

МОДЕЛИРОВАНИЕ ДОЛГОСРОЧНОГО РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ В УСЛОВИЯХ НОВОГО ВЕКТОРА РАЗВИТИЯ ТЭК

Тарасов А.Э.

Институт энергетических исследований РАН, Москва, Россия

aet98@mail.ru

Аннотация. В статье приводится анализ перспектив долгосрочного развития газовой отрасли Российской Федерации в реализации национального проекта «Эффективная и конкурентная экономика» в условиях внешних ограничений.

Ключевые слова: Газовая отрасль, модель, природный газ.

Введение

В рамках нового национального проекта «Эффективная и конкурентная экономика» анонсированного кандидатом на должность вице-премьера Александром Новаком на заседании комитета Госдумы по энергетике в мае 2024 г. поставлена задача по вхождения России в четверку крупнейших экономик мира [1]. По мнению Новака рост экономики РФ должен сопровождаться увеличением доходов предприятий и населения [1]. Главной задачей газовой отрасли станет надежное обеспечение потребителей на внутреннем рынке газом естественным как в виде энергоносителя, так и в виде сырья для газохимии, а также реализацию экспортного потенциала [2].

Ключевой проблемой газовой отрасли России в настоящее время является преодоление многочисленных санкций, наложенные США и странами Евросоюза. Наиболее значимыми запретами являются запреты на передачу оборудования и технологий в области подводной добычи газа, из-за чего откладывалось начало разработки сахалинских месторождений проекта Сахалин 3. Так же были запреты на передачу технологий и оборудования для крупнотоннажного сжижения газа и его глубокой переработки. Под санкции попали поставки танкеров-газовозов усиленного ледового класса Arc7 из Южной Кореи, которые невозможно зафрахтовать, поскольку танкеры такого ледового класса больше нигде в мире не используются. На преодоление последствий наложенных на газовую отрасль РФ санкций и переориентация на новые внешние рынки сбыта должны быть направлены основные усилия в стратегии развития на длительную перспективу, поскольку проекты газовой отрасли очень капиталоемкие (десятки и сотни миллиардов долларов США) и обладают длительным (в несколько лет) лагом.

1. Анализ текущего состояния российской газовой отрасли

По объемам добычи газа естественного Россия немногим уступает только США, остальные страны – лидеры в области добычи газа, такие как Иран, Канада и Катар имеют объемы добычи в разы меньше РФ Таблица 1 [3], [4].

Таблица 1. Добыча газа в мире, млрд м³

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
США	746,2	840,9	928,1	916,1	944,1	978,6
Россия	635,6	669,1	679,0	638,4	702,1	618,4
Иран	213,9	224,9	232,9	249,5	256,7	259,4
Канада	171,3	176,8	169,6	165,6	172,3	185,0
Катар	170,5	175,2	177,2	174,9	177,0	178,4

Источник: 2023 72nd edition Energy Institute (EI) Statistical Review of World Energy

Ежегодно в Российской Федерации вместе с добываемой нефтью извлекаются значительные объемы попутного нефтяного газа (ПНГ). В Таблице 2 приведены объемы товарного ПНГ без учета сожженного в факелах за последние 3 года [5], [6]. По оценкам экспертов из всего объема, добываемого в России ПНГ, две трети уходит на собственные технологические нужды нефтепромыслов и обратную закачку в пласт и только порядка трети в очищенном и отбензиненном виде уходит к сторонним потребителям через единую систему газоснабжения (ЕСГ) РФ и локальные газопроводы в изолированных системах газоснабжения, таких как Норильсгазпром и Якутская топливно-энергетическая компания (ЯТЭК). В этой связи сокращение объемов добычи российской нефти по программе ОПЕК+, а вместе с ней и попутного нефтяного газа не повлечет за собой

Таблица 2. Добыча ПНГ в России без учета сожженного в факелах

Период	Товарный ПНГ РФ, млн м ³
2023	104261,6
2022	99756,0
2021	100683,8

Источник: Газовая промышленность ТЭК России 2023. N 1. – С. 89, Газовая промышленность ТЭК России 2024. N 1. – С. 89

ограничений в снабжении сторонних потребителей товарным газом, поскольку возможные выпадающие объемы ПНГ будут очень малы и легко могут быть замещены за счет увеличения объемов добычи природного газа на ближайших к сторонним потребителям месторождениях природного газа.

