет электрификации сегмента upstream.

Государственная экономическая и энергетическая политика в Канаде отличается последовательностью и преемственностью и в целом не демонстрирует резких разворотов.

Более того, структура отрасли весьма эффективна и конкурентна, поскольку представлена различными игроками, привносящими в нее свои сильные стороны и компетенции. Освоением нефтяных песков занимаются крупные канадские компании Suncor Energy, Imperial Oil Ltd, Cenovus Energy и Canadian Natural Resources Ltd, контролирующие 85% сегмента нефтяных песков и 70% общей нефтедобычи в Канаде. Остальные 15% нефтяных песков разрабатывают мелкие и средние канадские фирмы и международные нефтяные корпорации³⁸.

Хотя отношения между нефтегазовыми компаниями и правительством в Канаде весьма гармоничны, иногда между ними возникают противоречия. Например, осенью 2024 года канадское правительство опубликовало новые правила, которые требуют к 2030 году снизить выбросы парниковых газов от нефтегазовой деятельности на 35% от уровня 2019 года. Такое решение вызвало протест компаний, заявивших, что это приведет к сокращению добычи и снижению занятости. В ответ федеральный министр экологии Стивен Гильбо отметил, что прибыль отрасли достигла 48 млрд долл. в 2022 году, и что правительство хочет мотивировать фирмы инвестировать часть этих прибылей в декарбонизацию: «Мы боремся с загрязнением, а не с добычей. Мы приложили большие усилия, разработав, проконсультировавшись с компаниями, нормативы, которые технически целесообразны для сектора, чтобы отрасль выполнила свое обещание достичь углеродной нейтральности к 2050 году». Оттава полагает, что нефтегазодобыча вырастет на 16% к 2030 году даже при введении ограничений на выбросы³⁹. То есть возникающие противоречия между канадским правительством и бизнесом обычно решаются не антагонистическим образом.

³⁸ <https://iea.blob.core.windows.net/assets/7ec2467c-78b4-4c0c-a966-a42b8861ec5a/Canada2022.pdf>

³⁹ Canada proposes sharp cut in oil and gas sector emissions by 2030, Reuters, 04.11.2024, <https://www.reuters.com/sustainability/climate-energy/canada-wants-energy-sector-cut-emissions-by-up-35-below-2019-levels-2024-11-04/>

Венесуэла

Полным антиподом Канады можно считать Венесуэлу, где после избрания в 1999 году Уго Чавеса произошел резкий разворот нефтяной политики. В ходе предвыборной кампании Чавес жестко критиковал политику Apertura, и став президентом отмечал: «Мы похоронили эту политику, направленную на открытие нашей нефти.... открытие, которое представляет собой ни что иное, как попытку отобрать у венесуэльцев их самый мощный и масштабный природный ресурс»⁴⁰.

Правительство начало использовать PDVSA для финансирования боливарианской революции, что стало подрывать жизнеспособность компании. После длительной антиправительственной забастовки, завершившейся в феврале 2003 года, Уго Чавес уволил 18 тыс. сотрудников PDVSA (четверть ее численного состава) за участие в волнениях. После этого компания так и не оправилась⁴¹.

«Новая PDVSA» должна была реализовывать политические и социальные цели правительства. В 2002 году Чавес обязал компанию направлять 10% годовых инвестиций на общественные нужды. Затем в 2005 году прошли реформы законодательства, регулирующего управление нефтяной выручкой. Был создан фонд национального развития – Fondo de Desarrollo Nacional (Fonden) – для финансирования политики правительства.

PDVSA поддерживала правительство Венесуэлы выплачивая налоги, дивиденды, роялти и финансируя социальные программы. Компания выделяла средства на социальные программы по трем направлениям: вклады в Fonden (58% ее выплат), социальные миссии (33%) и программы правительственный работ – fideicomisos (9%). Социальные миссии компании не имели прямого отношения к нефтяной промышленности, например Ribas Mission – предоставление стипендий студентам, или Mercal Mission – раздача субсидированного продовольствия беднякам (Manzano, Scrofina, 2011).

При этом PDVSA поставляла населению качественный бензин за 0.20 долл./галлон: эта субсидия обходилась компании в 9 млрд долл./год (Guerrero, Romero, 2016).

Кроме того, правительство использовало средства PDVSA для расширения политического влияния на дружественные страны. Все эти социально-политические обязательства компании подрывали ее инвестиционный потенциал, что отражалось на производственных показателях.

Уго Чавес осознавал, что зарубежные инвестиции необходимы для поддержания отрасли на плаву, но стремился изменить в свою пользу распределение риска и выгод от сотрудничества с иностранцами (Rosales, 2018). Сначала он резко увеличил налоговое бремя майджоров: им пришлось выплачивать налог на прибыль в 50% вместо прежних 34%. Одновременно выросли роялти – с 1–16.7% до 20–30%. Затем 26 февраля 2007 года Каракас вынудил ConocoPhillips, Chevron, ExxonMobil, BP, Statoil и Total передать операционный контроль в четырех «стратегических ассоциациях» PDVSA, доля которой выросла

⁴⁰ Venezuela seizes operations from oil majors, Reuters, 01.05.2007, <https://www.reuters.com/article/us-venezuela-nationalization-idUSN0149302220070501>

⁴¹ Is the Party over for Venezuela?, Latin Trade, August 2009, <http://latintrade.com/2009/08/is-the-party-over-for-venezuela%e2%80%99s-pdvsa#comments>

до 60%. Часть мейджоров приняли новые условия. Но ConocoPhillips и ExxonMobil ушли из страны и начали судебные процессы против PDVSA⁴².

Потом PDVSA потребовала от некоторых поставщиков и подрядчиков, чтобы те снизили свои расценки на 40%. Когда они отказались, в мае 2009 года Венесуэла национализировала активы 60 местных и иностранных сервисных компаний (Monaldi et al., 2020). Национализация уменьшила долг PDVSA, но породила новые юридические разбирательства против нее.

Уго Чавес активно рекламировал иностранным компаниям венесуэльский «привлекательный инвестиционный климат», заявив в 2010 году: «Говорят, что здесь, в Венесуэле, нет юридической безопасности, и тому подобное, но это неправда. У вас есть все гарантии для ваших инвестиций, ваших прибылей и капитала, который вы захотите репатриировать»⁴³.

