

Нефтегазовый сектор Бразилии: специфика, проблемы и перспективы развития

А.М. Мастепанов^{1,2*}, А.М. Сумин^{1**}

1 – Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

2 – РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва

E-mail: *amastepanov@mail.ru, **andrey-sumin@rambler.ru

Аннотация. В статье дан анализ государственной политики Бразилии в нефтегазовой отрасли. Сделан акцент на присущих именно нефтегазовому сектору особенностях и их влиянии на формирование энергетической политики как в национальном масштабе, так и на уровне отдельных регионов страны. Дана характеристика состоянию нефтяной и газовой отраслей и показана динамика их развития на современном этапе. Рассмотрены причины и особенности либерализации, а также специфика эволюции нормативно-правового регулирования в нефтегазовом секторе. Проанализированы нормативно-правовая база и программные документы, на основании которых формируется государственная политика Бразилии по освоению углеводородных ресурсов, а также полномочия бразильских органов управления, ответственных за ее реализацию. Перечислены принципы, лежащие в основе реформы нефтегазового сектора. Описан тарифно-финансовый механизм регулирования рынка нефтепродуктов. Проанализированы внутренние и внешние вызовы, с которыми сталкивается сектор. Сделан акцент на позитивном опыте развития бразильского нефтегазового сектора, который может быть востребован в России.

Ключевые слова: Бразилия, нефтегазовый сектор, нефтяная отрасль, газовая отрасль, Petrobras, Национальное агентство по нефти, природному газу и биотопливу, углеводороды, природный газ, нефть, природная рента, подсолевые горизонты, правовое регулирование, правовой режим, либерализация, конкурентность.

Для цитирования: Мастепанов А.М., Сумин А.М. Нефтегазовый сектор Бразилии: специфика, проблемы и перспективы развития // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 2(33). С. 52–75. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-33.art5>

1. Отличительные особенности и правовое регулирование бразильского нефтегазового сектора

Нефтегазовый сектор – одна из системообразующих отраслей экономики Бразилии, в силу чего вопросы его регулирования и эффективного функционирования традиционно входят в число приоритетов энергетической политики крупнейшей латиноамериканской страны.

Специфической особенностью бразильской энергетической политики является существенная доля

государственного участия в нефтегазовом секторе. Системное присутствие государства в отрасли берет начало в 1953 г., когда в силу принятого специально с этой целью Закона № 2004/1953 был основан государственный нефтегазовый концерн Petrobras. Данный закон явился правовой основой становления бразильского нефтегазового комплекса в его нынешнем виде и без преувеличения оказал решающее влияние на формирование энергетической политики страны на все последующие десятилетия [1].

На протяжении сорока лет Закон № 2004/1953 наделял Petrobras, а фактически – государство, монопольным правом на геологоразведку, добычу и переработку углеводородного сырья на всей территории страны.

В 1990-е годы Бразилия начала переход к более гибкой системе нормативно-правового регулирования национальной энергетики [2, с. 50]. Целью перехода являлись реализация новых принципов функционирования внутреннего энергетического рынка в условиях глобализации и создание более комфортных условий для работы на нем, в том числе и для зарубежных компаний, особенно – в нефтегазовом. Центральным элементом реформирования всей нормативно-правовой базы в сфере энергетики стала Конституционная поправка № 9 от 9.11.1995 г., отменившая безоговорочное монопольное положение Petrobras. С целью ее развития в 1997 г. был принят Федеральный Закон о нефти № 9.478/97 (англ. – Petroleum Act).

Принятие Конституционной поправки и Закона о нефти было продиктовано велением времени: мировая экономика вошла в период либерализации и демонополизации, что непосредственно сказалось и на нефтегазовом секторе. Бразильские законодатели радикально пересмотрели роль государства в управлении нефтегазовым сектором: оно было отстранено от прямого участия в производственной деятельности, но одновременно были расширены его регуляторные полномочия. Закон о нефти впервые в истории страны предоставил зарубежным нефтегазовым компаниям возможность работать на внутреннем рынке (на концессионной основе).

Открытие в 2007 г. крупных глубоководных месторождений

углеводородов на бразильской части океанского шельфа стало предпосылкой для второго этапа разработки нормативно-правового массива, направленного на формирование благоприятных условий для геологоразведки и добычи углеводородов, а также на дальнейшее приведение правового регулирования указанных сфер в соответствии с мировой практикой. С этой целью в 2010 г. были приняты Федеральные законы №№ 12.351, 12.304 и 12.276. Закон № 12.351 зафиксировал правовой режим соглашений о разделе продукции (СРП) для разработки подсольевых горизонтов на шельфе и месторождениях, имеющих стратегическое значение. Законом № 12.304 был определен правовой статус полностью находящейся в государственной собственности компании Pré-Sal Petróleo S.A. (сокр. – PPSA), специально созданной для обеспечения соблюдения государственных интересов в заключаемых СРП для добычи нефти подсольевых горизонтов. Закон № 12.276 установил особый правовой статус соглашений о передаче прав государства на геологоразведку и освоение семи участков шельфа (Florim, Franco, South Guara, Iara Offblock, South Tupi, Northeast Tupi, Peroba) в пользу Petrobras [3].

В 2013 г. Бразилия провела пробную серию тендеров на право освоения месторождений углеводородов (конвенциональной нефти, нефти подсольевых горизонтов и сланцевого газа). Отметим, что на тот период бразильские власти все еще пребывали в стадии поиска ответов на три вопроса, впервые возникших в 2007 г., после открытия крупных шельфовых месторождений:

1. Как распределять доходы от реализации нефти?

2. Как наиболее оптимально использовать доходы от разработки нефтяных месторождений для стимулирования экономического развития в национальном масштабе?

3. Насколько возможно освоение нефтяных месторождений за счет собственных сил и средств (то есть, опираясь лишь на потенциал концерна Petrobras)?

Наиболее спорным вопросом, от успешности решения которого зависели и сроки начала освоения месторождений, было распределение между штатами Бразилии природной ренты от будущей разработки этих месторождений. Ранее проблема разрешалась по умолчанию: доходы поступали в распоряжение штатов, где велась добыча, и считались компенсацией за связанные с добычей расходы и возможные риски. С обнаружением в 2007 г. новых месторождений началась продолжительная дискуссия о целесообразности более широкого распределения природной ренты, а также о приоритете финансирования за счет нефтяных доходов тех или иных публичных расходов. Проблема разрешилась только в 2013 г., когда было принято решение распределять природную ренту между всеми бразильскими штатами. Благодаря найденному компромиссу стало, наконец, возможно приступить к организации приостановленных накануне кризиса 2008 г. тендеров на разработку месторождений.

Состоявшийся в середине 2013 г. первый тендер оказался успешным: было привлечено 1,4 млрд долл., причем потенциальные инвесторы обязались в будущем вложить в разработку месторождений еще 3,5 млрд долл. В тендере приняли участие крупные международные

нефтегазовые концерны, а бразильский Petrobras сыграл скорее второстепенную роль. Такой расклад дал экспертам повод заявить о сдержанной позиции Petrobras к планам бразильских политиков использовать нефтяные доходы для стимулирования экономического развития страны. На это у концерна были свои причины. В течение предыдущих лет Petrobras проводил агрессивную инвестиционную политику, причем опираясь лишь на собственные финансовые возможности. Производственная деятельность концерна ознаменовалась в это время многочисленными проблемами технического и организационного плана. В итоге в разгар финансово-экономического кризиса Petrobras оказался едва ли не самой закредитованной из всех мировых крупных нефтяных компаний, чьи акции котируются на бирже. В какой-то момент концерн даже оказался вынужден распродать многие непрофильные активы.

К началу тендеров Petrobras не располагал финансовыми средствами в объеме, позволяющем подавать заявки на разработку месторождений. На тот момент имелись сомнения в способности концерна осуществлять широкомасштабные буровые работы на подсолевых горизонтах одними лишь собственными силами. Речь шла об отсутствии опыта, технологий и оборудования и, конечно, об ограниченных финансовых ресурсах – тем более что при этом предполагались и отчисления значительной части выручки на целевые нужды государства. Между тем бразильские официальные критерии, применявшиеся к сырьевым компаниям с целью привлечь их к участию в развитии местной промышленности и созданию рабочих мест, считались на тот момент одними из самых высоких в мире.

К примеру, законодательно закрепленное требование заказывать добычные платформы и суда исключительно на бразильском рынке неоднократно приводило к резкому росту себестоимости оборудования и к задержкам его поставок. В свою очередь, перечисленные неурядицы влияли на производственную деятельность работавших в Бразилии сырьевых компаний. В частности, аналитики швейцарского банка Credit Suisse подсчитали, что строительство нефтяного танкера среднего радиуса действия на бразильских верфях обходилось почти вдвое дороже, чем на китайских [4].