Помимо противодействия санкциям США и Евросоюза перед российской газовой отраслью стоит неотложная задача по формированию долгосрочной стратегии развития, позволяющей не просто обеспечить потребности внутреннего и внешних рынков газом естественным, но предложить его по цене, стимулирующей спрос и обеспечивающей необходимую доходность для составляющих российскую отрасль газовых компаний. Для выполнения этих взаимоисключающих требований необходимо проведение следующих мероприятий:

- Расширенное воспроизводство выбывающей естественным образом материально-сырьевой базы газодобычи с учетом себестоимости добычи и транспортировки;
- Геологоразведка с помощью современных инновационных технологий для поиска новых месторождений и не открытых залежей на площадях действующих месторождений или выведенных из эксплуатации и перешедших в разряд месторождений низконапорного газа;
- Широкое внедрение инновационных технологий при проведении насущно необходимого планово-предупредительного ремонта стремительно стареющей газотранспортной системы (ГТС) России;
- Широкое внедрение инновационных технологий бурения и обустройства газовых скважин;
- Глубокая модернизация действующих газоперерабатывающих заводов;
- Обустройство новых и модернизация действующих подземных хранилищ газа (ПХГ);
- Инновационная реконструкция газоперекачивающих агрегатов ГТС РФ и ПХГ с переводом с газотурбинного привода на электропривод с частотным управлением;
- Широкое внедрение «зеленых» технологий позволяющих снизить выбросы парниковых газов.

В России основным способом обеспечения газом естественным потребителям на внутреннем рынке являются поставки трубопроводного газа. В сетевом виде российский газ поставляется так же на рынки стран Евросоюза, СНГ и Китая. В сжиженном виде российский газ танкерами-газовозами поставляется на рынки СПГ европейских стран и стран АТР, поставки по России малотоннажных партий СПГ осуществляются автомобильным и железнодорожным транспортом. Аналогичным образом осуществляются поставки малотоннажных партий СПГ в страны Европы и Монголию.

В настоящее время возможности ПАО Газпром в поставках сетевого газа на некогда премиальный европейский газовый рынок существенно ограничены:

- Газопровод Северный поток мощностью 55 млрд м³ взорван, не функционирует;
- Газопровод Северный поток 2 мощностью 55 млрд м³ до сих пор не сертифицирован Германией мощностью 55 млрд м³, одна из двух ниток – взорвана, не функционирует;
- Газопровод Ямал - Европа мощностью 32 млрд м³ заблокирован Польшей, не функционирует;
- Газопровод Уренгой – Помары – Ужгород мощностью 32 млрд м³ функционирует;
- Газопровод Союз мощностью 26 млрд м³ в работе заблокирован Украиной не функционирует;
- Газопровод Прогресс мощностью 26 млрд м³ функционирует;
- Газопровод Голубой поток мощностью 16 млрд м³ функционирует;
- Газопровод Турецкий поток мощностью 31,5 млрд м³ функционирует;
- Газопроводы в Финляндию и страны Балтии общей мощностью 9 млрд м³ заблокированы Финляндией и странами Балтии и не функционируют.

Суммарная мощность всех функционирующих экспортных газопроводов из России в Европу на данный момент времени составляет 105,5 млрд м³, но спрос на российский сетевой газ к настоящему времени после взлета газовых цен на биржах в 2022 г не восстановился несмотря на существенное снижение цен, поскольку самые энергоемкие производства были остановлены ввиду того, что цена газ в районе 2000\$ за 1000 м³ делали их продукцию совершенно не конкурентно способной. В настоящее время основной импортер российского газа Германия не делает попыток нарастить импорт по действующим газопроводам через территорию Украины и не сертифицирует уцелевшую нитку

Северного потока 2 по политическим мотивам. В настоящее время транзит газа через территорию Украины составляет 42-44 млн м³ в сутки (15 – 15,8 млрд м³ в год). Рост потребности в газе в Турции после ввода в строй 1 очереди АЭС Аккую в апреле 2023 г. и дальнейшего ввода еще 3-х очередей АЭС представляется крайне маловероятным в средне- и долгосрочной перспективе. Рост спроса на российский газ у самого большого импортера из снабжающихся по Балканскому потоку - Венгрии после ввода АЭС Пакш 2 также в перспективе маловероятен. В 14 пакете санкций Евросоюза наложен запрет на российский СПГ – закупка, перевалка и даже просто заход танкеров с российским СПГ в порты стран Евросоюза.