Радикально испортив отношения с мейджорами, Венесуэла подписала соглашения с национальными компаниями из Китая, Индии, Ирана, Беларуси и Бразилии, исходя не столько из их финансовых или производственных возможностей, сколько из политических соображений. Ведущей зарубежной компанией в Венесуэле стала китайская CNPC, образовав несколько совместных предприятий (СП) с PDVSA. Кроме того, при Уго Чавесе заметно укрепились нефтяные связи между Москвой и Каракасом, в первую очередь через проекты Роснефти.

После смерти Уго Чавеса в 2013 году к власти пришел Николас Мадуро. При нем в Венесуэле еще больше обострились экономические и политические проблемы, и ситуация в нефтяном секторе продолжила ухудшаться. Падение цен на нефть в 2013–2014 годах подорвало производственные показатели PDVSA. Негативные тенденции усугубились из-за санкционного давления США; сильнейший удар по венесуэльской экономике нанесло эмбарго на экспорт нефти, введенное в 2017 году, и санкции против PDVSA от января 2019 года (Monaldi et al., 2020).

Колоссальный ущерб венесуэльской нефтяной промышленности наносит коррупция. Венесуэла – одна из самых коррумпированных стран в мире – 181 место из 183 в 2024 году. Для сравнения – Канада занимала 15 место⁴⁴. Развитию отрасли мешали и частая ротация высшего руководства отрасли и PDVSA. Мадуро так формулировал свое видение: «Мне нужна социалистическая PDVSA. Этичная, суверенная и продуктивная PDVSA. Мы должны сломать модель нефтяной компании – рантье»⁴⁵.

Однако в результате кадровой политики Николаса Мадуро эффективность компании падала: в 2015 году буровые в среднем простоявали 40% времени, тогда как мировой стандарт составляет 10–15%. На заканчивание

⁴² ConocoPhillips Awarded US\$2bn for 2007 Oil Field Expropriation, Venezuela Claims Victory, 26.04.2018, <https://venezuelanalysis.com/news/13785>

⁴³ PDVSA, Chevron, Repsol Sign \$30 Billion Oil Ventures, Bloomberg, 12.03.2010, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2010-05-12/pdvsa-chevron-repsol-sign-30-billion-oil-ventures-to-develop-orinoco>

⁴⁴ <https://www.transparency.org/en/cpi/2024>

⁴⁵ Oil Output Goes AWOL in Venezuela as Soldiers Run PDVSA, Reuters, 26.12.2018, <https://www.reuters.com/article/us-venezuela-pdvsa-military-special-report/special-report-oil-output-goes-awol-in-venezuela-as-soldiers-run-pdvsa-idUSKCN1OP0RZ>

скважин уходило до 4 месяцев, а профессиональная буровая бригада выполняет эту работу за 2 месяца (Monaldi et al., 2020).

Но в последние годы, поскольку PDVSA неправлялась с производственными обязанностями, венесуэльское правительство начало неофициально сдавать контроль над отраслью международным мейджорам. Так, Chevron стал крупнейшим иностранным производителем нефти и важнейшим фактором экономической стабилизации Венесуэлы. Его четыре венесуэльских СП добывают 160 тыс.бар./с⁴⁶.

Лишь после 2021 года началось некоторое повышение нефтедобычи, обусловленное поставками иранских растворителей, техническим содействием CNPC в разработке конкретных месторождений, возвращением в страну сервисных компаний, которым PDVSA выплатила часть долга, а также смягчением американских санкций, например, разрешением, выданным Chevron в ноябре 2022 года, на экспорт в США нефть, добываемую его СП в Венесуэле⁴⁷.

Реформы нефтяного сектора

Большой практический интерес представляют нефтяные реформы в анализируемых странах. При всем их различии реформы имеют ряд общих черт.

Во-первых, обычно реформаторы активизируются при низких ценах на нефть, когда правительства осознают опасность нефтяной зависимости и необходимость повысить эффективность национальной нефтяной компании.

Во-вторых, стимулом для проведения реформ становится сложности в нефтяном секторе, либо вызванные старением и истощением ресурсной базы, либо нерациональным управлением.

В-третьих, основными направлениями реформ становятся меры по облегчению некоммерческих обязательств ННК. Кроме того, часто делаются шаги по допуску в отрасль новых игроков, прежде всего иностранных, а также проводится частичная приватизация государственной компании.

В-четвертых, реформы бывают удачные и неудачные, ведущие как к прогрессу, так и регрессу нефтегазового сектора.

В-пятых, главным драйвером реформ бывает осознание руководством страны, что ситуация в отрасли становится критической, и что нужно создать оптимальные условия для функционирования сектора (Пусенкова, 2022).

Колумбия

Первую реформу сектора Колумбия провела в 1974 году: были введены контракты по разделу продукции, и частные компании обязали работать в партнерстве с Ecopetrol, которая имела минимум 50% в разведочных проектах. При крупном открытии углеводородов Ecopetrol могла участвовать в добывче с долей до 50% (снижена до 30% в 1999 году). К 2003 году Ecopetrol давала 40% нефтедобычи в стране.

⁴⁶ To Survive, Venezuela's Leader Gives Up Decades of Control Over Oil, NYT, 08.02.2020, <https://www.nytimes.com/2020/02/08/world/americas/venezuela-oil-maduro.html>

⁴⁷ EIA, Venezuela. Last Updated: February 8, 2024, <https://www.eia.gov/international/analysis/country/VEN>

К тому моменту иностранные инвестиции в сектор существенно сократились, добыча и запасы снижались. Новый президент Альваро Урибе начал масштабные реформы, издав декрет № 1760 от 26 июня 2003 года.

В его рамках частные фирмы получили право владеть 100% месторождений с запасами менее 60 млн бар. Была оптимизирована налоговая система: роялти перевели с фиксированной ставки в 20% к скользящей шкале в 8–25% в зависимости от уровня добычи.

До 2007 года Ecopetrol поставляла внутренним потребителям субсидированные нефтепродукты, что стоило ей порядка 10 млрд долл. в год. Закон 1151/2007 постановил, что правительство должно ежегодно компенсировать колумбийские нефтеперерабатывающие заводы за топливные субсидии.

Кроме того, Альваро Урибе освободил Ecopetrol от ее регулятивных функций. Был создан независимый регулятор в сегменте upstream – La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

В 2006 году правительство разрешило провести IPO (Initial Public Offering, первоначальное публичное размещение акций) Ecopetrol при условии, что у государства останется не менее 80%. В 2007 году она продала в первом раунде приватизации 10% акций за 2.8 млрд долл. Второй раунд прошёл в 2011 году: тогда компания выручила 1.3 млрд долл. за 1.5% акций.

