***Сендеров С.М., Рабчук В.И.[[1]](#footnote-2)***

**ПЕРСПЕКТИВНАЯ НАДЕЖНОСТЬ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ВНУТРЕННИХ ПОТРЕБНОСТЕЙ РОССИИ В ГАЗЕ И ЭКСПОРТНЫХ ПОСТАВОК РОССИЙСКОГО ГАЗА**

**Ключевые слова:** газовая отрасль России, внутренние потребности России в газе, экспорт российского газа.

Последний вариант проекта Энергетической стратегии России до 2035 года (ЭС-2035) предполагает увеличение объемов добычи газа в стране для рассматриваемой перспективы до 885 млрд. м3/год (с уровня 578 млрд. м3 в 2014 году) и рост объемов экспорта российского газа в этот же период до 317 млрд. м3/год [1]. При этом объем добычи газа в стране в 2014 году сократился по сравнению с 2013 годом на 13,5 %, а объем экспорта газа сократился на 7,3%.

С учетом сегодняшних проблем развития газовой отрасли России и ожидаемых трудностей ее развития в перспективе у авторов представляемого материала возникли сомнения в отношении реализуемости указанных выше положений ЭС-2035.

Данный материал касается сути таких сомнений и соответствующего их обоснования.

**1. Внутренние потребности России в первичных топливно-энергетических ресурсах (ТЭР) и требуемые объемы газа по их удовлетворению**

Требуемые объемы газа для покрытия внутренних потребностей для рассматриваемой перспективы определяются разницей между внутренним спросом страны в первичных топливно-энергетических ресурсах (ТЭР) и суммарными возможностями всех отраслей ТЭК (кроме газовой отрасли) в покрытии этого спроса.

Сказанное касается всех временных периодов рассматриваемой перспективы. Причем, конкретные ожидаемые показатели развития газовой отрасли представлены по двум опорным годам (2022-2023 гг. и 2030 г.), т.е. до 2030 года, а период развития отрасли с 2030 года по 2035 год рассматривается чисто качественно. Причины тому:

* стремление повысить точность представляемых прогнозируемых показателей развития газовой отрасли;
* учет уже намеченных к реализации и уже реализуемых конкретных проектов, связанных с сооружением новых важнейших объектов отрасли (а они – эти проекты должны быть реализованы к 2030 году).

*1.1. Внутренний спрос на первичные ТЭР*

Внутренний спрос на первичные ТЭР оценивался, исходя из фактических объемов годового потребления этих ТЭР за последние пять лет (2010 г. – 1049, 2011 г. – 1020, 2012 г. – 1041, 2013 г. – 1060, 2014 г. – 1048 млн. т у.т.) с учетом средних ожидаемых годовых темпов прироста ВВП (КВВП) России и средних годовых темпов снижения удельной энергоемкости ВВП (Куэ). Для условий развития экономики России сегодня и ожидаемых условий такого развития до 2030 г., в т.ч. числе с учетом трудностей получения длинных дешевых заемных средств для крупного российского бизнеса в нефтегазовой сфере, значение КВВП до 2030 года вряд ли превысит величины 1,025-1,03, а Куэ – величину 1,02. Тогда для принятых условий внутренний годовой спрос на первичные ТЭР в стране может составить 1080-1120 млн. т у.т. к 2022-2023 гг. и 1120-1160 млн. т у.т. – к 2030 году.

*1.2. Возможности отраслей ТЭК (кроме газовой отрасли)*

Суммарные возможности всех отраслей ТЭК (кроме газовой отрасли) по обеспечению внутренних потребностей страны в первичных ТЭР представлены в табл. 1. Основой таблицы послужили скорректированные с учетом ситуации сегодняшнего дня соответствующие показатели, количественно оцененные авторами ранее [2].

Таблица 1

Оценка возможностей отраслей ТЭК по обеспечению внутренних потребностей России в первичных ТЭР до 2030 года, млн. т у.т.

|  |  |
| --- | --- |
| Отрасль ТЭК | Годы |
| 2014 факт | 2022-2023 | 2030 |
| Нефтяная | 169 | 170-180 | 180-200 |
| Угольная  | 123 | 130-140 | 140-160 |
| Атомная энергия, гидроэнергия, прочие ТЭР, всего | 168 | 200-220 | 230-250 |
| Возможности ТЭК (без газовой отрасли) по покрытию внутреннего спроса на первичные ТЭР |
| Диапазоны возможных значений | 500 | 520-540 | 550-610 |
| Среднее значение (наиболее вероятное) | – | 530 | 580 |

*1.3. Требуемые объемы газа для полного покрытия внутренних потребностей в первичных ТЭР*

С учетом итоговых данных табл. 1 и результатов оценки внутренних потребностей страны в первичных ТЭР получены требуемые объемы газа для полного покрытия таких потребностей (табл. 2).

