

Гитман Игорь Сергеевич
Экспертно-аналитический центр

Особенности развития нефтегазового комплекса в странах Латинской Америки

Аннотация. В статье проводится сравнительный анализ моделей технологического развития нефтегазового сектора восьми ведущих стран Латинской Америки в период 2010-2024 годов. На основе проведенного анализа данных и институциональных изменений выявлены три основных типа модели развития добывающего сектора в регионе: технологического опережения (Бразилия), адаптации зарубежных решений (Аргентина, Мексика) и поэтапной модернизации (Колумбия, Перу, Эквадор, Чили). Утверждается, что успешность технологического развития нефтегазовой отрасли региона определяется сочетанием институциональной стабильности, масштабом инвестиций в исследования и разработки, эффективности международного технологического сотрудничества и способности адаптировать технологии к местным условиям. Особое внимание в исследовании уделено критическому анализу ограничений каждой модели и оценке потенциала российско-латиноамериканского сотрудничества в области нефтегазовых технологий.

Ключевые слова: технологическая модернизация, нефтегазовый комплекс, Латинская Америка, международное сотрудничество, институциональные факторы, трансфер технологий.

Gitman Igor Sergeevich
Expert and Analytical Center

Features of the development of the oil and gas complex in Latin American countries

Abstract. The article conducts a comparative analysis of technological development trajectories in the oil and gas sector of eight leading Latin American countries during the period 2010-2024. Based on analysis of empirical data and institutional changes, three main types of extractive sector development models are identified: technological advancement (Brazil), adaptation of foreign solutions (Argentina, Mexico), and gradual modernization (Colombia, Peru, Ecuador, Chile, Venezuela). It is argued that the success of technological development in the region's oil and gas industry is determined by a combination of institutional stability, scale of investment in research and development, effectiveness of international technological cooperation, and ability to adapt technologies to local conditions. Special attention is given to critical analysis of the limitations of each model and assessment of the potential for Russian-Latin American cooperation in the field of oil and gas technologies.

Keywords: technological modernization, oil and gas complex, Latin America, international cooperation, institutional factors, technology transfer

Нефтегазовый комплекс в странах Латинской Америки представляет возможность всестороннего анализа различных стратегий технологической модернизации в условиях формирования «ресурсных» экономик. Основная проблема заключается в понимании причин значительного расхождения технологических траекторий между странами региона, несмотря на сопоставимые начальные условия и схожие вызовы.

В 2010 году технологический отрыв между собой ведущих нефтегазовых экономик региона был относительно незначительными, но уже к 2024 году наблюдается нарастание дифференциации. Бразилия создала передовые технологии разработки подсоловых месторождений, признанные мировыми лидерами в отрасли; Аргентина реализует масштабную программу освоения сланцевых ресурсов; Мексика проводит институциональную либерализацию сектора. В то же время другие страны демонстрируют более медленные темпы технологических изменений.

Опыт латиноамериканских стран по созданию собственных технологических компетенций, адаптации зарубежных решений и развитию международного сотрудничества в области высоких технологий представляет значительный интерес с учетом современного геополитического контекста.

Российская школа латиноамериканистики, представленная фундаментальными трудами В.М. Давыдова, заложила основы понимания институциональных факторов экономического развития стран Латинской Америки. В своей работе [1] автор подчеркивает критическую роль государственных институтов в определении траекторий развития, однако технологические аспекты энергетического сектора остаются на периферии анализа. Данный подход, сосредоточенный на макроэкономических и политических процессах, требует дополнения микроуровневыми исследованиями технологических изменений.