Хотя основным акционером Ecopetrol остается государство с 88.5%, ее менеджмент теперь самостоятельно принимает инвестиционные решения. В совете директоров появились независимые директора (Tordo et al., 2011).

В стране активизировались малые компании, такие как Pacific Rubiales, Gran Tierra и Petrominerales, которых привлек инвестиционный климат Колумбии, и они способствовали увеличению нефтедобычи, разрабатывая мелкие месторождения.

Реформы середины 2000-х годов в Колумбии оказались столь успешны, что привели к «энергетическому возрождению» Колумбии (Viscidi, 2010).

Однако в последние годы колумбийская нефтедобыча стала стагнировать, а запасы газа сократились. Отчасти это связано с ресурсными ограничениями Колумбии, отчасти с регулярными нападениями инсургентов на нефтяную инфраструктуру, отчасти с энергетической стратегией нового правительства: по оценкам экспертов, правительство президента Густаво Петро, пришедшего к власти в 2022 году, уделяет больше внимания сокращению выбросов парниковых газов, чем геологоразведке⁴⁸.

Бразилия

Похожие и очень успешные реформы прошли в Бразилии в 1990-х годах. Монополия Petrobras на нефтяной бизнес Бразилии сохранялась до ноября 1995 года, когда президент Фернандо Энрике Кардосо изменил Конституцию. В результате Petrobras получила право образовывать СП с частными компаниями, не нуждаясь в одобрении Конгресса (хотя Конгресс утверждает ее инвестиционные планы).

⁴⁸ Vaca Muerta shale boom could propel Argentina to top 3 of region's producers, World Oil, 09.12.2024, <https://worldoil.com/news/2024/12/9/vaca-muerta-shale-boom-could-propel-argentina-to-top-3-of-region-s-producers/>

Потом был принят Нефтяной закон от 6 августа 1997 года. Он создал регулятора отрасли Agencia National do Petroleo (ANP) и консультативный совет Conselho Nacional de Politica Energetica (CNPE). Кроме того, закон установил график либерализации цен на нефть и нефтепродукты – она завершилась в 2002 году.

С 1997 года нефтяной сектор Бразилии окончательно открылся для иностранных компаний: Petrobras теперь конкурирует с зарубежными и частными бразильскими игроками в ходе аукционов на новые месторождения, проводимых ANP, которые разрабатываются в режиме концессий.

Активный приток мелких игроков в сектор начался в 2001 году, когда на аукцион выставили 73 зрелых месторождения. После 2003 года размеры блоков стали урезаться, чтобы привлечь малые фирмы.

В итоге в Бразилии сформировалась конкурентная среда благодаря оптимальному сочетанию местных и иностранных концессионеров, представленных и мелкими, и крупными компаниями, в сегменте upstream. В 2022 году на долю Petrobras приходилось 88% добычи нефти и газа. Показательно, что в последнее время Petrobras проводила продажу активов на суше и мелководье, чтобы сосредоточиться на подсолевом горизонте. Независимые компании, купившие ее сухопутные активы (3R Petroleum, Origem Energia, Imetame, Seacrest, Carno Energy и пр.), планируют увеличить добычу на них в 4 раза за ближайшие 5 лет⁴⁹.

Petrobras стала публичной компанией в 2000 году, разместив акции на Нью-Йоркской фондовой бирже и заработав на этом 4.1 млрд долл. К началу 2024 года федеральному правительству напрямую принадлежало 50.26% обыкновенных акций и 28.67% всего акционерного капитала⁵⁰.

Во многом благодаря реформе компания успешно развивалась, открыв в 2006 году первое месторождение Lula на подсолевом горизонте в бассейне Santos и добыв в 2008 году первую нефть на месторождении Jubarte в бассейне Campos.

Однако дальнейшие события показали, что новые непродуманные реформы могут перечеркнуть достижения предыдущих. Закон 12.276 от 30 июня 2010 года передал Petrobras право осваивать запасы в 5 млрд бар.н.э. на подсолевом горизонте в обмен на увеличение доли государства в компании. Потом закон 12.351 от 22 декабря 2010 года ввел режим СРП (соглашение о разделе продукции) для нераспределенных зон подсолевого горизонта, в рамках которого Petrobras получала статус оператора и долю участия в 30%. Был создан Социальный фонд, который будет управлять доходами от СРП. Кроме того, сформировали новое агентство – Pré-Sal Petróleo SA – для администрирования добычи на подсолевом горизонте⁵¹.

Если мировой нефтяной бизнес горячо приветствовал первый раунд бразильских реформ, либерализовавших сектор в 1990-х годах, то второй их раунд в 2010 году имел неоднозначные последствия.

⁴⁹ <https://www.trade.gov/energy-resource-guide-brazil-oil-and-gas>

⁵⁰ <https://petrobras.com.br/en/quem-somos/perfil>

⁵¹ EIA, Brazil. Last Updated: June 14, 2021. <https://www.eia.gov/international/analysis/country/BRA>

Когда летом 2009 года правительство объявило, что обменяет запасы из нераспределенного фонда на подсоловом горизонте на дополнительные акции в Petrobras, за один день капитализация компании упала на 7 млрд долл. Инвесторов пугало разводнение акций и усиление государственного вмешательства в деятельность Petrobras.

Многие бизнесмены опасались, например, что Бразилия будет поддерживать местную промышленность, отдавая предпочтение бразильским производителям промышленного оборудования и сервисным фирмам, даже если их соотношение цены/качества хуже, чем у международных компаний (Chauhan et al., 2014). Эти опасения выявляют риски, которыми чревата политика чрезмерной локализации в нефтяном секторе развивающихся стран. Ведь Petrobras с самого начала делала ставку на «бразилизацию», поскольку создавала бразильскую нефтяную промышленность с нуля. Для этого лицензионная политика стимулировала преимущественное использование местной рабочей силы и оборудования. Как отмечал президент Лула да Силва в 2010 году: «Все, что можно сделать в Бразилии, должно быть сделано в Бразилии»⁵². В результате нефтяные компании – операторы проектов в Бразилии – должны были использовать до 85% бразильского оборудования и услуг. Этот уровень локализации был одним из самых высоких в мире, что повышало цены безубыточности проектов.