В итоге в марте 2013 г. Petrobras обратился к властям с просьбой смягчить законодательные нормативы участия в развитии местной промышленности. По этой причине бразильские власти оказались вынуждены пойти на очередной этап модернизации законодательного регулирования национального нефтегазового сектора: в 2016 г. был принят Федеральный Закон № 13.365, закрепивший более привлекательные условия работы на внутреннем рынке для сырьевых компаний, в том числе зарубежных. Закон характеризуется особой нормативной гибкостью, наделяя концерн Petrobras правом (но не обязанностью) разрабатывать любое нефтегазовое месторождение на континентальном шельфе страны. При этом изданный в 2017 г. в развитие данного закона правительственный Декрет № 9041/2017 налагает на Petrobras обязательства в отношении тех шельфовых месторождений, разработка которых юридически закреплена за концерном. Для освоения каждого такого

месторождения концерн стал обязан, во-первых, учредить компанию в форме акционерного общества и, во-вторых, приобрести как минимум 30% ее акций. Созданный тем самым новый правовой режим позволил создавать консорциумы с участием Petrobras и зарубежных нефтегазовых компаний.

Результаты не заставили себя долго ждать. Уже в течение 2017–2018 гг. был успешно проведен целый ряд тендеров на освоение шельфовых месторождений углеводородов с участием Equinor, CNOOC, ExxonMobil, Total, Repsol, Chevron, Shell и BP [5]. Наконец, в 2019 г. верхней палатой Парламента Бразилии было принято поистине эпохальное Постановление № 3178, аннулировавшее преимущественное право концерна Petrobras на разработку месторождений углеводородов в стране [2, с. 40]. Перечисленные законодательные этапы отчетливо демонстрируют, что энергетическая политика Бразилии хоть и характеризуется определенной непоследовательностью, но все же эволюционирует в направлениях снижения участия государства в функционировании нефтегазового сектора, стимулирования привлечения инвестиций и технологий из-за рубежа и общей либерализации внутреннего энергетического рынка.

Практическая реализация перечисленных нормативно-правовых актов возложена на созданное во исполнение Федерального Закона о нефти № 9.478/97 Национальное агентство по нефти, природному газу и биотопливу (порт. – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, сокр. – ANP).

Агентству делегированы довольно обширные полномочия, а именно [6]:

- проведение национальной политики в сфере нефти, природного газа и биотоплива;

- организация конкурсов и аукционов на право освоения месторождений нефти и газа, а также заключение концессионных соглашений на право пользования месторождениями с последующим контролем исполнения условий;

- формирование условий для рационального использования нефти и газа и содействие охране окружающей среды;

- осуществление государственной экспертизы информации о разведанных запасах ископаемых углеводородов, геологической и экономической информации о предоставленных в пользование участках недр;

- содействие геологическому изучению недр, формирование и актуализация национальной базы данных геологической информации;

- реализация принципа конкуренции на внутреннем рынке углеводородов и продуктов их переработки;

- защита законных прав и интересов потребителей, связанных с тарифами, качеством и доступностью нефти, природного газа и продуктов их переработки.

Характерной особенностью бразильской энергетики, традиционно определяющей роль и место нефтегазового сектора в экономике страны, является недостаток внутреннего предложения первичной энергии. На протяжении десятилетий спрос на энергию стабильно превышал предложение. Пик энергетического голода был отмечен в 1979 г. – дефицит составил 45,9% общего предложения первичной энергии, в частности, дефицит внутреннего

предложения нефти-сырца – 90% (при этом предложение нефтепродуктов, напротив, превысило спрос на 8%). Между тем, период 1970-х годов характеризовался в Бразилии двумя взаимообусловленными процессами: стабильным экономическим ростом (свыше 8% в среднегодовом исчислении) и резкой урбанизацией. Сложившаяся ситуация в свою очередь спровоцировала глубокие перемены в национальном энергетическом балансе. Отмечалось существенное уменьшение удельного веса возобновляемых энергоносителей (с 57,6% в 1970 г. до 45,3% в 1980 г.) в пользу ископаемых углеводородов [7]. Процесс урбанизации привел к замещению дров баллонным газом. В 1975 г. бразильское правительство начало реализацию Национальной спиртовой программы (англ. – National Alcohol Program), что подстегнуло спрос на продукты переработки сахарного тростника, используемые для выработки этанола – с 5,3% до 8% [7]. Тем не менее, смещение центра тяжести в энергобалансе с возобновляемых энергоносителей на углеводороды продолжалось и в последующие десятилетия. Динамика и структура энергетического баланса Бразилии в последние десятилетия, согласно данным Международного энергетического агентства (МЭА) [8], показана на рис. 1.

Наименьшая доля возобновляемых энергоносителей в бразильском энергобалансе (39%) была зафиксирована в 2001 г. Продолжительная засуха привела тогда к резкому снижению генерации в гидроэнергетике и подстегнула спрос на ископаемые энергоносители. Затем удельный вес возобновляемой энергетики начал увеличиваться, составив в 2018 г. 45,2% национального энергобаланса, а в 2019 г. вырос еще на 0,7% [7].

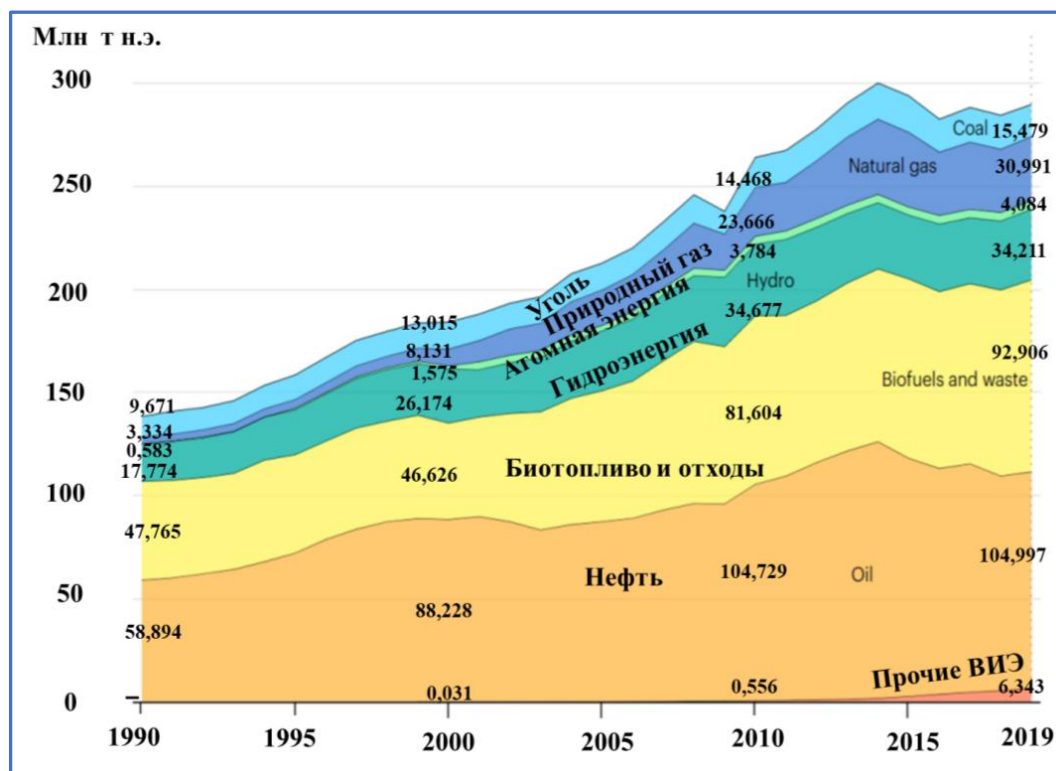


Рис. 1. Энергетический баланс Бразилии в период 1990–2019 гг. [8]

На 2018 г. пришлось еще одно знаменательное событие в истории бразильской энергетики: именно в этом году был впервые достигнут профицит предложения первичной энергии, когда ее экспорт превысил импорт. В частности, нефти-сырца было импортировано 9,6 млн т н.э., а экспортировано – 55,7 млн т н.э. [3]. Тем не менее, даже в 2018 г. внутреннее предложение энергоносителей все равно оставалось недостаточным. Согласно данным бразильской статистики, дефицит природного газа составлял 10,6 млрд м³, энергетического угля – 22,8 млн т, электроэнергии – 35 ТВт/ч [7].

2. Нефтяная отрасль

Недостаток предложения ископаемых углеводородов издавна стимулировал бразильских энергетиков на проведение геологоразведки отдаленных и

труднодоступных регионов страны, в том числе шельфовых. Открытие морских месторождений углеводородов вдохнуло новую жизнь в бразильский нефтегазовый сектор. Первым бразильским морским нефтяным месторождением стало Guaricema у побережья штата Сержипи. Компания Petrobras начала разрабатывать месторождение в 1968 г. Нефтяной кризис начала 1970-х годов лишь интенсифицировал геологоразведочные работы на всей территории страны и на национальном участке морского шельфа. В 1974 г. были открыты крупные месторождения углеводородов на шельфе бассейна Campos, а в 1986 г. началась разработка месторождения нефти Uguisu в Амазонии [9].

