

УДК 553.98(571)

DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-31-43

Будущее российского газа и нефти

© 2018 г. | В.А. Скоробогатов

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская область, Россия; v_skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Поступила 28.06.2018 г.

Принята к печати 10.07.2018 г.

Ключевые слова: минерально-сырьевая база; газ; нефть; поиски; запасы; ресурсы; добыча; будущее.

Мегаконтинент Евразия богат углем, газом, нефтью, рудами. Важнейшие газоносные (газонефтеносные) бассейны расположены в северной и арктической частях — в осадочных бассейнах и мегабассейнах Западно- и Восточно-Сибирском, Баренцевоморском, Охотоморском и др. Современная структура минерально-сырьевой базы газодобычи такова: разведанные запасы — 50,8 трлн м³ (категорий A + B₁ + C₁ — по данным Государственного баланса запасов), предварительные запасы — 18,7 трлн м³ (категорий B₂ + C₂), накопленная добыча — 22,2 трлн м³, сумма начальных запасов — 91,8 трлн м³. Начальные потенциальные ресурсы свободного газа составляют 287,5 и 200 трлн м³ (согласно официальным и корпоративным оценкам соответственно). В статье детально проанализированы объем и структура запасов и ресурсов газа и нефти. Богатейшим регионом является Западно-Сибирский (суша и шельф южной части Карского моря). Разведанные запасы крупнейшей добывающей компании ПАО «Газпром» составляют 36,8/35,4 трлн м³ (2017–2018). В 2017 г. в России было добыто 692 млрд м³, в том числе ПАО «Газпром» — 471 млрд м³. Рассмотрены направления, показатели и проблемы развития минерально-сырьевой базы добычи углеводородов России и ПАО «Газпром» до 2035, 2040 и 2050 гг. Согласно стратегическим планам развития газовой отрасли, добыча газа в России увеличится к 2040 г. до 1 трлн м³, к 2050 г. — вероятно, до 1,1–1,15 трлн м³ с учетом добычи и нетрадиционного газа. Текущие запасы газа России вырастут к 2051 г. до 54–55/34–35 трлн м³ (геологические/извлекаемые). Задачи нефтяной промышленности — стабилизация добычи жидких углеводородов на уровне не менее 540 млн т в ближайшие 8–10 лет и дальнейшее всемерное сдерживание темпов ее падения, в силу высокой освоенности запасов и ресурсов традиционной нефти, за счет освоения нетрадиционных видов. Основные приросты объема добычи и новых запасов газа будут получены в Ямало-Карском регионе Западной Сибири.

Для цитирования: Скоробогатов В.А. Будущее российского газа и нефти // Геология нефти и газа. — 2018. — № 4s. — С. 31–43.
DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-31-43.

Future of Russian gas and oil

© 2018. | V.A. Skorobogatov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Moscow oblast, Russia; v_skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Received 28.06.2018

Accepted for publication 10.07.2018

Key words: raw material base; gas; oil; prospecting; reserves; resources; production; future.

Eurasia mega-continent is rich in coal, gas, oil, and ores. The most important gas-bearing (gas and oil bearing) basins and mega-basins are located in the northern and Arctic parts: in Western and Eastern Siberia, Barents Sea, Okhotsk Sea, etc. The current structure of the raw material base for gas production is as follows: the explored reserves amount to 50.8 TCM (categories A + B₁ + C₁ according to the State Balance Sheet), preliminary evaluated reserves — 18.7 TCM (categories B₂ + C₂), cumulative production — 22.2 TCM, total of the initial reserves — 91.8 TCM. According to the official and corporate estimates, ultimate potential resources of free gas make 287.5 and 200 TCM, respectively. The paper analyses in detail the amount and structure of gas and oil reserves and resources. Western Siberia (onshore and offshore in the southern part of the Kara Sea) is the richest region. The explored resources of Gazprom — the major producing company — amount to 36.8/35.4 TCM (2017–2018). In 2017, Russia produced 692 BCM of gas, including 471 BCM of gas produced by Gazprom. The paper discusses the focus areas, indicators and issues of raw material base development in terms of hydrocarbon production in Russia and Gazprom until 2035, 2040, and 2050. In accordance with the Strategic Gas Industry Plan, gas production in Russia will increase to 1 TCM by the year 2040, and probably to 1.1–1.15 by the year 2050, including unconventional gas production. The current Russian gas reserves will increase to 54–55/34–35 TCM (in-place/recoverable) until 2051. The problems the petroleum industry faces are stabilization of liquid hydrocarbon production at the level at least 540 MT in the nearest 8–10 years, and further utmost holding down the rate of decrease owing to the high level of traditional oil reserves and resources development and due to development of unconventional oil. Major incremental production volume and new gas reserves will be obtained from the Yamal-Kara region of Western Siberia.