В итоге реформы 2010 года нанесли сильный удар по компании. Замедлились темпы геологоразведки, затормозились капложения и открытия. Игрохи, прежде готовые вести бизнес в Бразилии, перенаправили инвестиции в другие страны из-за ухудшившихся условий для иностранных партнеров. Стало сложнее привлекать международные компании на аукционы. Это подтвердил неудачный конкурс 2013 года по гигантскому месторождению Libra, когда вместо ожидаемых 6 консорциумов предложение сделал один, который и получил лицензию: Petrobras (40%), Total (20%), Shell (20%), CNOOC (10%) и CNPC (10%)⁵³.

Правительство быстро осознало проблемы, вызванные реформой, и 29 ноября 2016 года приняло закон, который отменил требование, чтобы Petrobras была оператором всех новых проектов на подсоловом горизонте с минимумом 30% участия. Закон изменил некоторые положения реформы 2010 года, которые увеличили государственный контроль над подсоловыми запасами⁵⁴.

Кроме того, в начале 2018 года смягчились правила локализации: новые требования составили 50% для добычных проектов на суше и 18% для проектов в глубоких водах⁵⁵.

⁵² What Matters When it Comes to Adopting Local Content? A Comparative Analysis of Success Factors in Africa and Latin America, April 2017, ACODE Policy Research Series No.79, <https://www.acode-u.org/uploadedFiles/PRS79.pdf>

⁵³ Consortium wins Brazil deepwater oilfield auction, Financial Times, 23.10.2013, <https://www.ft.com/content/5ba1e982-3a68-11e3-9243-00144feab7de>

⁵⁴ Senate Votes to End Petrobras' Subsalt Domination, Maritime Executive, 24.02.2016, <https://www.maritime-executive.com/article/senate-votes-to-end-petrobras-subsalt-domination>

⁵⁵ EIA, Background Reference: Brazil, Last Updated: June 14, 2021, <https://www.eia.gov/international/analysis/country/BRA/background>

Еще одна важная реформа прошла весной 2021 года, когда президент Жаир Болсонару подписал закон о газе. Теперь компании, заинтересованные в строительстве газопроводов, нуждаются в простом разрешении, а не в прежнем сложном концессионном контракте. Эта реформа была направлена на то, чтобы ликвидировать монополию Petrobras на рынке газа, увеличить иностранные инвестиции и повысить рыночную эффективность⁵⁶.

А в 2024 году президент Лула да Силва подписал закон, дающий регулятору ANP право ограничивать объемы попутного газа, которые компании могут закачивать в пласты, когда бурят новые морские скважины. Цель закона – увеличить поставки природного газа на внутренний рынок и снизить на него цены, чтобы стимулировать промышленную деятельность в Бразилии. Но это решение может изменить экономические аспекты морских проектов нефтяных компаний, например, если повысит затраты на транспортировку газа⁵⁷.

В целом, несмотря на частые и резкие развороты энергетической политики Бразилии, проблемы с реформой 2010 года и скандалы, связанные с операцией Автомойка⁵⁸, Petrobras доказала свою выживаемость и адаптивность и добилась впечатляющих производственных результатов.

Мексика

В Мексике энергетический кризис вызван не только ресурсными ограничениями и истощением месторождения Cantarell, но и спецификой мексиканской нефтяной политики, институтов и места Pemex в стране.

Конституция 1917 года причисляла нефтяную промышленность к стратегическим отраслям, закрытым для иностранного и частного капитала. Pemex, на 100% принадлежащая государству и воспринимаемая мексиканцами как национальное достояние, была монопольным оператором нефтедобычи в стране, а государство – собственником ресурсов.

Президент Мексики назначает президента и шестерых членов Совета директоров Pemex, включая председателя Совета (представителя министерства энергетики). Министерство энергетики осуществляет текущий контроль над деятельностью Pemex. Министерство финансов и государственного кредита (Hacienda) утверждает годовой бюджет компании и ее «дочек» и программы их финансирования, а также устанавливает цены на продукцию Pemex на внутреннем рынке и налоги.

Правительство облагает Pemex высокими прямыми налогами (более 60% выручки). Она платит в 4 раза больше налогов, чем частные мексиканские фирмы, и в 3 раза

⁵⁶ EIA, Brazil. Last Updated: June 14, 2021, <https://www.eia.gov/international/analysis/country/BRA/background>

⁵⁷ Argentina and Brazil Take Different Approaches to Energy Policy, Oil Price, 03.09.2024, <https://oilprice.com/Energy/Energy-General/Argentina-and-Brazil-Take-Different-Approaches-to-Energy-Policy.html>

⁵⁸ Операция Автомойка стартовала в марте 2014 года, когда правоохранительные органы заподозрили, что автозаправочные станции Petrobras использовались для отмывания денег. Она привела к увольнениям и арестам в компании и правительстве, росту долга, убыткам и обвалу капитализации Petrobras. Brazil's Petrobras: Not Dead After All, America's Quarterly, 04.11.2017, <https://www.americasquarterly.org/fulltextarticle/brazils-petrobras-not-dead-after-all/>

больше, чем другие нефтяные компании. У Pemex самое тяжелое совокупное налоговое бремя из всех ННК⁵⁹.

Pemex перечисляет выручку государству, которое распределяет средства на социальные проекты, а потом возвращает компании часть денег, которых ей не хватает для инвестиций в развитие производства. В результате Pemex выживает за счет заимствования, накопив самый большой чистый долг в мире среди нефтяных компаний (101 млрд долл. в начале 2025 года)⁶⁰. Мексиканское правительство не несет прямой ответственности за финансовые обязательства Pemex, но задолженность ННК по закону считается частью национального долга Мексики. Pemex, как госкомпания, не может принуждаться к банкротству, и решение о ее ликвидации принимает лишь Национальный конгресс.

Соответственно, многолетнее (до 2013 года) отсутствие конкуренции в секторе и закрытость Мексики для иностранных инвестиций в нефтяную промышленность – важная причина производственных проблем компании.

В декабре 2013 года, когда ситуация в нефтяном секторе продолжила ухудшаться, новый президент Энрике Пенья Ньето провел долгожданную реформу, добившись внесения поправок в Конституцию. Самый политизированный аспект реформы – изменения статей, которые закрепляли государственную монополию над нефтяной промышленностью. Статья 27 была пересмотрена, чтобы позволить государству заключать контракты с частными компаниями. И новое прочтение статьи 28 ликвидировало монополию Pemex в секторе, хотя и сохранило доминирующую роль госкомпании⁶¹.