Динамика основных показателей развития нефтяной отрасли Бразилии, согласно данным BP: Statistical Review of World Energy [10], показана в табл. 1.

Таблица 1

Динамика основных показателей нефтяной промышленности Бразилии [10]

	1980	1990	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019
Доказанные запасы, млрд. барр.	1,3*	4,5*	8,5*	11,8*	14,2*	13,0*	12,6*	12,8*	13,4*	12,7*
Добыча, тыс. барр./сут.	188	651	1268	1713	2125	2525	2591	2721	2679	2877
Потребление, тыс. барр./сут.	1080	1229	2018	2123	2714	3140	2960	3030	3010	3098
Мощность нефтеперерабатывающих заводов, тыс. барр./сут.	1393	1440	1849	1942	1992	2281	2289	2285	2285	2290

* на конец года

Совершенствование технологий нефтедобычи позволило разрабатывать все более глубоководные месторождения. Если в 1977 г. на бразильском шельфе они эксплуатировались на глубине до 124 м, то в 2003 г. нефть добывалась уже с глубин до 1886 м [11]. Начиная с 2007 г., когда были открыты первые месторождения, залегающие на океанском шельфе под пластом соляных отложений, Petrobras периодически объявляла о намерении вести нефтедобычу на глубине 7 тыс. м и более. Начавшийся в 2008 г. мировой финансово-экономический кризис негативно сказался на бразильском ТЭК. Особенно сильно пострадала нефтегазовая отрасль. Резко сократились масштабы геологоразведочных работ, упали объемы инвестиций. Соответственно, в период 2008–2013 гг. снизились темпы воспроизводства минерально-сырьевой базы. Сужение внутреннего рынка вынудило многие энергетические компании переориентироваться на другие страны, что еще сильнее затормозило восстановление бразильского нефтегазового сектора [1]. Новый удар по перспективам восстановления был нанесен падением цен на углеводородное сырье в 2014 г.

В конце 2019 г. совокупный объем доказанных запасов нефти Бразилии составил 12,7 млрд барр. (1,8 млрд т), причем около 95% из них приходилось на шельфовые месторождения (коэффициент ресурсообеспеченности колебался в пределах 12–12,5 лет) [7, 12]. Примечателен быстрый рост нефтедобычи за относительно небольшой период, благодаря которому Бразилия обрела статус страны-экспортера нефти. Если в 2010 г. сырой нефти добывалось 2,12 млн барр. в сутки, то в 2015 г. – 2,52, а в 2019 г. – уже 2,88 млн барр. в сутки (150,8 млн т – 3,4% общемировой добычи), увеличившись за год на 7,4% [12].

Совокупная мощность бразильских нефтеперерабатывающих заводов в настоящее время составляет 2,29 млн барр. в сутки. Как и в предшествующие годы, они работают не в полную мощность. Если в 2017 г. объем первичной переработки нефти-сырца составил 1,74 млн барр. в сутки, то в 2019 г. – 1,75 млн барр. в сутки [12]. В структуре производства нефтепродуктов на дизельное топливо приходится около 41%, на автомобильный бензин – 25%, на топочный мазут – около 13%, на керосин и реактивное топливо – около 6%, на сжиженные углеводородные газы – порядка 4% [13].

Согласно расчетам бразильских правительственных экспертов, в 2020-е годы среднесуточная нефтедобыча в стране будет ежегодно увеличиваться в среднем на 7,1%, достигнув к 2029 г. 5,54 млн барр. Из этого объема 60% будет отправляться на экспорт, а 40% – перерабатываться внутри страны [7]. В случае реализации данного прогноза бразильский внутренний рынок продолжит испытывать нехватку значительной части нефтепродуктов, удовлетворять которую по-прежнему придется за счет импорта (в настоящее время – около 11% внутренних потребностей). Так, Бразилия импортирует 23% потребляемого дизельного топлива, более 10% – бензина и свыше 60% – прочих

нефтепродуктов. При этом экспортируются существенные объемы производимых в стране мазута и авиационного керосина. Предполагается, что к 2029 г. совокупный объем инвестиций в разведку, добычу и переработку нефти возрастет до 470 млрд долл., составив 77% общего объема капиталовложений в бразильскую энергетику [7].

Согласно оценкам МЭА [14], Бразилия, в базовом сценарии прогноза (Stated Policies Scenario – STEPS), выйдет в 2040 г. на седьмое место в мире по объемам производства нефти (рис. 2), причем основную часть ее добычи по-прежнему будут давать месторождения глубоководного шельфа.

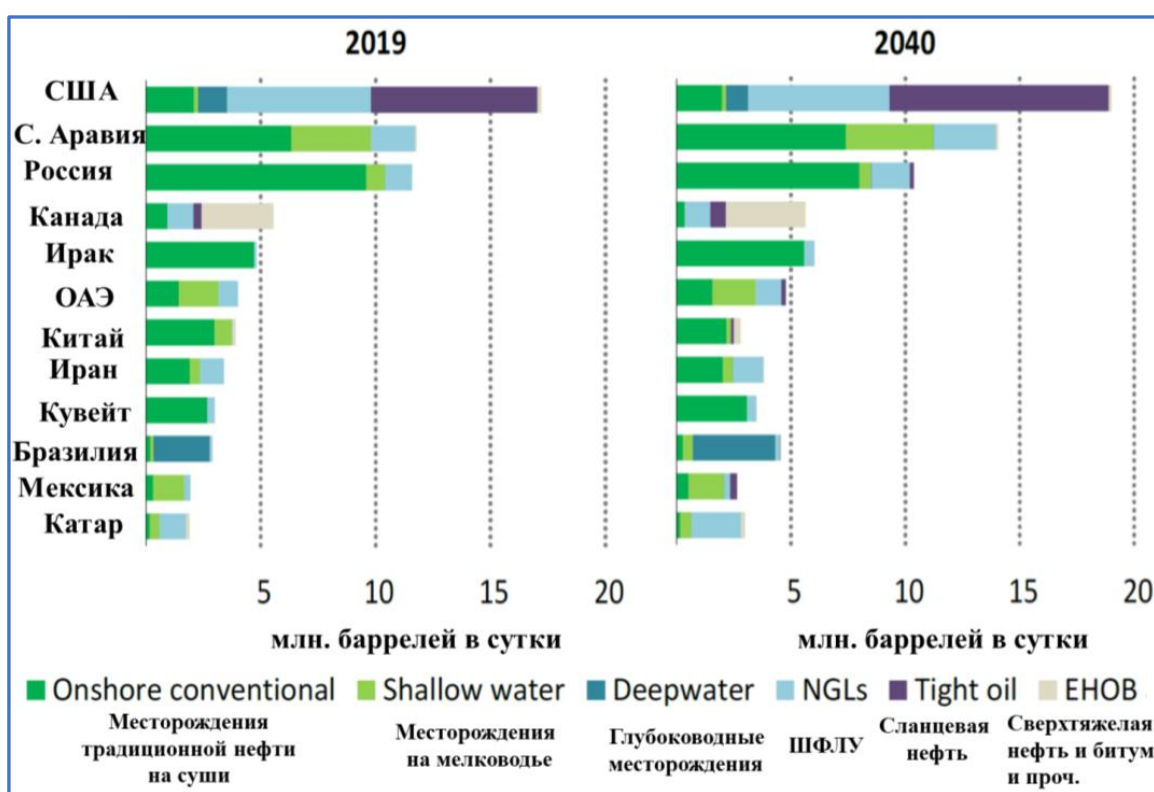


Рис. 2. Топ-12 стран-производителей нефти в Базовом сценарии World Energy Outlook–2000 МЭА в 2019 г. и 2040 г.-[14]

На перспективные объемы нефтедобычи в стране определенное воздействие может оказать и принятая упомянутым выше Национальным агентством по нефти, природному газу и биотопливу (ANP) в

интересах защиты окружающей среды 22 декабря 2020 г. Резолюция № 806, которой устанавливаются процедуры контроля и сокращения сжигания на факелах и потерь при разработке месторождений нефти и газа.

Этим документом устанавливаются годовые и ежемесячные лимиты на сжигание газа и убытки, увязанные с выплатами роялти и несоблюдением санкций. Документ определяет, что в случае превышения лимитов производственные подразделения должны сократить добычу углеводородов, чтобы свести к минимуму потери. Кроме того, сжигание сырой нефти и не попутного газа запрещено, за исключением случаев, когда это делается по чрезвычайным причинам и производственным испытаниям продолжительностью менее 72 часов. В нем также содержатся руководящие принципы для запросов, связанных с чрезвычайным сжиганием на факеле, включая требования, касающиеся пусконаладочных работ (например, сроки начала повторной закачки газа, информация, подлежащая представлению, кривые использования газа) и долгосрочных производственных испытаний (например, максимальное время без использования добытого газа) [15].