Таблица 2

Требуемые объемы газа для обеспечения внутренних потребностей России в первичных ТЭР до 2030 года

|  |  |
| --- | --- |
| Показатели | Годы |
| 2014 факт | 2022-2023 | 2030 |
| Суммарные потребности страны в первичных ТЭР, млн. т у.т. | 1048 | 1100 | 1140 |
| Возможности ТЭК (кроме газовой отрасли) в покрытии потребностей страны в первичных ТЭР | 500 | 530 | 580 |
| Требуемые объемы газа для полного покрытия внутренних потребностей страны в первичных ТЭР |
| млн. т у.т. | 548 | 570 | 560 |
| млрд. м3 | 475 | 495 | 490 |

**2. Намечаемые объемы экспорта российского газа**

В табл. 3 показаны намечаемые объемы экспорта российского газа, а также направления и формы (трубопроводный вариант, вариант СПГ) этого экспорта. Данные табл. 3 получены, исходя из следующих предположений:

* суммарный объем экспорта трубопроводного российского газа в европейские страны (включая все республики бывшего СССР) будет снижаться до 2030 года, примерно, на 3% в год (в 2014 г. этот объем составил 176 млрд. м3);
* объем экспорта трубопроводного газа в Китай к 2022-2023 гг. составит 5–10 млрд. м3/год, а к 2030 году – 38 млрд. м3/год за счет освоения Чаяндинского и Ковыктинского месторождений (при учете того, что сооружение газопровода «Алтай» отложено на неопределенный срок);
* суммарный объем экспорта газа в виде СПГ к 2022-2023 годам должен составить 29 млрд. м3/год (газ с Сахалина и с Ямала) и к 2030 г. – 43 млрд. м3/год (после ввода в эксплуатацию 3-ей очереди завода СПГ на Ямале).

Таблица 3

Намечаемые объемы, формы и направления экспорта российского газа до 2030 года, млрд. м3/год

|  |  |
| --- | --- |
| Направления и формы экспорта газа | Объемы экспорта по годам |
| 2014 факт | 2022-2023 | 2030 |
| Европейские страны (трубы) | 176 | 130-140 | 100-120 |
| Китай (трубы) | – | 30 | 68 |
| Все страны (СПГ) | 14 | 29 | 43 |
| Суммарный объем экспорта (середина диапазона возможных значений) | 190 | 195 | 220 |

Учитывая итоговые цифры таблиц 2 и 3, суммарные требуемые объемы газа для полного покрытия внутренних потребностей страны в газе и для обеспечения намечаемых уровней экспорта составят 690 млрд. м3/год (к 2022-2023 гг.) и 710 млрд. м3/год (к 2030 году).

**3. Условия функционирования газовой отрасли России**

*3.1. Основные проблемы*

Сегодня основные проблемы газовой отрасли России непосредственно связаны с наличием субъективных и объективных факторов нарастания трудностей с инвестициями. Субъективные факторы – это, главным образом, факторы политического характера. Здесь не будем их анализировать, но рассмотрим как совокупность, которая в интегральном плане отрицательно влияет на инвестиционные возможности газовой отрасли. Объективные же факторы нарастания трудностей с инвестициями для газовой отрасли страны связаны с необходимостью одновременного осуществления:

* компенсации снижения уровней добычи газа в старых районах газодобычи, особенно в Надым–Пур–Тазовском районе (НПТР) за счет освоения очень дорогих новых районов газодобычи (Ямал, шельф северных морей, Чаяндинское и Ковыктинское месторождения в Восточной Сибири);
* обеспечения в полном объеме внутренних потребностей страны в газе на протяжении всей рассматриваемой перспективы;
* диверсификации направлений и форм экспорта российского газа, а также обеспечения намечаемых объемов этого экспорта.