Для поставок природного газа в странах бывшего Советского Союза (БСС) используется трубопроводная инфраструктура, оставшаяся со времен существования Советского Союза. Данный рынок газа существенно меньше европейского по объемам поставок и характеризуется гораздо более низкими ценами. Объемы поставок газа на внешние рынки приведены в Таблице 3, выручка ПАО Газпром от продаж сетевого газа за рубежом – в Таблице 4 [10].

Таблица 3. Реализация газа Группой Газпром, млрд м³

	2010	2012	2014	2016	2018	2020
В страны БСС	66,3	61,3	44,2	30,6	35,0	28,4
В страны Европы	146,0	150,2	152,8	222,5	237,0	206,8
В Китай	0,0	0,0	0,0	0,1	0,8	5,0
Всего	212,3	211,5	197,0	253,2	273,8	240,2

Источник: www.gazprom.ru/f/posts/05/118974/gazprom-in-figures-2016-2020-ru.xlsm

Из-за ухода с рынка газа стран БСС Украины, начиная с 2014 г, на рынке начался процесс стагнации и долгое время роста спроса на данном рынке не было. В средние и долгосрочной перспективе по мнению экспертов [7]-[9] спрос на внутреннем рынке стран Центральной Азии будет расти опережающими темпами и превышать объемы собственной добычи природного газа.

Таблица 4. Выручка от продаж российского сетевого газа за рубежом, млн долл. США

	2010	2012	2014	2016	2018	2020
В страны БСС	14 817	17 037	10 666	4 633	5 543	4 076
В страны дальнего зарубежья	36 183	47 280	45 392	32 022	46 919	25 012

Источник: www.gazprom.ru/f/posts/05/118974/gazprom-in-figures-2016-2020-ru.xlsm

Основными игроками на газовом рынке стран СНГ в настоящее время являются:

- Белоруссия с годовым потреблением порядка 20 млрд м³;
- Молдова с годовым потреблением порядка 3 млрд м³;
- Армения с годовым потреблением порядка 2 млрд м³;
- Узбекистан - импорт в размере 2,88 млрд м³ с 2023 г.;
- Азербайджан – встречные поставки газа – зимой из России в Азербайджан порядка 8-10 млрд м³, летом те же объемы газа – в обратном направлении;
- Казахстан – встречные поставки газа в РФ – 6-8 млрд м³, из Казахстана в Россию многокомпонентный газ для оренбургского газоперерабатывающего завода, из России в Казахстан те же объемы сетевого газа для снабжения северных районов Казахстана.

Остальные страны БСС суммарно потребляют порядка 0,5 млрд м³ многие годы [10]. Рост спроса на российский газ в Белоруссии после ввода 2-й очереди Бел АЭС и анонсированного на 2025 г. разрыва кольца БРЭЛЛ государствами Балтии представляется крайне маловероятным.

В настоящее время газовой отрасли России необходимо выйти на новые экспортные рынки в объеме 140 – 150 млрд м³ газа от которого отказались европейские покупатели. Китай не будет форсировать сооружение газопровода Сила Сибири 2 мощностью 50 млрд м³ поскольку в стране нет острого дефицита газа и можно лишиться раз попытаться сбить цену. Срок строительства трубы в России и Монголии – 4 - 5 лет, а выход на проектную мощность газопровода достигается только через 6 - 8 лет после ввода в эксплуатацию. При дальнейшем вводе 2 - 4 очередей АЭС Аккую в Турции будут высвобождаться значительные объемы газа, который раньше шел на выработку электроэнергии и эти объемы могут проданы в третьи страны. Продажа же российского газа через газовый хаб в Турции вряд ли будет положительно воспринята руководством ЕС и европейскими лидерами и на закупки наверняка будет наложен запрет. Создание газового хаба в Иране потребует модернизации газопровода Средняя Азия Центр в Туркменистан для реверса поставок и строительство газопровода на север Ирана. Иран на юге выделяет свой газ в таких же объемах для

поставки в Индию. Дальше намерений дело пока не идет и Туркменистан не соглашается на прокачку российского газа на иранскую территорию, опасаясь возможных санкций.