Рынок нефтепродуктов Бразилии характеризуется рядом присущих именно ему специфических черт, в свою очередь проистекающих из особенностей правового регулирования национального нефтегазового сектора. Надзор за реализацией бензина и дизельного топлива осуществляется ANP согласно Федеральному Закону о нефти. Принятие закона, вступившего в силу в 2002 г., имело одной из целей демонополизацию топливного рынка, на котором прежде безраздельно доминировал концерн Petrobras. В частности, был разрешен импорт бензина и дизельного топлива, фиксированные цены на них были упразднены и стали определяться рынком.

В розницу реализуется бензин категории «С» – смесь бензина с биоэтанолом. Сети розничной торговли бензином

приобретают у Petrobras чистый бензин (категория «А»), к которому примешиваюткупаемый напрямую у производителей этанол. При этом доли в некоторых предприятиях-производителях этанола также полностью или частично принадлежат Petrobras. Процентное соотношение этанола в смеси определяется Межведомственной комиссией по сахару и спирту (СИМА) и колеблется от 18 до 25% (в зависимости от урожая сахарного тростника в текущем году). Отпускные цены на этанол, закладываемые в стоимость реализуемого в розницу бензина, также устанавливаются производителями сообразно ситуации на рынке.

С 2008 г. к продаваемому в розницу дизельному топливу в обязательном порядке примешивается биодизель – разновидность моторного топлива, производимая из растительных масел или животных жиров, и также классифицируемая как энергоноситель [3]. На организуемых ANP ежеквартально тендерах Petrobras закупает у производителей требуемые объемы биодизеля, которые (также посредством торгов) реализует розничным сетям. В свою очередь, розничные компании осуществляют смешивание минерального дизельного топлива с биодизелем и продают его потребителям. В настоящее время доля биодизеля в конечном объеме реализуемой в розницу смеси (по бразильской классификации – дизель-В12) достигла 12%. Доля биодизеля в биодизельной смеси постоянно растет (с 2% в 2008 г. до 12% в настоящее время) [16]. Бензин в качестве моторного топлива используется примерно в 60% легкового автопарка Бразилии [17]. Дизельное топливо, напротив, применяется, главным образом, крупнотоннажным транспортом и в сельском хозяйстве [16].

Еще одной особенностью нефтегазового сектора Бразилии является специфический, присущий только этой стране механизм ценообразования на вырабатываемое из ископаемых углеводородов топливо. Как сказано выше, из-за традиционного недостатка предложения энергоносителей на внутреннем рынке Бразилия вынуждена импортировать отдельные разновидности топлива. Наиболее наглядным примером здесь служит автомобильный бензин. До упразднения монопольного положения концерна Petrobras в его функции входила также закупка бензина за рубежом и последующая его реализация внутри страны по доступным для местного потребителя тарифам. К примеру, в 2012 г. Petrobras импортировал 4 млрд л бензина, который в итоге по распоряжению властей был реализован на внутреннем рынке по ценам ниже закупочных. Таким образом, концерн фактически был вынужден участвовать в субсидировании импортного бензина, причем на постоянной основе. Соответственно, механизм ценообразования на реализуемый в розницу бензин в течение долгого времени оставался непрозрачным, что оказывало дополнительный негативный эффект на инвестиционный климат в нефтегазовой отрасли [4]. Ситуация начала меняться только после либерализации законодательства, регулирующего бразильский энергетический сектор.

В настоящее время отпускные цены на большинство нефтепродуктов примерно соответствуют среднемировым, а на автомобильный бензин они традиционно остаются несколько выше. За счет образующейся наценки субсидируется «социальная» цена баллонного газа, повсеместно используемого в коммунальном секторе [7].

Структура цены на реализуемый в розницу бензин в начале 2021 г. выглядела следующим образом [17]:

- 29% – отпускная цена компании Petrobras (включает, помимо прочего, стоимость добычи и переработки нефти);
- 15% – федеральные налоги (CIDE, PIS/PASEP и COFINS)*;
- 29% – налог штата ICMS;
- 15% – стоимость добавляемого в бензин этанола;
- 12% – розничная наценка (включает доставку и реализацию бензина, сервисное обслуживание АЗС и пр.).

Похожим образом в начале 2021 г. формировалась цена и на отпускаемое в розницу дизельное топливо [16]:

- 47% – отпускная цена Petrobras;
- 9% – федеральные налоги (CIDE, PIS/PASEP и COFINS);
- 14% – налог штата ICMS;
- 14% – стоимость добавляемого в дизельное топливо этанола;
- 16% – розничная наценка (доставка и реализация дизельного топлива, сервисное обслуживание АЗС и пр.).

Из приведенных выше данных видно, что изначальные цели принятия Закона о нефти – формирование рыночного механизма и ликвидация монополии Petrobras на розничном рынке моторного топлива – в основном и, по меньшей мере, формально были достигнуты.

* CIDE – взнос за участие в предпринимательской деятельности; PIS/PASEP – взнос в фонд социальной интеграции/взнос в фонд занятости государственных служащих; COFINS – взнос в фонд социального обеспечения и страхования (поступают в федеральный бюджет); ICMS – налог на товары и услуги (поступает в бюджеты штатов).

Концерн устанавливает теперь лишь часть итоговой цены на бензин и дизельное топливо, а прочие ее компоненты представляют собой налоговые платежи в бюджеты Федерации и штатов, устанавливаемые производителями отпускные цены на этанол и биодизель, а также добавляемые розничными сетями наценки. Кроме того, импортируемое моторное топливо поступает на розничный рынок, вообще минуя Petrobras. Предусмотренный законом контроль за рынком нефтепродуктов со стороны ANP осуществляется в форме мониторинга розничных цен на моторное топливо по всей стране и еженедельного

опубликования соответствующих сводных обзоров [18].

3. Газовая отрасль

Растущее значение природного газа в энергетическом балансе Бразилии нашло свое отражение в принятии в 2009 г. Федерального Закона о газе № 11.909 (англ. – Gas Law). Цель принятия закона заключалась в развитии конкурентных начал в транспортировке, переработке, хранении, регазификации и коммерческом сбыте природного газа [2, с. 41]. Динамика развития газовой отрасли страны, согласно данным BP: Statistical Review of World Energy [10], показана в табл. 2.

Таблица 2

Динамика основных показателей газовой промышленности Бразилии [10]

	1980	1990	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019
Доказанные запасы, трлн м ³	0,1*	0,1*	0,2*	0,3*	0,4*	0,4*	0,4*	0,4*	0,4*	0,4*
Добыча, млрд м ³	1,0	3,1	7,5	10,9	15,0	23,8	24,1	27,2	25,2	25,8
Потребление, млрд м ³	1,0	3,1	9,4	19,6	27,6	42,9	37,1	37,6	35,9	35,8

* на конец года

Потребности бразильского рынка в природном газе покрываются из трех источников:

- внутренней газодобычи,
- импортируемого трубопроводного газа (из Боливии по газопроводу Gasbol и из Аргентины по газопроводу Transportadora de Gas del Mercosur);

- закупаемого за рубежом (в Нигерии, Нидерландах, Тринидаде и Тобаго, Норвегии, Анголе и США) сжиженного природного газа (СПГ) [2, с. 34], который доставляется на три принадлежащих Petrobras регазификационных терминала (Pecem, Bay of All Saints, Guanabara Bay) [19].

Среднегодовые темпы прироста потребления природного газа в Бразилии за период 2008–2018 гг. составили 3,4%, а суммарные объемы его потребления – 35,9 млрд м³ в 2018 г. и 35,8 млрд м³ в 2019 г. Пик потребления газа отмечался в 2014 и 2015 гг. (41 и 43 млрд м³ соответственно). Из них примерно 24–27 млрд м³ в год (в 2019 г. – 25,8 млрд м³) приходилось на внутреннюю добычу при среднегодовых темпах ее прироста в 5,8% за период 2008–2018 гг. При этом необходимо подчеркнуть, что внутренняя ресурсная база бразильской газодобывающей отрасли невелика.

По состоянию на конец 2018 г. совокупный объем доказанных запасов месторождений природного газа в стране составлял 368,9 млрд м³. Этого количества хватило бы на 9 лет при существовавшем на тот момент уровне добычи. Оставшаяся доля потребности в природном газе удовлетворяется за счет импорта, удельный вес которого в совокупном потреблении газа в последние годы колебался в пределах 28–30% (в 2014–2015 гг. – примерно 44%) [12]. Колебания объемов импорта объясняются текущими потребностями электрогенерирующих мощностей, работающих на природном газе [7]. Потребление природного газа распределяется следующим образом: генерация электроэнергии (30%), производственный сектор (26%), технологические нужды ТЭК (20%), производство сжиженного газа (12%) [7].

В настоящее время газовая отрасль Бразилии сталкивается с целым рядом масштабных вызовов, от успешности ответа на которые будут зависеть не только перспективы собственно отрасли, но и, без преувеличения, перспективы обретения Бразилией роли одной из крупных современных экономических держав мира.