Несмотря на радикальность реформы Pemex не была приватизирована – для Мексики (как и для многих развивающихся нефтедобывающих стран) это слишком политически острый вопрос. Как отмечал президент Ньето: «Я хочу расставить все точки над «и» по этому вопросу: Pemex не будет ни продана, ни приватизирована в ходе реформы; Pemex будет преобразована и модернизирована. Я должен подчеркнуть, что государство будет владеть мексиканскими углеводородами, будет владеть нефтью. Но мы должны расширить возможности Pemex. У Pemex недостаточно ресурсов, чтобы самостоятельно развить инфраструктуру и открывать крупные запасы углеводородов»⁶².

Правительство возлагало большие надежды на реформу, рассчитывая, что она позволит нарастить добычу до 3 млн бар./с к 2018 году и 3.5 млн бар./с к 2025, и выйти на коэффициент замещения запасов выше 100%⁶³.

⁵⁹ Pemex shoulders upstream burden, Pemedia network, 14.05.2019, <https://pemedianetwork.com/petroleum-economist/articles/upstream/2019/pemex-shoulders-upstream-burden>

⁶⁰ Pemex Posts Fourth Consecutive Loss as Debt Crisis Mounts, Bloomberg, 30.04.2025, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2025-04-30/pemex-posts-fourth-consecutive-loss-as-debt-crisis-mounts>

⁶¹ Mexico's reforms signal a changing oil industry, Petroleum Economist, 09.01.2014. <https://pemedianetwork.com/petroleum-economist/articles/geopolitics/2014/mexico-s-reforms-signal-a-changing-oil-industry>

⁶² Mexico moves on energy reforms to reverse declines, Petroleum Economist, 01.07.2013, <https://pemedianetwork.com/petroleum-economist/articles/geopolitics/2013/mexico-moves-on-energy-reforms-to-reverse-declines>

⁶³ Mexico's reforms signal a changing oil industry, Petroleum Economist, 09.01.2014. <https://pemedianetwork.com/petroleum-economist/articles/geopolitics/2014/mexico-s-reforms-signal-a-changing-oil-industry>

Реформа открыла отрасль для иностранных компаний, которые давно стремились вести разведку в мексиканской части Мексиканского залива. В многочисленных аукционах на мелководные и глубоководные блоки участвовали Pemex, мейджоры, независимые компании и частные мексиканские фирмы.

Реформа сразу принесла плоды в виде новых запасов углеводородов. Особо знаменательное событие произошло в июле 2015 года, когда лицензию на морское месторождение Zama получил консорциум из Talos Energy (оператор с 35%), Wintershall Dea (40%) и Premier Oil (25%)⁶⁴. Через два года партнеры пробурили первую разведочную скважину на глубину 165 м, и оценочные запасы месторождения увеличились с 100–500 млн бар. до 1.4–2 млрд бар⁶⁵. Ожидалось, что цена безубыточности Zama будет одной из самых низких в мире, менее 20 долл./бар⁶⁶.

Как отмечал Тим Дункан, глава Talos: «Открытие Zama знаменует как раз то, что должно стать результатом энергетической реформы: новый капитал, новые участники и дух новаторства, которые будут способствовать созданию новых рабочих мест и увеличению государственных доходов в Мексике»⁶⁷.

Однако несмотря на успехи, достигнутые в разведке, добыча нефти не росла, т.к. обычно проходит несколько лет между открытием запасов и началом их разработки.

В 2018 г. президентом стал Андреас Мануэль Лопес Обрадор, давний противник энергетической реформы его предшественника. Он часто заявлял, что не позволит мексиканской нефти снова попасть в руки иностранцев.

В середине 2019 г. А.М.Л. Обрадор жестко раскритиковал энергетическую реформу, назвав ее «провалом», и заявил, что не будет проводить новые конкурсы и аукционы для иностранных нефтяных компаний, пока те не обеспечат рост инвестиций и нефтедобычи⁶⁸.

Его подход к международным инвесторам ярко проявился в конфликте вокруг месторождения Zama. Pemex, воспользовавшись географическими особенностями Zama, настаивала на том, чтобы поучаствовать в освоении мелководного месторождения с низкой себестоимостью добычи. В итоге летом 2021 года правительство сделало Pemex оператором проекта; это показало частным инвесторам, что во всех спорных ситуациях мексиканская правительство отдаст предпочтение госкомпании⁶⁹.

⁶⁴ Pemex in race against time, Petroleum Economist, 16.03.2020, <https://pemedianetwork.com/petroleum-economist/articles/geopolitics/2020/pemex-in-race-against-time>

⁶⁵ Who Will Drill Mexico's Hottest Oil Prospect? Oil Price, 02.02.2020, <https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/Who-Will-Drill-Mexicos-Hottest-Oil-Prospect.html>

⁶⁶ Zama oil find targets 2020 FID, Petroleum Economist, 17.01.2020, <https://pemedianetwork.com/petroleum-economist/articles/upstream/2020/zama-oil-find-targets-2020-fid>

⁶⁷ Mexico's Energy Reform: the Flight of the Eagle. Energia 16, 06.03.2018, <https://www.energia16.com/mexicos-energy-reform-the-flight-of-the-eagle/?lang=en>

⁶⁸ The End of Mexico's Rigorous Energy Reform, Oil Price, 22.06.2019, <https://oilprice.com/Energy/Energy-General/The-End-Of-Mexicos-Rigorous-Energy-Reform.html>

⁶⁹ Mexico hands control of private oil find to state-owned Pemex, Financial Times, 05.07.2021, <https://www.ft.com/content/8ee90e5a-c9e4-4f11-b8c1-d1e57bd39a4b>

При новом президенте, Клаудии Шейнбаум, победившей на выборах 2024 года, проблемы компании продолжились. У Pemex возросли убытки, падение добычи газа ускорилось, а добыча нефти не превысила 2 млн бар./с⁷⁰. Осеню 2024 года была инициирована реформа, ликвидировавшая многие поправки 2013 года. Pemex, которая в 2013 году получила статус «продуктивного государственного предприятия», конкурирующего с частными компаниями, вернули прежний статус «публичного государственного предприятия». Клаудия Шейнбаум отметила, что в результате этой реформы «основной задачей ННК станут общественные услуги, а не прибыльность». Министр энергетики Лус Елена Гонсалес Эскобар, желая успокоить иностранных партнеров, заявила, что реформа не преследует цель покончить с частными инвестициями: «Напротив, мы их регулируем и мотивируем»⁷¹. То есть в Мексике радикальная, хотя и сильно запоздавшая реформа 2013 года, которая могла бы решить многие проблемы сектора, была свернута прежде, чем успела принести ожидаемые результаты.