Геополитические аспекты латиноамериканской энергетики получили освещение в работах Э.Г. Ермольевой, который в своем анализе российско-латиноамериканского сотрудничества [2] выявляет растущее значение энергетического сектора в двусторонних отношениях, но фокусируется преимущественно на торгово-экономических аспектах, оставляя за рамками рассмотрения вопросы технологического трансфера и инновационного сотрудничества. Отраслевые исследования российских специалистов по нефтегазовому комплексу представлены работами Н.Н. Пусенковой, которая провела детальный сравнительный анализ реформирования энергетических секторов Мексики и Бразилии [3]. Автор демонстрирует, что институциональные изменения (либерализация в Мексике против смешанная модель в Бразилии) оказывают определяющее влияние на результативность технологической модернизации. Однако данное исследование ограничивается анализом двух стран и не охватывает региональные тенденции в целом, что создает потребность в более широком сравнительном анализе.

Можно выделить несколько типов развития в латиноамериканском нефтегазовом секторе на основе современного состояния отрасли (см. табл. 1), каждая из которых характеризуется специфическим сочетанием институциональных условий, инвестиционных стратегий и технологических приоритетов.[12]

Стратегия технологического развития (Бразилия) демонстрирует возможности создания мирового технологического лидерства, но требует исключительно высокого уровня инвестиций и институциональной стабильности. Модель адаптации зарубежных технологий (Аргентина, Мексика) и постепенная модернизация, характерная для Колумбии, Перу, Эквадора и Чили, устойчива к внешним шокам, но ограниченными возможностями для кардинального повышения конкурентоспособности.

Таблица 1. Основные показатели развития нефтегазового сектора латиноамериканских стран (2015-2023)

Страна	Добыча нефти (млн барр./сут., 2023)	Способ добычи	Основные технологические направления
Бразилия	3,2	Подсоловые месторождения	Плавающие платформы (FPSO), цифровой мониторинг, бурение на глубине 2-3 тыс. м

Аргентина	0,7	Сланцевые формации	Гидроразрыв пласта, горизонтальное бурение
Мексика	1,9	Шельф и суша (92%), глубоководные проекты (8%)	Глубоководное бурение, методы увеличения нефтеотдачи (IOR/EOR)
Колумбия	0,8	Преимущественно сухопутные месторождения	Увеличение нефтеотдачи (EOR, заводнение), модернизация НПЗ, цифровые технологии
Венесуэла	0,78-0,85	Тяжелая нефть Оринокского пояса	Апгрейдинг тяжелой нефти, смешение с легкой нефтью, экспорт битуминозных смесей
Эквадор	0,5	Сухопутные месторождения (12% в Амазонии)	Экологически безопасные технологии, интеграция возобновляемых источников энергии
Перу	0,044-0,048	Сухопутные (90%), морские проекты (10%)	Технологии сжижения природного газа (СПГ), инъекционные методы для зрелых месторождений
Чили	0,002	Сухопутные месторождения в Магальянесе	Интеграция возобновляемых источников энергии, водородные технологии

Источники: составлено автором на основе данных национальных энергетических агентств, отчетов [9,10]

Бразильская модель эндогенного технологического развития подсолевой нефтедобычи

Бразилия демонстрирует наиболее успешную модель создания собственных технологических компетенций мирового уровня. Ключевым фактором стала последовательная стратегия Petrobras по развитию подсолевых технологий, начиная с открытия месторождения Tupi в 2006 году [6]. К 2024 году подсолевые месторождения обеспечивают практически всю нефтедобычу страны (3,2 млн баррелей в сутки) [4,13].

Технологические достижения включают создание специализированных систем подводной сепарации, позволяющих обрабатывать нефть на глубинах до 7 километров, и разработку плавучих буровых платформ (FPSO) нового поколения. Месторождение Buzios, введенное в эксплуатацию в 2018 году, демонстрирует рекордные показатели: добыча превысила 1 миллиард баррелей за шесть лет эксплуатации, а планируемая производительность составляет 2 миллиона баррелей в сутки к 2030 году.

При этом есть и ограничения развития отрасли в стране. Коррупционный скандал Lava Jato (2014-2018) привел к сокращению инвестиций в исследования и разработки на 35%, что замедлило темпы технологических инноваций. Высокая капиталоемкость проектов (средняя стоимость разработки подсолевого месторождения составляет \$15-20 миллиардов) создает зависимость от внешнего финансирования и ограничивает возможности тиражирования опыта в других странах региона.