В 2019 г., с почти двадцатилетней задержкой, бразильские власти ввели в действие так называемую Программу Нового газового рынка (порт. – Programa do Novo Mercado de Gás, англ. – New Gas Market Program). По замыслу разработавшего Программу Министерства горнорудной промышленности и энергетики Бразилии (сокр. – ММЕ), реализация концепции должна способствовать росту внутреннего спроса на природный газ с шельфовых месторождений, обеспечить приток инвестиций в добычу, транспортировку,

переработку и реализацию природного газа, стимулировать использование газа для генерации электроэнергии. В свою очередь, расширение использования природного газа должно придать новый импульс развитию сталелитейной, керамической, стекольной и бумажной отраслей, а также производству минеральных удобрений в стране. Конкурентоспособная стоимость природного газа как сырья и как энергоносителя критически важна для энергоемких отраслей, ибо составляет до трети себестоимости продукции. В случае успешной реализации Программы Нового газового рынка внутренняя газодобыча в период до 2029 г. будет возрастать в среднем на 8%, составив в итоге 92 млрд м³. Доля природного газа в энергобалансе сохранится на прежнем уровне или, в лучшем случае, вырастет на два процентных пункта (до 14%) [7]. Практическая реализация Программы Нового газового рынка обусловлена идущей разработкой и предстоящим воплощением в экономическую реальность ряда законодательных новелл, нацеленных на стимулирование конкуренции в газовой отрасли, на гармонизацию нормативно-правовой базы штатов и Федерации, на углубление кооперации газовой отрасли с производственным и электрогенерирующим секторами, на ликвидацию тарифных барьеров [20].

ММЕ Бразилии планирует увеличить потребление природного газа практически во всех регионах страны. Предусматривается не только интенсификация газодобычи на шельфовых месторождениях в районах Рио-де-Жанейро, Сан-Паулу и на участке Эспириту-Санту, но и разработка крупных месторождений на суше (таких, как месторождение Azulão в центре Амазонии).

Программа Нового газового рынка предусматривает также строительство новых регазификационных терминалов для приемки СПГ в регионах, где отсутствуют или незначительны местные газовые месторождения и где нецелесообразна либо невозможна прокладка газопроводов. В частности, в северо-восточной части Бразилии к 2025 г. будет сдан в эксплуатацию регазификационный терминал (первый частный терминал в стране) суточной производительностью до 21 млн м³; расположенный в этом регионе штат Сержипи призван стать одним из крупнейших газовых хабов страны [3]. Максимизировать потребление природного газа в западных регионах Бразилии планируется путем повышения импорта из Боливии. Наконец, газификация южной части страны будет проводиться на основе трансграничной кооперации с Аргентиной – на базе собственно бразильских шельфовых месторождений и крупного аргентинского месторождения сланцевого газа Vaca Muerta [20].

Отметим, что бразильские месторождения сланцевого газа – тема, достойная отдельного рассмотрения. До сих пор они привлекали куда меньше внимания, нежели аргентинские (как упомянутое выше, получившее мировую известность, месторождение Vaca Muerta). Поскольку Аргентина перманентно пребывает в состоянии внутривнутриполитической и экономической нестабильности и тем самым отпугивает потенциальных инвесторов, более стабильная в этом отношении Бразилия имеет шансы привлечь внимание ведущих международных компаний-разработчиков к своим запасам сланцевого газа. Несмотря на наличие ряда проблем, ухудшающих инвестиционный климат, Бразилия

располагает и рядом преимуществ, способных вывести ее на передовые позиции по сравнению с другими государствами, где тоже имеются месторождения сланцевого газа.

В 2011 г. Ведомство энергетической информации США (Energy Information Administration, сокр. – EIA) впервые опубликовало собственный прогноз-оценку мировых запасов сланцевого газа. Первое, второе и третье места по прогнозируемому объему запасов заняли Китай, США и Аргентина соответственно, а Бразилии было отведено лишь десятое место. Вскоре бразильское Национальное агентство по нефти, природному газу и биотопливу (ANP) выдало собственный прогноз относительно запасов сланцевого газа в недрах страны. По мнению ANP, американская оценка запасов сланцевого газа в Бразилии была некорректной, ибо базировалась на анализе лишь одного из пяти газоносных районов. Бразильские эксперты заявили, что совокупный потенциал всех газоносных районов ставит страну на пятое место в мире по запасам сланцевого газа [4]. Впрочем, четыре неучтенных американцами газоносных района расположены в Амазонии и едва ли будут разрабатываться. Потенциальный спрос на сланцевый газ в мире продолжает сохраняться, но возможности Бразилии войти в число его экспортеров достаточно спорные. Способность страны решить стоящие на пути добычи сланцевого газа проблемы может стать своего рода лакмусовой бумажкой, с помощью которой будет возможно предугадать, насколько успешной станет масштабная разработка сланцевых месторождений во всем мире.

Эксперты сомневаются в возможностях Бразилии существенно нарастить добычу сланцевого газа, поскольку, за исключением крупных месторождений, в стране отсутствуют иные необходимые для этого предпосылки.

Так, исследователь из США Клэр Кейси (англ. – Claire Casey) подчеркивает, что в США имеется устоявшийся и емкий внутренний рынок энергоносителей, существует множество мелких и средних геологоразведочных и добывающих компаний. Американская деловая среда обеспечивает быстрый и небюрократичный доступ к перспективным земельным участкам, к кредитным ресурсам, а также к целому ряду налоговых льгот. Даже когда технологии разработки сланцевых месторождений станут технически и экологически более продвинутыми и финансово более доступными, бразильским властям предстоит многое сделать, чтобы создать более привлекательные условия для ресурсных компаний. Законодательное регулирование США наделяет собственников земельных угодий и правом собственности на залегающие в их недрах природные ресурсы. Тем самым землевладельцы по общему правилу заинтересованы в допуске геологоразведочных и добывающих компаний к принадлежащим им недрам.

В Бразилии дело обстоит сложнее. Собственником залегающих в недрах природных ресурсов до момента их добычи является Бразильская федерация (то есть центральное правительство). При этом ресурсные компании, желающие разрабатывать участки недр, обязаны заключать договоры с землевладельцами и отчислять в их пользу природную

рену в размере 0,5–1% от стоимости добываемых полезных ископаемых. При неспособности сторон достичь компромисса в спор в качестве арбитра включается упомянутое выше агентство ANP, которое устанавливает обязательные для сторон договорные условия [4].

Отдельный вопрос – насколько разработка бразильских сланцевых месторождений возможна лишь усилиями крупных компаний, традиционно являющихся основой ТЭК страны. Пример США показывает, что на первоначальном этапе развития сланцевой отрасли оказались эффективны именно небольшие производители. Отсутствие характерной для крупных компаний бюрократии и относительно небольшие объемы финансирования, которыми проще рискнуть, позволили добывающим компаниям действовать методом проб и ошибок и применять на практике разные методы. Именно благодаря такой тактике американским производителям удалось совершить технологический прорыв, скомбинировав горизонтальное бурение и гидроразрыв пластов. Это, в свою очередь, способствовало буму в добыче сланцевого газа в Северной Америке.

Бразильские власти также осознали необходимость обеспечения доступа к сланцевым месторождениям и для независимых компаний-разработчиков. В 2013 г. правительственные чиновники начали разработку нормативно-правовой базы для подготовки тендеров на право углубленного освоения малоперспективных и зрелых месторождений. На тот момент у властей просто не было выбора, ибо тот же Petrobras заявлял об отсутствии интереса к сланцевым месторождениям, фактически отказываясь от них в пользу зарубежных компаний.

По сей день остается неясно, насколько важным окажется для ANP критерий экологии при разработке условий тендеров на право добычи сланцевого газа и в какой мере этот критерий может стать предпринимательским риском для компаний, решивших разрабатывать бразильские сланцевые месторождения [4].

Так или иначе, Бразилии предстоит предпринять еще многое, чтобы сделать природный газ для потребителя доступным, востребованным, и конкурентным по цене энергоносителем [2, с. 25]. Проблематика ценовой доступности природного газа стала особенно интенсивно обсуждаться в стране с 2012 г. Тогда Petrobras резко нарастил газовый импорт для увеличения производства электроэнергии на газовых электростанциях, поскольку продолжительная засуха оказала негативный эффект на бразильскую гидроэнергетику – преобладающий сектор в электрогенерации. Природный газ традиционно обходится бразильскому потребителю недешево. Так, в 2013 г. цены на импортный СПГ доходили до отметки в 18 долл. за 1 млн БТЕ (БТЕ – Британская тепловая единица). Для сравнения: в тот же период трубопроводный боливийский газ обходился бразильцам в 10 долл. за 1 млн БТЕ, при этом спотовая цена на американском хабе Генри составляла чуть более 4 долл. за 1 млн БТЕ, а цена на поставляемый в Европу российский газ равнялась 11,5 долл. за 1 млн БТЕ [4]. Далее, согласно опубликованным в 2019 г. бразильским ММЕ данным, отпускная цена на природный газ в стране в среднем составляла тогда свыше 10 долл. за 1 млн БТЕ, в то время как в США – всего 3,13 долл. за 1 млн БТЕ. Тем самым отпускная цена на внутреннем рынке на добываемый в самой же Бразилии газ оказалась даже выше, чем на

импортируемый СПГ в Японии. К числу факторов, тормозящих газификацию бразильских регионов, относится и неразвитость газотранспортной инфраструктуры. Так, по состоянию на 2019 г. совокупная протяженность газопроводов в Бразилии составляла 9,4 тыс. км, в то время как существенно меньшая по размеру соседняя Аргентина располагала сетью газопроводов суммарной протяженностью в 29 тыс. км [20].