Суммарные располагаемые объемы газа для покрытия внутренних потребностей и потребностей экспорта будут складываться в рассматриваемой перспективе из объемов:

* добываемых в ныне действующих районах газодобычи;
* в новых районах газодобычи (Ямал, Гыдан, шельф северных морей, а также – на Чаяндинском и Ковыктинском месторождениях – в Восточной Сибири);
* получаемых Россией по импорту из Средней Азии (республики бывшего СССР) и из Азербайджана.

*3.2. Возможности по добыче газа в ныне действующих районах газодобычи*

Фактические (2011 и 2014 гг.) и ожидаемые (до 2030 г.) объемы добычи газа в ныне действующих районах газодобычи представлены в табл. 4.

Таблица 4

Фактические и ожидаемые до 2030 года объемы добычи газа в ныне действующих районах газодобычи\*

|  |  |
| --- | --- |
| Районы газодобычи | Год |
| 2011 факт | 2014 факт | 2022–2023 | 2030 |
| Надым–Пур–Тазовский район | 505 | 444 | 300-330 | 130-170 |
| Ныне действующие газовые промыслы в Красноярском крае, Якутии, Томской обл. | 9 | 8 | 10-20 | 10-20 |
| Месторождения Сахалина (включая новые промыслы) | 22 | 26 | 40-50 | 60-80 |
| Месторождения сетевого газа, не включенные выше | 33 | 42 | 30-40 | 20-40 |
| Добыча природного и попутного газа нефтяными компаниями | 69 | 91 | 100-120 | 100-120 |
| Всего по России: |  |  |  |  |
| Диапазоны возможных значений | 638 | 611 | 480-560 | 320-420 |
| Среднее значение | – | – | 520 | 370 |

\* Без Бованенковского месторождения на Ямале.

При оценке перспективных количественных показателей, указанных в табл. 4, учитывались следующие моменты:

* в 2014 г. суммарная добыча газа (природного и попутного) в России составила 654 млрд. м3, из которых 42 млрд. м3 получено наБованенково, т.е. в новом районе газодобычи (Ямал);
* согласно ОАО «Газпром» можно ожидать снижения объемов добычи газа в НПТР, примерно, с 500 млрд. м3 (2013 г.) до 100-150 млрд. м3/год – к 2030 году. Некоторое снижение потребностей в газе сегодня и некоторое снижение объемов экспорта, по-видимому замедлит снижение уровней отбора газа по месторождениям НПТР и позволит к 2030 г. иметь годовой уровень добычи здесь в 130-170 млрд. м3/год.
* некоторое снижение возможностей по наращиванию добычи газа на Сахалине по сравнению с тем, что предполагалось ранее: с 80-100 до 60-80 млрд. м3/год (для 2030 г.). Причины: трудности одновременной реализации газовых проектов Сахалина и проектов, связанных с экспортными поставками российского газа в Китай (освоение Ковыктинского и Чаяндинского месторождений со строительством газопровода от них в восточные районы Китая);
* суммарная добыча газа на ныне действующих промыслах Красноярского края, Якутии и Томской области, не превысит до 2030 года 10-20 млрд. м3/год;
* суммарный объем добычи природного газа в Астраханской области, в Оренбургской области, в Республике Коми и в других районах страны (не включенных в табл. 4) не превысит 30-40 млрд. м3/год.

*3.3. Возможности по добыче газа в новых районах газодобычи*

Оценка возможностей по добыче газа в новых районах до 2030 г. более сложна, нежели та же оценка для ныне действующих районов газодобычи. Сложность обусловлена, в первую очередь, неопределенностью ситуации для указанной перспективы относительно:

* общих темпов изменения удельных финансовых и материальных затрат на создание и эксплуатацию систем добычи, подготовки и дальнего транспорта газа; особенно неопределенна такая ситуация для новых районов газодобычи, находящихся в весьма суровых природно-климатических зонах и где придется использовать совершенно новые для России технологии;
* инвестиционного климата в стране, который сегодня весьма неудовлетворителен, особенно это касается финансирования крупномасштабных проектов в промышленности, в сфере транспортной инфраструктуры и в отраслях ТЭК – когда нужны «длинные» и относительно дешевые деньги; по крайней мере, в ближайшие 5-7 лет ожидать резкого изменения ситуации здесь к лучшему, видимо, нельзя;
* инвестиционных возможностей самой газовой отрасли для реализации дорогих проектов освоения новых районов газодобычи, таких как п-ов Ямал, шельф Баренцева и Карского морей; чисто объективно эти возможности будут определяться, главным образом, соотношением ожидаемых рыночных цен в европейских странах и себестоимостью газа этих районов в тех же европейских странах; в данной ситуации и ожидаемые рыночные цены на газ и ожидаемая себестоимость – вещи неопределенные.