Эксперты [7] – [9] единодушны в том, что спрос на газ в мире будет расти опережающими темпами в странах Азии и АТР, отличия в оценках наблюдаются только в темпах роста и достигаемых уровнях.

В ближайшее время и в среднесрочной перспективе отмечается опережающий возможности собственной добычи рост спроса на газ на внутреннем рынке Узбекистана и Казахстана [7], [8]. Для поставок газа из России в Узбекистан и Казахстан используется существующий газопровод Средняя Азия – Центр, перенастроенный в реверсный режим.

Из-за введенных в отношении СПГ из РФ санкций прокладка газопровода от Ямала до Мурманска и строительство завода СПГ становятся не рациональными из-за большого плеча прогона танкеров к потенциальным покупателям в странах Азии и АТР. Наиболее оптимальным представляется строительство завода СПГ во Владивостоке с модернизацией существующего газопровода Сахалин – Хабаровск – Владивосток. В случае реализации данного проекта понадобятся обычные танкеры – газовозы, а не существенно более дорогие танкеры усиленного ледового класса Arc 7. В этом случае плечо прогона танкеров-газовозов будет минимальным и российский СПГ получит дополнительные конкурентные преимущества перед сжиженным газом других производителей. Еще одним дополнительным преимуществом может стать «зеленый» сертификат на партию СПГ, подтверждающий, что весь объем углекислого газа, образующийся от сгорания СПГ уже выделен из атмосферного воздуха и захоронен в подземной полости. Работать установка по отбору углекислого газа может от месторождений низконапорного газа, выведенных из эксплуатации. Аналогичным образом можно сделать углеродно-нейтральным и сам процесс сжижения газа.

2. Моделирование газовой отрасли России в условиях нового вектора развития ТЭК

Премиальный для российской газовой отрасли европейский рынок сетевого газа обвалился. Часть магистральных экспортных газопроводов выведена из строя, другая часть – заблокирована принимающими странами. Работающие в европейском направлении магистральные газопроводы загружены менее чем наполовину своей мощности. В 2024 г. заканчивается контракт на транзит российского газа по Украине. Продлевать контракт украинская сторона не спешит. Новым рынком сетевого газа для России могут стать Казахстан и Узбекистан, внутреннее потребление которых ввиду опережающего роста добычи газа роста народонаселения переходят из разряда экспортеров в разряд импортеров. Имеющаяся инфраструктура в виде газопровода Средняя Азия – Центр (САЦ), сооруженного во времена СССР, в настоящее время находится в удовлетворительном техническом состоянии. Суровые зимы прошлых лет вынуждали эти страны полностью прекращать экспорт сетевого газа в Китай по газопроводам Запад – Восток. Европейский рынок обе эти страны для России не заменят ни по объемам, ни по цене - из-за дотаций государств на газ. Для запуска в работу САЦ в новом режиме необходимо провести перенастройку реверсивной работы и в случае необходимости модернизировать компрессорные станции.

Суммарные удельные капитальные вложения с учетом капвложений в перенастройку и модернизацию САЦ рассчитываются таким образом:

$$k^{sp}(t) = k^{pd}(t) + k^{pe}(t) + k^p(t), \quad (1)$$

где $k^{sp}(t)$ – суммарные удельные капитальные вложения в реверс и модернизации газопровода САЦ;

$k^{pd}(t)$ – удельные капитальные вложения в перенастройку реверса газопровода САЦ;

$k^{pe}(t)$ – удельные капитальные вложения в модернизацию газоперекачивающих агрегатов газопровода САЦ;

$k^p(t)$ – удельные капитальные вложения в газопровод САЦ.

Суммарные удельные эксплуатационные затраты в перенастройку и модернизацию газопровода САЦ рассчитываются таким образом:

$$c^{sp}(t) = c^{pd}(t) + c^{pe}(t) + c^p(t), \quad (2)$$

где $c^{sp}(t)$ – суммарные удельные эксплуатационные затраты в реверс и модернизации газопровода САЦ;

$c^{pd}(t)$ – удельные эксплуатационные затраты в перенастройку реверса газопровода САЦ;

$c^{pe}(t)$ – удельные эксплуатационные затраты в модернизацию газоперекачивающих агрегатов газопровода САЦ;

$c^p(t)$ – удельные эксплуатационные затраты в газопровод САЦ.