Как видно, газовая отрасль крупнейшей латиноамериканской страны по-прежнему сталкивается с целым рядом неоднородных проблем. Принятый в 2009 г. Федеральный Закон о газе № 11.909 был скорее нацелен на обозначение магистрального пути развития бразильской газовой отрасли и поэтому изначально не был способен разрешить все сохраняющиеся и по сей день проблемы, многие из которых носят структурный характер. Более того, многие проблемы проистекают из одной общей причины – сохраняющихся пережитков монопольного положения концерна Petrobras. Несмотря на достигнутые за предыдущие годы успехи в либерализации энергетического рынка, монополистические проявления все еще имеют место. Сложившаяся ситуация сподвигла бразильского законодателя на реализацию очередного этапа реформы внутреннего рынка природного газа, который осуществляется в настоящее время.

В течение 2018 г. ANP разработало и представило на рассмотрение профильных ведомств комплекс мер по стимулированию конкуренции на внутреннем газовом рынке. В декабре того же года Федеральное правительство Бразилии утвердило предложенные меры и издало соответствующий декрет.

В 2019 г. Национальный совет по энергетической политике Бразилии (Conselho Nacional de Política Energética – CNPE) путем особой резолюции закрепил ряд направлений по совершенствованию национальной энергетической политики, центральными из которых стали два – модернизация внутреннего газового рынка и стимулирование свободной конкуренции на нем. Незадолго до этого CNPE учредил Комитет по развитию свободной конкуренции на рынке природного газа Бразилии. В итоге CNPE и концерн Petrobras подписали юридически обязывающее Соглашение о прекращении последним монопольной практики и воздержании от нее в будущем (англ. – Cease and Desist Agreement, порт. сокр. – TCC). Перечисленные меры явились по сути первым в истории страны правовым механизмом для практической реализации принципа конкурентности на внутреннем газовом рынке. Во исполнение подписанного Соглашения Petrobras принялся воплощать на практике комплекс мер по демополизации газового рынка и его открытию для сторонних игроков [2, с. 9, 10].

Следующей стадией стала задуманная еще в 2013 г. и осуществленная в течение 2020 г. разработка нового Закона о природном газе. Следует подчеркнуть, что речь идет даже не о новой редакции принятого в 2009 г. и пока еще действующего Федерального Закона о газе № 11.909 (англ. – Gas Law), а о совершенно отличающемся от него новом нормативно-правовом акте – Федеральном Новом Законе о газе № 4.476/2020 (англ. – New Gas Law). Редакция нового закона была одобрена нижней палатой Парламента (Национального Конгресса) Бразилии

(Палатой Представителей) 1 сентября 2020 г. и передана на согласование в верхнюю палату (Федеральный Сенат). Верхняя палата предложила ряд поправок в текст документа, который нижняя палата после продолжительных дебатов отклонила. В конечном итоге первоначальная редакция Федерального Нового Закона о газе была утверждена 16 марта 2021 г. и передана Президенту Бразилии Ж. Болсонару для итогового утверждения. Президент Болсонару подписал окончательную редакцию Закона 8 апреля 2021 г. Согласно правилам бразильской законотворческой процедуры Новому Закону о газе были присвоены новые регистрационные реквизиты – Федеральный Новый Закон о газе № 14.134/2021. Новый Закон о газе был официально опубликован 9 апреля 2021 г. и тем же днем вступил в силу, одновременно отменив действие Закона о газе 2009 г.

Федеральный Новый Закон о газе предусматривает радикальное преобразование внутреннего газового рынка Бразилии, закладывая в его основу принципы конкурентности и гибкости. Согласно этим принципам, упраздняются пока еще действующие на газовом рынке вертикально интегрированные объединения. Компаниям, заинтересованным в бразильском рынке природного газа, гарантируется свободное право работы на нем при соблюдении ряда необходимых критериев. Гарантируется свободный, недискриминационный доступ к основным объектам газодобывающей, газотранспортной и газораспределительной инфраструктур. По замыслу законодателя, практическое воплощение перечисленных принципов приведет к росту инвестиционной активности в газовой отрасли, снизит расходы и тарифы, а также увеличит потребление природного газа в стране.

Обращает на себя внимание широкое воплощение в тексте Закона фундаментального общеправового принципа правовой определенности, что само по себе повлечет формирование качественно новой, современной, политической, экономической и регулятивной архитектуры бразильского газового рынка [21].

Новый Закон о газе закрепляет следующие основные подходы к реформированию бразильского рынка природного газа:

1. Закрепляется самостоятельный статус оператора газотранспортной сети (ГТС), который юридически выделяется в отдельную структуру, независимую от всех других участников газового рынка. Соответствующие нормы Закона направлены на предотвращение любого (прямого и косвенного) влияния, контроля и аффилирования между оператором ГТС, с одной стороны, и компаниями (а также консорциумами), которые осуществляют деятельность в области геологоразведки, разработки, добычи, переработки, импорта и реализации природного газа – с другой стороны. Согласно Закону, любая компания, получившая разрешение на деятельность в области транспортировки природного газа, должна пройти также независимую сертификацию в соответствии с утвержденными ANP критериями.

2. Вводится принципиально новый для бразильского энергетического законодательства правовой режим «входа-выхода», регулирующий распределение транзитных мощностей ГТС и позволяющий грузоотправителям бронировать входные и выездные мощности независимо друг от друга. Данный правовой режим дает всем заинтересованным компаниям (при

соблюдении ряда четких критериев) возможность пользоваться услугами ГТС. Тем самым рынку газотранспортных услуг придается недостающая прежде гибкость и одновременно повышается его ликвидность.

3. В отличие от Закона о газе 2009 г., Новый Закон о газе закрепляет принцип свободного доступа к основным объектам газовой инфраструктуры. Заинтересованным компаниям гарантируется недискриминационный, согласуемый путем переговоров доступ к базовой газовой инфраструктуре (внутрипромышленным газопроводам, газоперерабатывающим мощностям, терминалам по приемке СПГ, подземным газохранилищам). При этом оговаривается преимущественное право собственников объектов газовой инфраструктуры на пользование ею.

4. Вместо предусмотренного Законом о газе 2009 г. правового режима транспортировки природного газа и его хранения в подземных газохранилищах на концессионной основе устанавливается (применительно к вновь создаваемым объектам инфраструктуры) разрешительный порядок осуществления данных видов деятельности. После вступления в силу Нового Закона о газе разрешения на деятельность по транспортировке природного газа и его хранению в подземных хранилищах должны выдаваться ANP по результатам проводимых на гласной основе публичных конкурсов применительно к каждому новому объекту. По замыслу законодателя, переход от концессионной к разрешительной системе должен ликвидировать присущие процессу предоставления концессий бюрократические препоны и тем самым привлечь новых инвесторов в сферы транспортировки и хранения природного газа.

5. Новый Закон о газе закрепляет более четкие критерии классификации газотранспортных трубопроводов и тем самым усиливает правовую определенность в газотранспортной сфере. Новые критерии призваны снизить наблюдавшиеся до сих пор «конфликты полномочий», минимизировать инвестиционные риски и предотвратить спорные ситуации при реализации проектов национального значения.

6. Новый Закон о газе представляет собой настоящий правовой механизм, нацеленный на предотвращение угроз экономическому укладу Бразилии. Закон наделяет ANP целым арсеналом принципиально новых полномочий, направленных на борьбу с проявлением монополистических явлений. В частности, ANP получает право:

– принимать различные меры по децентрализации функционирования газовой отрасли, в том числе в директивном порядке распределять производственные мощности в сфере транзита, складирования и переработки природного газа;

– надзирать за исполнением программы продвижения природного газа на рынке. В данном случае ANP будет вправе принуждать хозяйствующие субъекты, занимающие «существенные» позиции на внутреннем газовом рынке, реализовывать часть имеющихся в их распоряжении запасов природного газа посредством аукционных торгов;

– устанавливать ограничения на торговлю природным газом между добывающими компаниями в регионах добычи.