Можно уверенно говорить о том, что с уменьшением добычи газа в старых районах и с наращиванием этой добычи в новых – будут расти трудности с инвестициями в газовой отрасли. Основные причины:

1. Слишком велика потребность в капиталовложениях для освоения упоминаемых выше новых районов и для создания систем магистрального транспорта газа от этих районов до районов потребления газа.

2. Несмотря на большой экономический риск освоения газовых месторождений в новых районах (когда себестоимость газа может оказаться близкой к рыночной цене или даже превысить эту цену), эти районы так или иначе придется осваивать. По крайней мере, хотя бы из-за основных требований обеспечения энергетической безопасности страны.

Сегодня и в перспективе до 2030 г. газ – основа системы топливо- и энергоснабжения потребителей страны. В настоящее время около 50 % всей электроэнергии в России вырабатывается на тепловых газовых электростанциях. В приходной части баланса котельно-печного топлива (КПТ) нашего государства на газ приходится, примерно, 70 %, в европейской части России и на Урале доля газа в балансе КПТ доходит до 80-90 %, а в отдельных субъектах РФ – до 95-100 %. Возможности по относительно недорогим способам компенсации снижения уровней добычи газа на ныне действующих промыслах будут исчерпаны к 2022-2023 гг. Без выхода в новые районы газодобычи не обойтись. Пока что начато освоение месторождений Ямала, где на Бованенковском месторождении в 2014 г. было получено 43 млрд. м3 газа и началось строительство завода по производству сжиженного природного газа (Ямал – СПГ).

При оценке масштабов и сроков освоения новых районов газодобычи не обойтись без (хотя бы краткого) рассмотрения основных физико-технологических особенностей освоения новых конкретных районов газодобычи.

*Газовые месторождения Ямала.* При выходе на пик по добыче углеводородов здесь можно будет получать до 230-250 млрд. м3/год газа, до 10 млн. т газоконденсата и до 10 млн. т нефти. Для освоения запасов углеводородов на Ямале необходимо:

* + решить вопрос относительно способа освоения основных месторождений газа, находящихся в прибрежной зоне полуострова (по варианту «СПГ» или по «трубопроводному» варианту) для последующего соответствующего обустройства таких месторождений;
	+ обустроить газовые промыслы на Бованенковском и других месторождениях материковой зоны для добычи и подготовки здесь газа по «трубопроводному варианту»;
	+ создать систему трубопроводного магистрального транспорта газа для его транспортировки с Ямала в сеть Единой системы газоснабжения страны (ЕСГ) и на экспорт, а также создать системы подготовки газа к транспорту в сжиженном виде (для тех месторождений, освоение которых будет осуществляться по варианту «СПГ»);
	+ создать условия для вывоза газоконденсата (и добываемой нефти) с полуострова – либо морем (необходимо обеспечить круглогодичную навигацию в Карском море), либо железной дорогой (которую надо дообустроить);
	+ создать социально-производственную структуру на полуострове для обеспечения здесь надежной, бесперебойной и безопасной работы всех объектов газовой отрасли; одним из важнейших элементов такой структуры должны быть подразделения региональной аварийно-спасательной службы; основные трудности решения проблем промышленной безопасности, которые могут иметь место при эксплуатации объектов газовой отрасли на Ямале – возможность растепления вечномерзлого грунта под объектами; отдаленность от Центра; где находятся основные подразделения аварийно-спасательных и ремонтно-восстановительных служб; и очень тяжелые природно-климатические условия, в целом.

Если говорить об уровнях добычи газа на Ямале в перспективе до 2030 года можно отметить следующее:

* + до 2022-2023 гг. будет наращиваться добыча газа на Бованенково и к этому времени заработают две очереди завода по производству 11 млн. т СПГ в год на Южно-Тамбейском месторождении; добыча в это время на Бованенково может достичь уровня 100-120 млрд. м3; тогда суммарный объем добычи газа на Ямале к 2022-2023 гг. может составить 120-130 млрд. м3;
* к 2030 году уровень добычи газа на Бованенково может достичь 150-180 млрд. м3/год, а на Южно-Тамбейском месторождении – 24 млрд. м3/год (должна заработать к 2030 году 3-я очередь завода СПГ производительностью 5,5 млн. т/год или 8 млрд. м3/год), т.е. общая добыча газа на Ямале к 2030 г. может составить 180-200 млрд. м3/год;
	+ с учетом трудностей (и финансового характера, и материального) ожидать, что к 2030 г. может быть начата добыча газа на других месторождениях Ямала, видимо, нельзя.