Для выхода на рынок СПГ стран Азии и АТР наиболее оптимальным представляется строительство завода СПГ в окрестностях Владивостока, поскольку от Владивостока плечо прогона танкеров с СПГ будет в несколько раз короче плеча прогона с п-ва Ямал даже по восточному пути и можно будет обойтись обычными танкерами-газовозами, а не танкерами усиленного ледового класса Arc7. Опыт строительства танкеров - газовозов в России ограничен крупноузловой сборкой на верфи Звезда из узлов, произведенных в Южной Корее. В настоящее время Южная Корея присоединилась к санкциям и сотрудничество в области строительства танкеров - газовозов прекращено.

Суммарные удельные капитальные вложения в строительство танкера - газовоза рассчитываются таким образом:

$$k^{st}(t) = k^{td}(t) + k^{te}(t) + k^t(t), \quad (3)$$

где $k^{st}(t)$ – суммарные удельные капитальные вложения в танкер-газовоз;

$k^{td}(t)$ – удельные капитальные вложения в разработку головного танкера - газовоза;

$k^{te}(t)$ – удельные капитальные вложения в разработку серийного выпуска танкеров - газовозов;

$k^t(t)$ – удельные капитальные вложения в строительство танкера-газовоза.

Суммарные удельные эксплуатационные затраты в танкер - газовоз рассчитываются таким образом:

$$c^{st}(t) = c^{td}(t) + c^{te}(t) + c^t(t), \quad (4)$$

где $c^{st}(t)$ – суммарные удельные эксплуатационные затраты в танкер-газовоз;

$c^{td}(t)$ – удельные эксплуатационные затраты в разработку головного танкера - газовоза;

$c^{te}(t)$ – удельные эксплуатационные затраты в разработку серийного выпуска танкеров - газовозов;

$c^t(t)$ – удельные эксплуатационные затраты в строительство танкера-газовоза.

В России нет опыта производства оборудования и строительства крупнотоннажных заводов СПГ по российской технологии. Продажа технологий и оборудования для заводов СПГ в настоящее время под санкциями США и ЕС. Компания Новатек получила патенты на российскую технологию сжижения Арктический каскад и технологию крупнотоннажного сжижения. На заводе Ямал СПГ четвертая производственная среднетоннажная линия работает по технологии Арктический каскад.

Суммарные удельные капитальные вложения в крупнотоннажный завод СПГ по российской технологии рассчитываются таким образом:

$$k^{sl}(t) = k^{ld}(t) + k^{le}(t) + k^l(t), \quad (5)$$

где $k^{sl}(t)$ – суммарные удельные капитальные вложения в крупнотоннажный завод СПГ по российской технологии;

$k^{ld}(t)$ – удельные капитальные вложения в разработку оборудования головного завода СПГ по российской технологии крупнотоннажного сжижения;

$k^{le}(t)$ – удельные капитальные вложения на запуск в серию оборудования завода СПГ по российской технологии крупнотоннажного сжижения;

$k^l(t)$ – удельные капитальные вложения в строительство завода СПГ по российской технологии крупнотоннажного сжижения.

Суммарные удельные эксплуатационные затраты в крупнотоннажный завод СПГ по российской технологии рассчитываются таким образом:

$$c^{sl}(t) = c^{ld}(t) + c^{le}(t) + c^l(t), \quad (6)$$

где $c^{sl}(t)$ – суммарные удельные эксплуатационные затраты в крупнотоннажный завод СПГ по российской технологии;

$c^{ld}(t)$ – удельные эксплуатационные затраты в разработку оборудования головного завода СПГ по российской технологии крупнотоннажного сжижения;

$c^{le}(t)$ – удельные эксплуатационные затраты на запуск в серию оборудования завода СПГ по российской технологии крупнотоннажного сжижения;

$c^l(t)$ – удельные эксплуатационные затраты в строительство завода СПГ по российской технологии крупнотоннажного сжижения.