Для эффективного достижения целей, поставленных при принятии Нового Закона о газе (дальнейшая либерализация внутреннего рынка природного газа, ликвидация монополистических проявлений, привлечение инвестиций в газовую отрасль, расширение использования природного газа

в стране) бразильский законодатель даже пошел по пути наделяния ANP широкими полномочиями в смежных сферах, прямо не относящихся к его компетенции [21]. В их число входят:

– разработка правил сертификации предпринимательской деятельности на газовом рынке с целью стимулирования конкуренции;

– разработка правил и регламентов выдачи разрешений на осуществление предпринимательской деятельности в сферах транспортировки и подземного хранения природного газа;

– разработка правил получения доступа к базовой газовой инфраструктуре;

– выработка критериев классификации газотранспортных трубопроводов согласно диаметру труб и давлению в них;

– организация и надзор за функционированием газотранспортной сети и отдельных трубопроводов;

– контроль и совершенствование правового режима «входа-выхода», регулирующего распределение транзитных мощностей ГТС;

– разработка и совершенствование правил работы на газовом рынке;

– стандартизация соглашений купли-продажи природного газа;

– утверждение регламентов по гармонизации функционирования ГТС и систематизация регламентов в сетевых кодексах с включением в них различных технических нормативов по поддержанию трубопроводов в рабочем состоянии;

– разработка механизмов децентрализации предпринимательской деятельности в сфере подачи добытого газа в трубопроводы, его транспортировки и реализации;

– разработка алгоритмов реагирования на чрезвычайные ситуации в области газоснабжения.

Заключение

Проведенный анализ дает возможность сделать вывод, что развитый нефтегазовый сектор (табл. 3) является одной из базовых предпосылок,

необходимых для конкурентоспособного и устойчивого развития Бразилии и превращения этой страны в перспективе в одну из ведущих держав мира.

Таблица 3

МЭА: Динамика и прогноз структуры энергопотребления Бразилии [14]

	Энергопотребление, млн т н.э.						Уд. вес отдельных энергоносителей, %		
	2010	2018	2019	2025	2030	2040	2019	2030	2040
Всего первичное энергопотребление	263	283	283	299/ 285	326/ 281	390/ 298	100	100	100
Уголь	14	17	15	15/ 11	15/ 10	17/ 8	5	5/ 3	4/ 3
Нефть	105	104	102	106/ 98	112/ 88	122/ 68	36	34/ 31	31/ 23
Природный газ	24	31	30	30/ 26	31/ 21	42/ 18	11	10/ 7	11/ 6
Атомная энергия	4	4	4	4	7	12	1	2	3/ 4
Гидроэнергия	35	33	34	35	39/ 37	48/ 43	12	12/ 13	11/ 15
Биоресурсы	82	89	90	98/ 99	107/ 103	126/ 123	32	33/ 37	32/ 41
Прочие возобновляемые источники энергии	1	5	6	11	15/ 16	23/ 25	2	5/ 6	6/ 8

Примечания: значения показателей в числителе соответствуют Базовому сценарию World Energy Outlook–2000, в знаменателе (показаны полужирным курсивом) – Сценарию устойчивого развития (Sustainable Development Scenario)

Традиционно являясь одним из локомотивов развития бразильской экономики, нефтегазовый сектор в то же время испытывает целый ряд внутренних структурных проблем. В значительной мере последние являются наследием недавней истории бразильского нефтегазового сектора, во всех сферах которого на протяжении десятилетий безраздельно господствовал концерн Petrobras. На разрешение этих проблем и направлено начавшееся еще в 1990-е годы масштабное реформирование нефтяной и газовой отраслей, которое продолжается в настоящее время.

Недавнее вступление в силу Федерального Нового Закона о газе является существенной вехой в развитии правового регулирования нефтегазового сектора Бразилии. Разрабатывая данный нормативно-

правовой акт, бразильский законодатель продемонстрировал стремление продолжать либерализацию внутреннего рынка природного газа. Новый Закон о газе свидетельствует о преемственности политики ухода государства от участия в хозяйственной деятельности нефтегазового сектора с одновременным усилением регулирующих функций. Резко расширенный перечень полномочий Национального агентства по нефти, природному газу и биотопливу (ANP) превращает данное ведомство в полноценный, мощный и современный энергетический регулятор, сопоставимый по своему влиянию с профильными регуляторами промышленно развитых стран и межгосударственных объединений – таких, как Евросоюз.

Поскольку Новый Закон о газе лишь недавно вступил в силу и пока еще не наработана практика его применения, остается открытым вопрос, в какой мере созданный на его основе регуляторный механизм будет способствовать демонополизации и дальнейшему открытию бразильского газового рынка. На энергетический регулятор ANP, наделенный обширными полномочиями, одновременно возлагается и большая ответственность за соблюдение духа и буквы Нового Закона о газе. От успешности реализации этих полномочий без преувеличения будет зависеть успех нового этапа реформы бразильского газового рынка, конечной целью которой является его функционирование на принципах открытости, предпринимательской свободы и конкурентности.

Внимание, которое уделяет в настоящее время бразильский законодатель модернизации правового регулирования газовой отрасли, свидетельствует о том, что в крупнейшей латиноамериканской стране Бразилии осознают растущую роль природного газа как основного энергоносителя в период перехода к безуглеродной экономике.

С другой стороны, открытым пока остается вопрос, насколько далеко бразильские власти готовы отойти от сохранявшейся в стране на протяжении десятилетий модели сильного государственного регулирования нефтегазового сектора. Традиционный для Бразилии дирижистский подход к регулированию добычи углеводородов в стране отчасти все же имеет право на существование. В качестве негативного примера радикального рыночно-либерального подхода к предоставлению прав на

разработку месторождений служит ситуация в Гвинейском заливе у западного побережья Африки. Несмотря на широкомасштабное освоение открытых там недавно крупных месторождений нефти, власти всех восьми прибрежных государств так и не сумели наработать современную нормативно-правовую базу, регулиующую разведку и добычу углеводородов, а также распределение доходов от их экспорта. Неудивительно поэтому, что жизнь населения во всех этих восьми формально нефтедобывающих государствах практически не улучшилась. Поэтому бразильский опыт надлежит рассматривать через призму сочетания ответственного управления природными ресурсами с приоритетами развития национальной экономики. Не забывая при этом, разумеется, о необходимости не допускать излишнего административного вмешательства в рыночные процессы.

Для России несомненный интерес представляет бразильский опыт регулирования нефтегазового сектора – как уже накопленный, так и тот, который предстоит наработать в ходе продолжающегося процесса реформирования. В частности, небезынтесным является подход Бразилии к совершенствованию нормативно-правового и административного регулирования в отрасли для ликвидации бюрократических препон и правовой неопределенности с конечной целью повышения привлекательности бразильского нефтегазового сектора как для внутренних, так и зарубежных инвесторов. Актуален и бразильский опыт поиска финансово-экономического баланса между интересами предпринимательского сектора и покупательной способностью населения, с одной стороны, и ценами/тарифами на энергию – с другой.

Анализ правоприменительной практики и управленческой политики в нефтегазовом секторе Бразилии послевоенных десятилетий позволяет сформулировать ряд подходов, реализация которых способствует успешной хозяйственной деятельности отрасли в рамках гармоничного развития государства и общества.

К ним относятся:

– гармонизация законных интересов нефтегазового сектора и обще-государственных задач;

– совершенствование механизмов ценообразования на углеводородное сырье в соответствии с мировой практикой ради того, чтобы внутренние цены на сырье и его производные формировались в соответствии с мировой конъюнктурой;

– использование при необходимости механизмов субсидирования для ускорения внедрения новых технологий, а по достижении указанной цели – применение уже рыночных методов на основе свободной конкуренции;

– разработка реалистичных планов действий на случай экономических и техногенных катаклизмов (как внешних, так и внутренних);

– поддержание жизнеспособного национального энергетического баланса, при этом не ущемляя доступ потребителей к энергии.

Наконец, растущее взаимодействие России и Бразилии на международной арене (в том числе в формате БРИКС) способно обеспечить и взаимовыгодное сотрудничество обеих стран в нефтегазовом секторе.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности (фундаментальные, поисковые и прикладные исследования)», № АААА-А19-119013190038-2).

Литература

1. Brazil Regulatory Framework. <https://www2.deloitte.com/br/en/pages/energy-and-resources/upstream-guide/articles/framework.html> (Дата обращения 30.04.2021).
2. Opportunities and challenges of natural gas and liquified natural gas in Brazil / Ed. by M.S. Edmilson, A.L. Abreu Netto, D. Peyerl. Rio de Janeiro: Letra Capital, 2020. 174 p.
3. *Мастепанов А., Сумин А.* Энергетическая политика Бразилии // Энергетическая политика. 2021. № 3(157). С. 58–79. https://doi.org/10.46920/2409-5516_2021_3157_58
4. *Casey C.* Is Brazil the energy power of the future (and always will be)? // Americas Quarterly. 2013. 24 July. <https://www.americasquarterly.org/fulltextarticle/is-brazil-the-energy-power-of-the-future-and-always-will-be/> (Дата обращения 30.04.2021).
5. *Корольков А., Русакова Т.* Борьба за подсолевую нефть Бразилии: мега-аукцион, который только начинается // Российский совет по международным делам. 2019. 21 ноября. <https://russiancouncil.ru/analytics-and-comments/analytics/borba-za-podsolevuyu-neft-brazilii-mega-auktion-kotoryu-tolko-nachinaetsya/> (Дата обращения 30.04.2021).
6. Нефть и газ Бразилии // Neftegaz.Ru. 2017. 15 декабря. https://neftgaz.ru/analysis/energy_policy/328533-neft-i-gaz-brazilii/ (Дата обращения 30.04.2021).
7. 2020 BRICS Energy Report // BRICS Energy Research Cooperation Platform, October 2020. 144 p. <https://eng.brics-russia2020.ru/images/114/89/1148985.pdf> (Дата обращения 30.04.2021).