*Особенности добычи и подготовки газа на* *Штокмановском месторождении* (шельф Баренцева моря). С выходом на пик здесь можно получать до 100 млрд. м3/год газа. Месторождение находится в восточной части Баренцева моря – в 550 км от побережья Кольского полуострова. Глубина моря на всем протяжении от этого побережья до месторождения составляет 320-360 м.

Большинство предлагаемых решений по обустройству Штокмана связаны с необходимостью использования здесь морских платформ для добычи и подготовки газа с последующей транспортировкой этого газа по системе подводных газопроводов на берег Кольского полуострова. В районе расположения Штокмановского месторождения среднее число дней с отрицательными среднесуточными температурами – 170 за год. Число штормов за зиму – 15-20 при продолжительности каждого – 6-10 часов. В отдельные годы льда не бывает совсем, в суровые – ледяной покров сохраняется с декабря по июль. Здесь же возможно появление айсбергов.

Разработка Штокмановского месторождения, как и впоследствии месторождений шельфа Карского моря (о них будет говориться чуть ниже) должна вестись крайне осторожно, по крайней мере, с позиций промышленной безопасности. Освоение морских месторождений углеводородов требует применения разнообразной, как правило, оригинальной системы специализированной аппаратуры, оборудования, а также средств хранения воспламеняющихся жидкостей (например, в нашем случае газового конденсата), которые все вместе должны находиться в весьма ограниченном пространстве на одной платформе, стоящей зачастую в сотнях километрах от берега. Здесь надо мириться с тем, что есть весьма серьезные опасности, которые могут проявиться. Это возможные несчастные случаи с персоналом, когда требуется немедленная эвакуация пострадавших, возможные разного рода существенные нарушения в системах жизнеобеспечения персонала платформ, возможные взрывы или пожары на платформе; существенные повреждения самой платформы.

На сегодня в мире проблемы промышленной безопасности решаются довольно успешно при эксплуатации морских платформ в безледных условиях и для случаев, когда эти платформы располагаются сравнительно недалеко от берега. На шельфе арктических морей, положение иное. Реализация перечисленных опасностей (одной или нескольких одновременно) для Штокмановского месторождения может приводить к особо тяжелым последствиям. Причины тому: отдаленность от базовых портов, непостоянство ледовой обстановки, низкая температура морской воды, исключающая возможность длительного пребывания человека в такой воде. Мало того, здесь довольно велика вероятность реализации главной опасности – разрушение самой платформы из-за наличия айсбергов в районе расположения месторождения. Для уменьшения возможностей реализации угроз безопасному функционированию морских платформ, а также для уменьшения последствий от реализации этих угроз есть смысл соответствующим структурам системы управления промышленной безопасностью в газовой отрасли брать под свой контроль проектирование и сооружение этих платформ. Конечно, с одной целью: уже на стадиях проектирования закладывать основы будущего безопасного функционирования подобных объектов. При этом придется взять на вооружение мировой опыт решения проблем промышленной безопасности для морских платформ.

Начало добычи газа на Штокмане явно находится за пределами 2025 г. Однако, к 2030 г. добыча должна начаться здесь, иначе (как будет показано ниже) будут большие трудности и с обеспечением внутренних потребностей страны в газе, и с обеспечением экспорта газа. Предполагаемый объем добычи здесь может составить к 2030 году – 0-20 млрд. м3/год.