Более того, успех подсолевых технологий парадоксальным образом создал проблему технологической специализации: 80% исследовательских мощностей Petrobras сосредоточено на глубоководных проектах, что ограничивает диверсификацию в другие перспективные направления, включая возобновляемую энергетику.

Аргентинский опыт адаптации американских сланцевых технологий

Аргентинская стратегия основана на адаптации американских технологий гидроразрыва к условиям месторождения Vaca Muerta [7]. Данное месторождение обладает

вторыми в мире запасами сланцевого газа (308 триллионов кубических футов) и четвертыми по величине запасами сланцевой нефти (16,2 миллиарда баррелей). К 2024 году сланцевая добыча составляет 0,7 млн баррелей в сутки, что представляет основную часть аргентинской нефтедобычи и демонстрирует успешность технологической адаптации.

Ключевые технологические особенности включают адаптацию методов горизонтального бурения к геологическим условиям патагонских формаций и разработку специализированных решений для управления водными ресурсами в засушливых регионах. Несмотря на геологическое сходство с американскими формациями Bakken и Eagle Ford, себестоимость добычи в Vaca Muerta составляет \$30-40 за баррель против \$20-25 в США. Основными факторами удорожания являются логистические сложности (удаленность от портов), нехватка специализированного оборудования и квалифицированной рабочей силы.[14]

В тоже время проблемы с инвестированием проектов остаются критическими и связаны в первую очередь и с их нехваткой для полноценного развития сланцевых месторождений. Проблемой является и макроэкономическая нестабильность Аргентины, в частности, высокие темпы инфляции (превышающие 100% в отдельные годы) создают дополнительные барьеры для долгосрочного планирования технологических проектов.

Мексиканская программа либерализации как механизм технологического обновления

Мексиканская энергетическая реформа 2013-2014 годов характеризуется изменением институциональной структуры сектора как драйвера технологической модернизации. Результаты реформы включали в себя трехкратный рост инвестиций в разведку и добычу (с \$2,5 миллиарда в 2013 году до \$7,8 миллиарда в 2019 году) и привлечение передовых глубоководных технологий от компаний ExxonMobil, Shell и BP для освоения месторождений Мексиканского залива. Однако доля глубоководных проектов в общей добыче (1,9 млн баррелей в сутки).

С одной стороны, реформы обеспечили доступ к передовым технологиям и увеличили эффективность операций. С другой стороны, она привела к сокращению национального контроля над стратегическими активами и ограничила возможности развития собственных технологических компетенций.

Особенно проблематичной оказалась зависимость от технологий иностранных компаний в условиях изменения политических приоритетов. Администрация Лопеса Обрадора (2018-2024) частично пересмотрела результаты реформ, сосредоточившись на укреплении Pemex, что создало неопределенность для долгосрочных технологических проектов.

Модель поэтапной технологической модернизации в малых нефтедобывающих экономиках

Колумбия, Перу, Эквадор и Чили демонстрируют альтернативную модель технологического развития, основанную на постепенных улучшениях без радикальных институциональных изменений или масштабной технологической модернизации. Данная модель характеризуется избирательным подходом к внедрению новых технологий и фокусом на повышении эффективности существующих операций.

Колумбийский опыт представляет наиболее успешный вариант данной стратегии. Компания Ecopetrol реализовала программу технологической модернизации, включающую внедрение методов увеличения нефтеотдачи (заводнение с применением полимеров, инъекция углекислого газа), модернизацию нефтеперерабатывающих комплексов Cartagena и Barrancabermeja, а также развитие цифровых технологий мониторинга [5,11]. При добыче 0,8 млн баррелей в сутки основной объем приходится на сухопутные месторождения, а морские проекты пока ограничиваются геологоразведочными работами.

Проект Camisea превратил Перу в значимого глобального экспортера СПГ, в то время как нефтедобыча остается на уровне 0,044-0,048 млн баррелей в сутки с преобладанием сухопутных месторождений (90%) и ограниченной ролью морских проектов.