Аргентина

В Аргентине добыча нефти ведется давно, но перспективы стать крупным международным игроком у нее появились лишь несколько лет назад благодаря разработке Vaca Muerta. Сейчас в аргентинском нефтегазовом секторе функционируют зарубежные компании, включая Chevron, ExxonMobil, Petronas, Pan American, Shell, Wintershall, Sinopec, Total, Vista Energy, а также множество местных компаний.

YPF контролирует крупнейшую долю рынка в сегменте upstream. В 2024 году она вложила 3 млрд долл. в неконвенциональные запасы и добывала 219 тыс.бар./с сланцевой нефти (55% всей добычи страны) и 27% сланцевого газа Аргентины. YPF имеет наибольшее количество буровых установок в Vaca Muerta, где она пробурила 800 горизонтальных скважин в 2015–2021 годах.

Второе место по добыче в Vaca Muerta занимает Vista Energy (60 тыс.бар./с), третье – Shell (33 тыс.бар./с), четвертое – Pan American Energy (22 тыс.бар./с).

Эксперты отмечают необходимость шире привлекать в сектор малые и средние компании, имеющие опыт работы в сланцевом сегменте, чтобы повысить эффективность и снизить издержки.

Сейчас YPF начала продажу 55 конвенциональных участков в шести провинциях в рамках проекта «Анды». Малые и независимые нефтяные компании (такие как Petrolera Aconcagua, PCR, Petróleos Sudamericanos и пр.) будут осваивать эти участки, что должно обеспечить новые инвестиции в запасы, которые более не интересны крупным игрокам⁷².

⁷⁰ Scary Results Continue at Pemex as Management Opens Door to Private Sector Spell, Natural Gas Intelligence, 30.10.2024, <https://naturalgasintel.com/news/scary-results-continue-at-pemex-as-management-opens-door-to-private-sector-spell/>

⁷¹ The Mexican Senate has approved a constitutional reform to strengthen state-owned Pemex and CFE, Enerdata, 21.10.2024, <https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/mexicos-senate-approves-reform-strengthen-pemex-and-cfe.html>

⁷² Vaca Muerta: the Future of Argentina, PWC, <https://www.pwc.com/ar/es/assets/document/invest-in-vaca-muerta.pdf>

Эксперты и бизнесмены отмечали высокий добывчной потенциал Vaca Muerta, но признавали, что препонами к его реализации являются недостаточное развитие производственной инфраструктуры и инвестиционный климат Аргентины. Так, Паоло Рокка, глава Techint, отметил, что повышение нефтедобычи и развитие бизнеса СПГ «будет возможным, если улучшится макроэкономическая среда», и что основное препятствие росту нефтедобычи – чрезмерное правительственные регулирование⁷³.

YPF пережила ряд радикальных трансформаций, отражающих резкие изменения в аргентинской политике и экономике: в 1956 году правительство национализировало нефтяную промышленность, закрепив за компанией роль единоличного оператора нефтедобычи. Потом в 1992 году правительство приватизировало YPF, традиционно считавшуюся национальным достоянием Аргентины, чтобы привлечь иностранные капиталы и модернизировать компанию (Huizar, 2019). Дeregulирование нефтяного сектора в 1990-х годах расширило возможности для частных инвестиций и повысило производительность, а также привело к увеличению экспорта углеводородов.

В 2004 году испанская Repsol приобрела 51% акций аргентинской компании. Но параллельно усиливалось правительственное вмешательство в сектор с введением ряда правил и ограничений. И уже в 2012 году правительство национализировало YPF, объясняя свой шаг необходимостью восстановить контроль над энергетическими ресурсами Аргентины (Viña, Ferrara, 2018). Сегодня правительству принадлежит 51% акций, остальные находятся в свободном обращении⁷⁴. В результате существенно сократилась добыча углеводородов и инвестиции.

В 2015 году новое правительство поставило задачу преодолеть десятилетний спад добычи. Оно приняло программы по поддержке зарождающегося сегмента неконвенциональных ресурсов. Однако экономический кризис 2018 года ограничил позитивное воздействие этих мер, а эпидемия коронавируса еще больше усложнила ситуацию. Были введены новые инструменты валютного и рыночного контроля, что привело к сокращению притока инвестиций.

Наконец, администрация, которая пришла к власти в конце 2023 года, сделала разворот к deregulированию и либерализации экономики, предоставляя мощную поддержку частным инвестициям и освоению Vaca Muerta. Президент Хавьер Милей осуществил радикальные реформы в нефтегазовом секторе. Базовый закон (Ley de Bases 27742), принятый в начале 2024 года, внес существенные изменения в прежний Закон об углеводородах, которые были направлены на то, чтобы усовершенствовать регулирование и создать условия для крупных инвестиций.

Базовый закон включает Стимулирующий режим для крупных инвестиций (Large Investments Incentives Regime – RIGI), который обеспечивает финансовые стимулы, юридическую надежность и эффективную защиту масштабных проектов. RIGI направлен на привлечение

⁷³ CERAWeek: Argentina Vaca Muerta has potential to quintuple oil output: Techint CEO, SPGlobal, 20.03.2024, <https://www.spglobal.com/commodityinsights/es/market-insights/latest-news/oil/032024-ceraweek-argentina-vaca-muerta-has-potential-to-quintuple-oil-output-techint-ceo>

⁷⁴ <https://investors.ypf.com/Shareholding-structure.html>

крупных инвестиций в энергетический сектор, в первую очередь в трубопроводы и терминалы для обслуживания Vaca Muerta. Проекты, превышающие по стоимости 200 млн долл., получают гарантии 30-летней юридической, налоговой и таможенной стабильности, если 40% инвестиций сделаны в первые два года. Проектам стоимостью более 1 млрд долл. предоставляются существенные налоговые льготы и облегченный доступ к иностранной валюте.

Показательно, что в рамках RIGI инвесторы должны выделять минимум 20% инвестиций для привлечения местных поставщиков товаров и услуг, если они конкурентны по цене и качеству.

YPF планирует использовать эти стимулы для строительства экспортного терминала СПГ и газопроводов, чтобы перекачивать газ от Vaca Muerta до Атлантического океана⁷⁵.

Эксперты EIA признают, что нефтедобыча в Vaca Muerta в последние годы быстро растет благодаря наращиванию буровых работ, технологическому прогрессу в гидроразрыве и горизонтальном бурении, благоприятной ценовой конъюнктуре, расширению транспортной инфраструктуры, и, что весьма показательно, осуществлению политики стимулирования, в том числе RIGI⁷⁶.