*Шельф Карского моря (месторождения Ленинградское и Русановское)*. Оба месторождения расположены в Южной части Карского моря – в 100 и 130 км от западного побережья полуострова Ямал. Каждое из них относится к объектам федерального значения с начальными запасами, примерно, в 3 трлн. м3. Глубина моря, где расположены месторождения – 50-100 м. В течение 10 месяцев в году море покрыто льдом. Освоение указанных месторождений возможно только с использованием морских платформ. Все, что говорилось выше по поводу платформ при освоении Штокмановского месторождения, относится и к платформам в Карском море. Пока конкретных проектных решений по освоению рассматриваемых месторождений нет, поскольку, во-первых, надо сначала полностью создать транспортную и социальную инфраструктуру на Ямале, а, во-вторых, опыта создания и эксплуатации мощных ледостойких платформ в России нет. К тому же необходимы надежные решения по транспортировке добываемого газа на побережье Ямала (учитывая географические особенности расположения месторождений). Судя по всему, реальное начало освоения шельфовых месторождений газа Карского моря уходит за пределы 2030 г.

*Месторождения на полуострове Гыдан*. Суммарная величина всех газовых ресурсов Гыдана оценивается сегодня в 1,8 трлн. м3. Однако здесь нет уникальных месторождений – триллионников. Для освоения здесь месторождений потребуется создание разветвленной газотранспортной системы. Освоение Гыдана до 2030 г. вряд ли представляется приоритетным при отсутствии здесь месторождений – триллионников, при слишком большой отдаленности Гыдана от существующей газотранспортной системы и в условиях нарастающих трудностей с инвестициями.

*Чаяндинское месторождение (Саха – Якутия) и Ковыктинское (Иркутская область).* Месторождения находятся в очень суровых климатических зонах (особенно Чаяндинское месторождение). Оба месторождения уникальны (во-первых, триллионники; во-вторых, имеют в составе газовой фазы – гелий). Острая необходимость их освоения до 2030 г. диктуется обязательствами России по отношению к Китаю. Эти обязательства касаются необходимости доведения объемов экспорта российского газа в восточные районы Китая до 38 млрд. м3/год (на уровне 2030 года) – и это только за счет газа указанных месторождений. По мнению авторов, для выполнения экспортных обязательств перед Китаем суммарный уровень добычи газа по указанным месторождениям к 2022-2023 гг. должен составить 20-30 млрд. м3/год, а к 2030 году – 50-60 млрд. м3/год.

Результаты оценки перспективных уровней добычи газа, представленные выше по основным новым районам газодобычи, сведены в табл. 5.

Таблица 5

Возможные объемы добычи газа в новых районах газодобычи до 2030 г., млрд. м3/год

|  |  |
| --- | --- |
| Район добычи | Год |
| 2014 факт | 2022-2023 | 2030 |
| П-ов Ямал, всего | 43 | 120-130 | 180-200 |
| Штокман (шельф Баренцева моря) | – | – | 0-20 |
| Чаяндинское и Ковыктинское месторождения (Вост. Сибирь) | – | 20-30 | 50-60 |
| Итого по новым районам |
| Диапазоны возможных значений | – | 140-160 | 230-280 |
| Средние значения | 43 | 150 | 250 |

*3.4. Суммарные возможности газовой отрасли России*

Как уже указывалось, показатель, определяющий располагаемый объем газа в России для обеспечения внутренних потребностей страны в газе и для обеспечения экспортных его поставок, кроме объемов добычи в старых и новых районах газодобычи должен включать и объемы газа, импортируемого в Россию. Суммарный объем импорта газа в Россию (из Туркменистана, Узбекистана, Казахстана и Азербайджана) сократился с 2008 по 2014 гг. с 66,2 млрд. м3 до 26 млрд. м3. С учетом активной позиции Китая в отношении наращивания экспорта газа в Китай из стран Средней Азии бывшего Союза, вряд ли стоит ожидать какого-либо увеличения импорта газа в Россию до 2030 г. по сравнению с сегодняшним днем, т.е. до 2030 года суммарный объем импорта газа в Россию может быть на уровне 10-30 млрд. м3/год.

В табл. 6 представлена ожидаемая динамика изменения до 2030 г. располагаемого объема газа для обеспечения внутренних потребностей России в газе и для обеспечения экспорта российского газа. Табл. 6 сформирована по итоговым цифрам табл. 4 и 5 с учетом указанных выше предположений по объемам импорта газа в Россию.