Для дополнительного привлечения покупателей российского газа целесообразно организовать торговлю «зелеными» сертификатами, подтверждающими, что весь объем углекислого газа, образующийся от сгорания купленной партии СПГ уже выделен из атмосферного воздуха и

захоронен в подземной полости. Энергию для питания производственной линии по выделению CO₂ из окружающего воздуха целесообразно получать из месторождений низконапорного газа. Это позволит сделать углеродно-нейтральным не только сам природный газ, но еще и процесс сжижения, который в настоящее время имеет высокий углеродный след.

Суммарные удельные капитальные вложения в линию выделения CO₂ рассчитываются таким образом:

$$k^{cl}(t) = k^{cd}(t) + k^{ce}(t) + k^c(t), \quad (7)$$

где $k^{cl}(t)$ – суммарные удельные капитальные вложения в линию выделения CO₂;

$k^{cd}(t)$ – удельные капитальные вложения в разработку оборудования для линии выделения CO₂;

$k^{ce}(t)$ – удельные капитальные вложения на запуск в серию оборудования для линии выделения CO₂;

$k^c(t)$ – удельные капитальные вложения в строительство линии выделения CO₂.

Суммарные удельные эксплуатационные затраты в линию выделения CO₂ рассчитываются таким образом:

$$c^{sc}(t) = c^{cd}(t) + c^{ce}(t) + c^c(t), \quad (8)$$

где $c^{sc}(t)$ – суммарные удельные эксплуатационные затраты в линию выделения CO₂;

$c^{cd}(t)$ – удельные эксплуатационные затраты в разработку оборудования для линии выделения CO₂;

$c^{ce}(t)$ – удельные эксплуатационные затраты на запуск в серию оборудования для линии выделения CO₂;

$c^c(t)$ – удельные эксплуатационные затраты в строительство линии выделения CO₂.

3. Заключение

Введенные против российского СПГ санкции существенно сократили европейский рынок для российского газа и значительно снизили доходы российских производителей, что в свою очередь ощутимо ухудшило финансово-экономическое состояние предприятий отрасли. В этой связи ключевой задачей газовой отрасли становится не только надежное снабжение газом потребителей на внутреннем и внешних рынках, но и удержание цен на уровне, позволяющим не только расти доходам промышленных потребителей и населения, но и позволяющим гармонично развиваться предприятиям газовой отрасли. Такой сценарий развития всей отрасли в целом и составляющих ее компаний возможен только в случае применения инновационных технологий, позволяющих существенно улучшить производственно-экономические процессы в газовой отрасли России.

Литература

1. Манукян Е Новак заявил, что Россия планирует перейти к новой модели экономического развития. Интернет ресурс <https://rg.ru/2024/05/12/novak-zaiavil-chto-rossiia-planiruet-perejti-k-novoj-modeli-ekonomicheskogo-razvitiia.html>
2. Тихонов С. Что может измениться в российском нефтегазе при новом правительстве. Интернет ресурс <https://rg.ru/2024/05/13/chto-mozhet-izmenitsia-v-rossijskom-neftegaze-pri-novom-pravitelstve.html>
3. Статистический сборник ВР ВР Statistical Review of World Energy June 2022
4. 2023 72nd edition Energy Institute (EI) Statistical Review of World Energy. Интернет ресурс https://www.energyinst.org/__data/assets/pdf_file/0004/1055542/EI_Stat_Review_PDF_single_3.pdf
5. Газовая промышленность ТЭК России 2023. N 1. – С. 89
6. Газовая промышленность ТЭК России 2024. N 1. – С. 89
7. Прогноз развития энергетики мира и России 2024 / под ред. А.А. Макарова, В.А. Кулагина, Д.А. Грушевенко, А.А. Галкиной; ИНЭИ РАН – Москва, 2024. – 208 с.
8. Gas Exporting Countries Forum Global Gas Outlook 2050. Интернет ресурс <https://www.gecf.org/insights/global-gas-outlook?d=2024&p=1>
9. ВР Energy Outlook 2023 Edition.
10. «Газпром в цифрах 2016-2020» Справочник. Интернет ресурс URL: <https://www.gazprom.ru/f/posts/05/118974/gazprom-in-figures-2016-2020-ru.xlsx>