8. Brazil // International Energy Agency. <https://www.iea.org/countries/brazil> (Дата обращения 30.04.2021).
9. Our history // Petrobras. <https://petrobras.com.br/en/about-us/our-history/> (Дата обращения 30.04.2021).
10. Statistical Review of World Energy – all data, 1965–2019. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/year-in-review.html> (Дата обращения 30.04.2021).
11. Бразилия. Нефть в Бразилии (добыча и запасы нефти, бензин, дизель, этанол, стоимость топлива) // Russobras. <http://www.russobras.ru/petrol.php> (Дата обращения 30.04.2021).
12. BP Statistical Review of World Energy, 2020 (69th edition). 68 p. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf> (Дата обращения 30.04.2021).
13. Нефтяная и нефтеперерабатывающая промышленность Бразилии // Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса. 2019. 18 декабря. https://www.cdu.ru/tek_russia/articles/1/687 (Дата обращения 30.04.2021).
14. World Energy Outlook 2020 // International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020> (Дата обращения 30.04.2021).
15. Policies: Resolution No 806 of 2020 from ANP // International Energy Agency. <https://www.iea.org/policies/11752-resolution-no-806-of-2020-from-anp> (Дата обращения 30.04.2021).
16. Consumer price consumption // Petrobras. <https://petrobras.com.br/en/our-activities/composition-of-sales-prices-to-the-consumer/diesel/> (Дата обращения 30.04.2021).
17. Composition of consumer prices // Petrobras. <https://petrobras.com.br/en/our-activities/composition-of-sales-prices-to-the-consumer/gasoline/> (Дата обращения 30.04.2021).
18. Preços // Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrenca/precos> (Дата обращения 30.04.2021).
19. Supply of natural gas // Petrobras. <https://petrobras.com.br/en/our-activities/performance-areas/supply-of-natural-gas/> (Дата обращения 30.04.2021).
20. MME – Government launches the “New Gas Market”, a milestone for Brazil // Brazil Energy Insight. 2019. 24 July. <https://brazilenergyinsight.com/2019/07/24/mme-government-launches-the-new-gas-market-a-milestone-for-brazil/> (Дата обращения 30.04.2021).
21. Valois D., Fischer G.B., Sarian A., Maggessi P. Brazil: new gas law approved // Global Compliance News. 2021. 9 April. <https://globalcompliancenes.com/brazil-new-gas-law-approved-23032021/> (Дата обращения 30.04.2021).

Brazil's oil and gas sector: specifics, problems and development prospects

A.M. Mastepanov^{1,2*}, A.M. Sumin^{1**}

1 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow

2 – Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow

E-mail: *amastepanov@mail.ru, **andrey-sumin@rambler.ru

Abstract. The article analyzes the state policy of Brazil in the oil and gas industry. It focuses on the specific features of the oil and gas sector and their impact on the formation of energy policy both on a national scale and at the level of individual regions of the country. It describes the state of the oil and gas industries and shows the dynamics of their development at the present stage. The reasons and features of liberalization of the oil and gas sector, as well as the hallmarks of the evolution of legal regulation in this sector, are revealed. The legal framework and policy documents that form the basis of Brazil's state policy on the development of hydrocarbon resources, as well as the powers of the Brazilian government bodies responsible for its implementation, are analyzed. The principles underlying the reform of the oil and gas sector are listed. The tariff and financial mechanism of regulation of the oil products market is described. The internal and external challenges faced by the sector are analyzed. The positive experience of the development of the Brazilian oil and gas sector, which may be in demand in Russia, is underlined.

Keywords: Brazil, oil and gas sector, oil industry, gas industry, Petrobras, National Agency for Oil, Natural Gas and Biofuels, hydrocarbons, natural gas, oil, natural rent, pre-salt formations, legal regulation, legal regime, liberalization, competitiveness.

Citation: Mastepanov A.M., Sumin A.M. Brazil's oil and gas sector: specifics, problems and development prospects // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 2(33). P. 52–75. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-33.art5> (In Russ.).

References

1. Brazil Regulatory Framework. <https://www2.deloitte.com/br/en/pages/energy-and-resources/upstream-guide/articles/framework.html> (Accessed on 30.04.2021).
2. Opportunities and challenges of natural gas and liquified natural gas in Brazil / Ed. by M.S. Edmilson, A.L. Abreu Netto, D. Peyerl. Rio de Janeiro: Letra Capital, 2020. 174 p.
3. Mastepanov A., Sumin A. Energy policy of Brazil // Energeticheskaya Politika. 2021. No. 3(157). P. 58–79. https://doi.org/10.46920/2409-5516_2021_3157_58 (In Russ.).
4. Casey C. Is Brazil the energy power of the future (and always will be)? // Americas Quarterly. 2013. 24 July. <https://www.americasquarterly.org/fulltextarticle/is-brazil-the-energy-power-of-the-future-and-always-will-be/> (Accessed on 30.04.2021).
5. Korolkov A., Rusakova T. The fight for Brazil's pre-salt oil: a mega-auction that is just beginning // Russian International Affairs Council. 2019. 21 November. <https://russiancouncil.ru/analytics-and-comments/analytics/borba-za-podsolevuyu-neft-brazilii-mega-auksion-kotoryy-tolko-nachinaetsya/> (Accessed on 30.04.2021). (In Russ.).
6. Brazilian oil and gas // Neftegaz.Ru. 2017. 15 December. https://neftegaz.ru/analysis/energy_policy/328533-neft-i-gaz-brazilii/ (Accessed on 30.04.2021). (In Russ.).

7. 2020 BRICS Energy Report // BRICS Energy Research Cooperation Platform, October 2020. 144 p. <https://eng.brics-russia2020.ru/images/114/89/1148985.pdf> (Accessed on 30.04.2021).
8. Brazil // International Energy Agency. <https://www.iea.org/countries/brazil/> (Accessed on 30.04.2021).
9. Our history // Petrobras. <https://petrobras.com.br/en/about-us/our-history/> (Accessed on 30.04.2021)
10. Statistical Review of World Energy – all data, 1965–2019. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/year-in-review.html> (Accessed on 30.04.2021).
11. Brazil. Oil in Brazil (oil production and reserves, gasoline, diesel, ethanol, fuel cost) // Russobras. <http://www.russobras.ru/petrol.php> (Accessed on 30.04.2021). (In Russ.).
12. BP Statistical Review of World Energy, 2020 (69th edition). 68 p. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf> (Accessed on 30.04.2021).
13. Brazil's oil and oil refining industry // Central Dispatching Department of Fuel Energy Complex. 2019. 18 December. https://www.cdu.ru/tek_russia/articles/1/687 (Accessed on 30.04.2021). (In Russ.).
14. World Energy Outlook 2020 // International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020> (Accessed on 30.04.2021).
15. Policies: Resolution No 806 of 2020 from ANP // International Energy Agency. <https://www.iea.org/policies/11752-resolution-no-806-of-2020-from-anp> (Accessed on 30.04.2021).
16. Consumer price consumption // Petrobras. <https://petrobras.com.br/en/our-activities/composition-of-sales-prices-to-the-consumer/diesel/> (Accessed on 30.04.2021).
17. Composition of consumer prices // Petrobras. <https://petrobras.com.br/en/our-activities/composition-of-sales-prices-to-the-consumer/gasoline/> (Accessed on 30.04.2021).
18. Preços // Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrenca/precos> (Accessed on 30.04.2021).
19. Supply of natural gas // Petrobras. <https://petrobras.com.br/en/our-activities/performance-areas/supply-of-natural-gas/> (Accessed on 30.04.2021).
20. MME – Government launches the “New Gas Market”, a milestone for Brazil // Brazil Energy Insight. 2019. 24 July. <https://brazilenergyinsight.com/2019/07/24/mme-government-launches-the-new-gas-market-a-milestone-for-brazil/> (Accessed on 30.04.2021).
21. Valois D., Fischer G.B., Sarian A., Maggesi P. Brazil: new gas law approved // Global Compliance News. 2021. 9 April. <https://globalcompliancencenews.com/brazil-new-gas-law-approved-23032021/> (Accessed on 30.04.2021).