Таблица 6

Ожидаемая динамика изменения до 2030 г. располагаемого объема газа в России, млрд. м3/год

|  |  |
| --- | --- |
| Показатель | Год |
| 2014 факт | 2022-2023 | 2030 |
| Суммарные ожидаемые объемы добычи газа в старых районах\* | 611 | 520 | 370 |
| предполагаемые суммарные объемы добычи газа в новых районах\*\* | 43 | 150 | 250 |
| Ожидаемые объемы импорта газа в Россию | 26 | 20 | 20 |
| Располагаемые объемы газа | 680 | 690 | 640 |

\* включая новые промыслы Сахалина

\*\* без новых промыслов Сахалина

В табл. 7 сопоставлены располагаемые объемы газа для полного покрытия внутренних потребностей страны в газе и для обеспечения экспортных поставок газа (из табл. 6) с самими внутренними потребностями в газе (из табл. 2) и с намечаемыми объемами экспорта газа (из табл. 3).

Таблица 7

Возможности газовой отрасли России до 2030 г. по обеспечению внутренних потребностей страны и необходимых экспортных поставок газа, млрд. м3/год

|  |  |
| --- | --- |
| Показатели | Годы |
| 2022-2023 | 2030 |
| Располагаемые объемы газа | 690 | 640 |
| Объемы газа для покрытия внутренних потребностей | 500 | 490 |
| Намечаемые объемы экспорта российского газа | 190 | 220 |
| Итого, требуемые объемы газа | 690 | 710 |
| Недостающий объем газа для обеспечения его экспорта | – | 70 |

Из табл. 7 видно, что до 2022-2023 гг. газовая отрасль может полностью обеспечивать и внутренние потребности в газе, и намечаемые уровни экспорта российского газа. Далее ситуация может заметно измениться в худшую сторону.

На основании вышесказанного, основные ожидаемые особенности развития газовой отрасли России в период с 2030 по 2035 гг. следующие:

* продолжение снижения объемов добычи газа в ныне действующих районах газодобычи;
* низкая вероятность значительного прироста уровней добычи газа в новых районах (шельф Карского моря, Гыдан) из-за отсутствия на сегодня возможных технических решений освоения газовых месторождений в этих районах;
* резко возросшая конкуренция стран – продавцов газа на мировых газовых рынках по сравнению с сегодняшним днем (появление к этому времени на рынках большого объема иранского газа, стремление европейских стран не зависеть от российского газа только усилится к этому времени и т.д.).

**4. Выводы.**

 Указанные особенности и конкретные ожидаемые значения основных показателей развития газовой отрасли России позволяют сказать следующее.

При условии полного обеспечения внутренних потребностей страны в газе и при тех (довольно скромных) приростах ВВП, что приняты в работе, намечаемые уровни по объемам экспорта газа достигнуты не будут (нехватка на 2030 г. ≈ 70 млрд. м3/год). Это справедливо для тех уровней добычи газа в России и экспорта российского газа, что показаны в статье для 2030 г. (620 млрд. м3/год и 220 млрд. м3/год соответственно). Эти цифры достаточно далеки от ориентиров проекта Энергетической стратегии России до 2035 г. [1]. С учетом упомянутых выше особенностей развития газовой отрасли в период с 2030 по 2035 гг., ориентиры, заложенные в данном проекте, также явно не будут достигнуты. Если же после 2022-2023 гг. экономика России начнет развиваться более интенсивно (чем принято в работе), внутренние потребности в газе возрастут, и указанная нехватка газа для экспорта будет еще значительней. Чтобы улучшить ситуацию в России с располагаемыми объемами газа для внутреннего использования и для экспорта, реально можно говорить только о мерах комплексного характера, которые в совокупности могли бы заметно уменьшить долю газа в топливно-энергетическом балансе страны.

**Список литературы**

1. Энергетическая стратегия России на период до 2035 г. - <http://portal-> energo.ru/articles/details/id/900
2. Энергетическая безопасность России: проблемы и пути решения / Н.И. Пяткова, В.И. Рабчук, С.М. Сендеров и др. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2011. – 198 с.
1. Сендеров Сергей Михайлович – д.т.н., зав. отделом энергетической безопасности, заместитель директора ИСЭМ СО РАН. Область научных интересов: энергетическая безопасность, надежность систем газо- и нефтеснабжения, проблемы развития газового и нефтяного секторов. Автор и соавтор более 140 опубликованных научных работ.

Рабчук Виктор Иванович – к.т.н., в.н.с. ИСЭМ СО РАН. Область научных интересов: проблемы развития газовой отрасли, надежность систем газоснабжения, энергетическая безопасность. Автор и соавтор более 100 опубликованных научных работ. [↑](#footnote-ref-2)