Эквадор при добыче 0,5 млн баррелей в сутки исключительно на сухопутных месторождениях, около 12% добычи приходится на блок ИТТ в Амазонии, что потребовало создания специализированных решений для минимизации воздействия на окружающую среду.

Чили, несмотря на минимальные объемы нефтедобычи (0,002 млн баррелей в сутки), представляет интерес как пример интеграции возобновляемых источников энергии в нефтегазовые операции. Добыча ведется исключительно на сухопутных месторождениях в регионе Магальянес, но страна активно развивает водородные технологии как перспективное направление энергетического перехода.

Венесуэльский опыт адаптации к внешним ограничениям

Венесуэльский кейс заслуживает отдельного рассмотрения как пример технологической деградации в условиях политического и экономического кризиса. При добыче 0,78-0,85 млн баррелей в сутки большая часть приходится на тяжелую нефть Оринокского пояса. Технологические возможности переработки тяжелой нефти значительно ограничены состоянием нефтеперерабатывающих заводов, что вынуждает экспортировать значительную часть сырья после минимальной подготовки.

Сохранившиеся технологические преимущества включают уникальные методы добычи и переработки сверхтяжелой нефти с плотностью API менее 10 градусов, которые остаются востребованными на мировом рынке. PDVSA продолжает эксплуатировать установки замедленного коксования и гидрокрекинга, адаптированные специально для венесуэльского сырья. Данные технологии представляют значительную ценность, учитывая, что пояс Ориноко содержит крупнейшие в мире запасы нефти.

Вынужденное импортозамещение привело к развитию локальных решений для обслуживания и ремонта оборудования. Венесуэльские специалисты разработали методы продления срока службы нефтеперерабатывающего оборудования с использованием местных материалов и технологий. Создана система реверс-инжиниринга для воспроизводства критически важных компонентов, ранее поставлявшихся из-за рубежа.

Несмотря на отток кадров, в стране сохранились инженерные школы и исследовательские центры, специализирующиеся на технологиях тяжелой нефти.

При этом критическими можно назвать нарастающий износ инфраструктуры, достигающий 70-80% для ряда объектов, острую нехватку инвестиций в модернизацию (менее \$500 миллионов ежегодно против необходимых \$5-7 миллиардов) и ограниченный доступ к современным технологиям и оборудованию. Усугубляются экологические проблемы из-за использования устаревших технологий очистки.

При всех перечисленных проблемах потенциал восстановления прежних объемов в отрасли остается значительным при условии нормализации международных отношений и притока инвестиций. Венесуэльские запасы тяжелой нефти (около 300 миллиардов баррелей) и сохранившиеся технологические компетенции создают основу для быстрого восстановления добычи до уровня 2-2,5 миллиона баррелей в сутки в течение 5-7 лет.

Российский контекст и перспективы сотрудничества

Анализ латиноамериканского опыта предоставляет определенные уроки для российского нефтегазового сектора, особенно в контексте развития технологического сотрудничества в условиях изменившейся геополитической ситуации. Российские компании обладают сравнительными преимуществами в ряде направлений, которые могут быть востребованы в латиноамериканском регионе.

Потенциальные области сотрудничества включают применение российских арктических технологий для освоения месторождений в сложных климатических условиях Патагонии и Огненной Земли. Опыт «Газпром нефти» в области разработки трудноизвлекаемых запасов может быть адаптирован для венесуэльских месторождений тяжелой нефти. Технологии глубокой переработки нефти, разработанные российскими НПЗ, представляют интерес для модернизации латиноамериканских нефтеперерабатывающих комплексов.

Однако реалистичная оценка перспектив сотрудничества требует учета существенных ограничений. Географическая удаленность создает логистические сложности и увеличивает стоимость технологического трансфера, а санкционные ограничения затрудняют финансирование совместных проектов через традиционные международные институты. Конкуренция с устоявшимися западными технологическими партнерами требует доказательства явных преимуществ российских решений.