Сейчас эксперты и бизнесмены внимательно наблюдают за тем, как Бразилия и Аргентина реализуют две разные модели развития сектора. По оценкам Rystad Energy, президент Лула делает акцент на усилении государственного контроля и регулирования, чтобы управлять внутренними поставками энергоносителей и ценами, и в результате международные компании могут осторожнее подходить к своим инвестициям в Бразилию. Президент Милей, напротив, нацелен на либерализацию энергетических рынков и сокращение государственного вмешательства, чтобы привлечь инвестиции и расширить энергетическую инфраструктуру Аргентины, создавая более благоприятный климат для реализации крупномасштабных проектов⁷⁷.

Гайана

Новый нефтегазовый игрок в Западном полушарии, который только начинает формировать свой нефтегазовый сектор, где пока доминируют иностранные компании, может изучать положительный и отрицательный опыт соседей в энергетической стратегии, реформах и создании институтов. В ближайшее время станет ясно, какой подход – «канадский», «бразильский», «мексиканский» или «аргентинский» – выберет Гайана.

Заключение

Анализ нефтяных отраслей, энергетической политики, институтов и реформ основных нефтегазодобывающих стран Западного полушария позволяет сделать вывод о многообразии факторов успехов и причин

провалов, проявившихся в последние годы в их сегментах upstream. Очевидно, успехи демонстрирует нефтяной сектор Канады и Бразилии, провалы – Венесуэлы и Мексики. Промежуточное положение занимает Колумбия. Перспективы реформ и построения институтов Аргентины и Гайаны проясняются в ближайшие годы.

Проведенный анализ исторического развития нефтяной промышленности вышеупомянутых стран позволил авторам статьи выделить как главные факторы, гарантировавшие устойчивое развитие, так и основные причины, приводящие либо к стагнации, либо к падению нефтедобычи.

Факторы успехов:

- наличие долгосрочной стратегии развития как со стороны менеджмента национальной нефтяной компании, так и руководства страны, которое умеренно вмешивается в производственную деятельность;
- активная поддержка НИОКР;
- частичная приватизация компаний;
- стимулирующее к повышению добычи налогообложение;
- диверсифицированная структура отрасли, позволяющей развиваться крупным, средним и мелким компаниям;
- создание благоприятного инвестиционного климата;
- конструктивное взаимодействие федерального, регионального и местного правительства;
- разумная политика декарбонизации;
- своевременное осуществление продуманных реформ;
- финансовая автономия национальной нефтяной компании.

Причины провалов:

- политизация сектора и процесса принятия решений;
- отсутствие конкуренции в секторе;
- запрет на доступ международных нефтяных компаний в сектор;
- чрезмерные социальные обязательства национальной компании;
- частые и резкие смены энергетической стратегии;
- регулятивная нестабильность;
- избыточная локализация;
- высокий уровень коррупции;
- фетишизация национальной нефтяной компании как «национального достояния»;
- бюрократия и излишне сложные процессы утверждения проектов;
- отношение правительства к национальной нефтяной компании как к «дойной корове».

Анализ показывает, что страны с незначительными запасами углеводородов могут оказаться успешнее, чем их более богатые ресурсами конкуренты. Эффективное и устойчивое развитие нефтедобывающего сектора обеспечивается разумной энергетической стратегией и эффективными институтами. В противном случае нефтяная отрасль обречена на застой.

Литература

Иванов Н.А., Пусенкова Н.Н., Соколов А.В. (2024). Добыча нефти и газа из сланцевых формаций в США: текущее состояние и прогнозы, *Георесурсы*, 26(3), с. 240–249. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.24>

Пусенкова Н.Н. (2022). Национальные нефтяные компании в новых реалиях мировой энергетики. М.: Идея-пресс.

Пусенкова Н.Н., Светенко М.А., Соколов А.В. (2025). Добыча нефти и газа в королевстве Саудовская Аравия: сравнение с нефтегазовым

⁷⁵ Argentina validates reforms to promote energy investment, Energynews, 01.07.2024, <https://energynews.pro/en/argentina-validates-reforms-to-promote-energy-investment/>

⁷⁶ Argentina's crude oil and natural gas production near record highs, EIA, 05.12.2024, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=63924>

⁷⁷ Argentina and Brazil Take Different Approaches to Energy Policy, Oil Price, 03.09.2024, <https://oilprice.com/Energy/Energy-General/Argentina-and-Brazil-Take-Different-Approaches-to-Energy-Policy.html>

сектором СПА. *Georesursy*, 27(1), с. 23–34. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.1.21>

Chauhan, V., Florencio, P., van Mourik, M. (2014). Challenges across Brazil's oil sector and prospects for future production. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies. <https://doi.org/10.26889/9781784670139>

Guerrero, D., Romero, A. (2016). The Case of Oil Income Management in Venezuela: Industry Investment versus Social Expenditure. *Latin America Policy Journal*, (5), pp. 56–72. http://servicios.iesa.edu.ve/portal/Boletines/Junio2016/Articulo_CIEA_The_Case_of_Oil_Income_Management_Venezuela.pdf

Huizar, R. (2019). Why was Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), Argentina's National Oil Company, privatized? *The Extractive Industries and Society*, 6(3), pp. 891–899. <https://doi.org/10.1016/j.exis.2019.03.017>

Manzano, O., Scrofina, J.S. (2011). Resource Revenue Management in Venezuela: A consumption-based poverty reduction strategy. Resource Governance Institute. https://resourcegovernance.org/sites/default/files/Venezuela_Final.pdf

Monaldi, F., Hernández, I., La Rosa, J. (2020). The Collapse of the Venezuelan Oil Industry: The Role of Above-Ground Risks Limiting FDI. Houston: Rice University's Baker Institute for Public Policy. https://www.bakerinstitute.org/media/files/files/9ba44b2d/fdi-monaldi-venezuela_uSQ8FHh.pdf

Rosales, A. (2018). Pursuing foreign investment for nationalist goals: Venezuela's hybrid resource nationalism. *Business and Politics*, 20(3), pp. 438–464. <https://doi.org/10.1017/bap.2018.6>

Tordo, S., Tracy, B.S., Arfaa, N. (2011). National Oil Companies and Value Creation. Volume II. Case Studies. Washington, D.C.: The World Bank. <https://doi.org/10.1596/16651>

Viña, G.A., Ferrara, P. (2018). Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF): History and legacy. *Journal of Public Affairs*, 19(3), e1923. <https://doi.org/10.1002/pa.1906>