Наиболее реалистичными направлениями представляются проекты в области программного обеспечения для геологоразведки, технологий переработки попутного газа и решений для повышения энергоэффективности промышленных объектов. Успешная реализация подобных проектов потребует создания совместных технологических центров и программ обмена специалистами.

Для российских компаний латиноамериканский опыт предлагает несколько важных уроков: необходимость диверсификации технологических партнерств, важность создания локальных компетенций при реализации международных проектов, критическое значение долгосрочной стратегической перспективы при развитии сложных технологий.

Одним из факторов успеха станет способность российских компаний предложить не только отдельные технологии, но и комплексные решения, включающие финансирование, обучение персонала и долгосрочное техническое сопровождение. Опыт китайских компаний в Латинской Америке демонстрирует важность интегрированного подхода к технологическому сотрудничеству.

Список источников

1. Давыдов В.М. Энциклопедия. Латинская Америка / В.М. Давыдов. – М.: Экономика, 2013. – 950 с.
2. Ермольева Э.Г. Россия и Латинская Америка в контексте глобального напряжения // Мировая экономика и международные отношения. – 2016. – Т. 60, № 11. – С. 15-26.
3. Исаев М. Г., Спильниченко В. К. Разработка научно обоснованных предложений по методам и индикаторам оценки эффективности управления цифровой трансформацией экономических бизнес-систем // Современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Серия: Экономика и право. 2023. №11/2. -С. 20-25 DOI 10.37882/2223-2974.2023.11-2.11
4. Пусенкова Н.Н. Мексиканские и бразильские нефтяные сериалы: как преуспеть в реформировании нефтегазового сектора // Экологический вестник России. – 2015. – № 10. – С. 8-17.
5. Спильниченко В. К. Национальная платежная система как средство развития цифровой экономики и укрепления экономической безопасности страны / В. К. Спильниченко, А. А. Голикова // Новые траектории экономического развития в условиях глобальной неопределённости (XXIII Чаяновские чтения) : сборник статей по материалам международной научной конференции. – Москва, 2023. – С. 192–197.
6. Фомин О. С., Спильниченко В. К., Салимова Г. А. Особенности формирования доходов консолидированных бюджетов субъектов Российской Федерации // Amazonia Investiga. – 2021. – Т. 10, № 48. – С. 254–263.

7. Agência Brasil. Driven by pre-salt, oil becomes Brazil's top export // Agência Brasil. – 2025. – January 18. – URL: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/en/economia/noticia/2025-01/driven-pre-salt-oil-becomes-brazils-top-export> (дата обращения: 22.05.2025).
8. Ecopetrol. Annual Report 2023 // Ecopetrol S.A. – Bogotá, 2024. – 245 p.
9. Petrobras. Sustainability Report 2024 // Petróleo Brasileiro S.A. – Rio de Janeiro, 2024. – 156 p.
10. YPF. Vaca Muerta Development Strategy 2020-2030 // YPF S.A. – Buenos Aires, 2024. – 78 p.
11. International Energy Agency. Latin America Energy Outlook 2024 // IEA. – Paris, 2024. – 312 p.
12. Fomin O. S., Spilnichenko, V. K., Salimova, G. A., Nigmatullina, G. R., & Nadzhafova, M. N. (2021). Features of the formation of incomes of the consolidated budgets of the constituent entities of the Russian Federation. Amazonia Investiga, 10(48), 254–263. <https://doi.org/10.34069/AI/2021.48.12.27>
13. Economic Commission for Latin America and the Caribbean. Energy Transition and Industrial Policy in Latin America // ECLAC. – Santiago, 2023. – 189 p.
14. U.S. Energy Information Administration. International Energy Statistics Database // EIA. – Washington D.C., 2024. – URL: <https://www.eia.gov/international/data/world> (дата обращения: 22.06.2025).

Сведения об авторах

Гитман Игорь Сергеевич, аспирант, «Экспертно-аналитический центр», г. Москва, Россия

Information about the author

Gitman Igor Sergeevich, Postgraduate student, "Expert and Analytical Center", Moscow, Russia