Viscidi, L. (2010). Colombia's Energy Renaissance. New York: Americas Society/Council of the Americas. <https://www.as-coa.org/articles/colombias-energy-renaissance>

Сведения об авторах

Нина Николаевна Пусенкова – кандидат экон. наук, старший научный сотрудник, Национальный исследовательский институт мировой экономики и международных отношений им. Е.М. Примакова РАН; эксперт, Исследовательский Центр ЭНЕРГО Европейского университета в Санкт-Петербурге

Россия, 117997, Москва, Профсоюзная ул., д. 23

Россия, 191187, Санкт-Петербург, Гагаринская ул., д. 6/16 А

ResearcherID: N-4418-2016, ORCID: 0000-0002-8971-1620

Scopus Author ID: 55824758200, РИНЦ ID: 416751

e-mail: npousenkova@imemo.ru

Александр Владимирович Соколов – кандидат геол.-минерал. наук, директор по геологоразведке, ООО «ПЕТРОГЕКО»; Главный редактор журнала «Георесурсы»

Россия, 628606, Нижневартовск, ул. Самотлорная, д. 20

e-mail: sokolov@petrogeco.ru

Статья поступила в редакцию 01.09.2025;
Принята к публикации 20.10.2025; Опубликована 20.12.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Main Oil Producing Countries of North and South America: Factors of Successes and Failures

N.N. Poussenkova*, A.V. Sokolov

Primakov National Research Institute of World Economy and International Relations of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

ENERPO Center of the European University at St.Petersburg, St.Petersburg, Russian Federation

PETROGECO LLC, Nizhnevartovsk, Russian Federation

Corresponding author: Nina N. Poussenkova, e-mail: npousenkova@imemo.ru

Abstract. The article investigates key success factors and reasons for failures of the oil sectors in countries of North and South America: Argentina, Brazil, Venezuela, Guyana, Canada, Colombia, and Mexico. It gives a brief overview of resource potential and dynamics of hydrocarbon production in these countries. The authors analyze such parameters of the oil sector development as technological progress, sector structure, efficient institutions, government energy policy, including fiscal system, energy reforms, i.e. promotion of competition, partial privatization of national oil companies, attraction of international oil corporations, ensuring a stable regulatory climate, and reasonable localization policy. Conclusion is made that a sustainable development of the oil sector and oil production growth that meets the strategic goals of the government depends not only on resource potential, but also on energy policy, sensible and timely reforms, viable institutions and favorable investment climate.

Keywords: Oil industry, oil production, unconventional reserves, Argentina, Brazil, Venezuela, Guyana, Canada, Columbia, Mexico, national oil companies, R&D (Research

and Development), energy reforms, fiscal system, investment climate, localization, partial privatization, competition, mid-size and small oil companies, majors

Recommended citation: Poussenkova N.N., Sokolov A.V. (2025). Main Oil Producing Countries of North and South America: Factors of Successes and Failures. *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 24–44. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.23>

References

Chauhan, V., Florencio, P., van Mourik, M. (2014). Challenges across Brazil's oil sector and prospects for future production. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies. <https://doi.org/10.26889/9781784670139>

Guerrero, D., Romero, A. (2016). The Case of Oil Income Management in Venezuela: Industry Investment versus Social Expenditure. *Latin America Policy Journal*, (5), pp. 56–72. http://servicios.iesa.edu.ve/portal/Boletines/Junio2016/Articulo_CIEA_The_Case_of_Oil_Income_Management_Venezuela.pdf

Huizar, R. (2019). Why was Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), Argentina's National Oil Company, privatized? *The Extractive Industries and Society*, 6(3), pp. 891–899. <https://doi.org/10.1016/j.exis.2019.03.017>

Ivanov N.A., Poussenkova N.N., Sokolov A.V. (2024). Production of Shale Oil and Gas in the US: Current Status and Prospects. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 240–249. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.24>

Manzano, O., Scrofina, J.S. (2011). Resource Revenue Management in Venezuela: A consumption-based poverty reduction strategy. Resource Governance Institute. https://resourcegovernance.org/sites/default/files/Venezuela_Final.pdf

Monaldi, F., Hernández, I., La Rosa, J. (2020). The Collapse of the Venezuelan Oil Industry: The Role of Above-Ground Risks Limiting FDI. Houston: Rice University's Baker Institute for Public Policy. https://www.bakerinstitute.org/media/files/9ba44b2d/fdi-monaldi-venezuela_uSQ8FHh.pdf

Poussenkova N.N. (2022). National Oil Companies in the New Realities of the Global Energy. Moscow: Idea-Press. (In Russ.)

Poussenkova N.N., Svetenko M.A., Sokolov A.V. (2025). Oil and Gas Production in Saudi Arabia: Comparison with the US Petroleum Sector. *Georesursy = Georesources*, 27(1), pp. 23–34. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2025.1.21>

Rosales, A. (2018). Pursuing foreign investment for nationalist goals: Venezuela's hybrid resource nationalism. *Business and Politics*, 20(3), pp. 438–464. <https://doi.org/10.1017/bap.2018.6>

Tordo, S., Tracy, B.S., Arfaa, N. (2011). National Oil Companies and Value Creation. Volume II. Case Studies. Washington, D.C.: The World Bank. <https://doi.org/10.1596/16651>

Viña, G.A., Ferrara, P. (2018). Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF): History and legacy. *Journal of Public Affairs*, 19(3), e1923. <https://doi.org/10.1002/pa.1906>

Viscidi, L. (2010). Colombia's Energy Renaissance. New York: Americas Society/Council of the Americas. <https://www.as-coa.org/articles/colombias-energy-renaissance>

About the Authors

Nina N. Poussenkova – Cand. Sci. (Economics), Senior Researcher, Primakov National Research Institute of World Economy and International Relations of the Russian Academy of Sciences; Expert, ENERPO Center of the European University at St.Petersburg

Russia, 117997, Moscow, Profsoyuznaya st., 23

Russia, 191187, St.Petersburg, Gagarinskaya st., 6/16 A

Researcher ID: N-4418-2016

Scopus Author ID: 55824758200

ORCID: 0000-0002-8971-1620

e-mail: npoussenkova@imemo.ru

Alexander V. Sokolov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Director for Exploration, PETROGECO LLC, Editor-in-Chief of the Journal Georesursy

Russia, 628606, Nizhnevartovsk, Samotlornaya st., д.20

e-mail: sokolov@petrogoco.ru

Manuscript received 1 September 2025;

Accepted 20 October 2025; Published 20 December 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)