For citation: Skorobogatov V.A. Future of Russian gas and oil. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(4s):31–43.
DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-31-43.

*Без прошлого нет будущего,
а настоящее лишь миг,
их соединяющий. Во всем!*

Предсказание будущего — задача трудная, сложная, многоаспектная, во многом неопределенная, хотя многие «ростки» будущего проглядывают уже в настоящем. Собрать их воедино и спрогнозировать развитие какого-либо процесса или явления на среднюю или дальнюю перспективу — высший «пилотаж» в научной деятельности, в том числе и в нефтегазовой геологии.

При любых прогнозах невозможно точно предсказать цифры (значения параметров) по годам и отрезкам времени (хотя возможно и «угадать» некоторые из них в отдельные годы). Важнее предсказать тенденции развития и качественно-полуколичественные характеристики процесса развития, в том числе добычи УВ, открытие новых крупных месторождений, приросты запасов газа и нефти.

Вместе с тем любой прогноз имеет вероятностный характер, он редко подтверждается на 100 % и в срок, однако установить тенденции развития можно и нужно, чтобы влиять на будущее, хотя, как это ни странно, вероятное будущее влияет на настоящее по системе обратных связей.

Энергетика — основа развития человеческой цивилизации, прежде всего промышленности. Энергетическими доминантами развития человеческой цивилизации в разные исторические эпохи были дрова («вечный», в том числе и современный, хоть и в малых масштабах, энергоноситель), уголь, нефть, газ. В XX в. к ним добавились такие виды, как атомная энергия и возобновляемые источники энергии (ВИЭ), включая гидроэнергию, силу ветра, приливов и др., хотя гидроэнергетику обычно рассматривают вне ВИЭ. История развития нефтегазового комплекса мира в целом и России насчитывает более 150 лет (с 1850–1860-х гг.) [1, 2].

Минеральные энергоносители (МЭН) — горючие ископаемые (ГИ): уголь, нефть и газ (твердое, жидкое, газообразное состояния) служат основой энергообеспечения человеческой цивилизации уже более 200 лет (начиная с угля на рубеже XVIII–XIX вв.).

В различных странах и регионах в начале наступившего XXI в. сложилось разное соотношение между производством, потреблением и экспортом/импортом нефти, угля и природного газа (ПГ свободного — СГ и нефтяного попутного — НГ) в зависимости от запасов (начальных и текущих) и прогнозных ресурсов этих видов в недрах осадочных бассейнов в пределах национальных территорий и акваторий прилегающих морей.

По общему признанию, природный газ — наилучший вид МЭН в силу ряда причин. Страны, обладающие значительными традиционными запасами и ресурсами ПГ и добывающие газ в значительных

объемах, имеют неоспоримые преимущества перед «угольными» и «нефтяными» странами. К «газовым» относятся Россия, Иран, Катар, Туркмения, Узбекистан, Австралия и ряд других стран. В структуре производства ГИ и топливно-энергетического комплекса (ТЭК) этих стран газ занимает ведущее место — от 30 до 50 и даже до 65 % [2–6].

Топливо-энергетический баланс (ТЭБ) зависит от энергетических потребностей стран, регионов и отраслей промышленности и возможностей их удовлетворения, от современного состояния развития ТЭК: национального производства или импорта тех или иных энергоносителей — нефти, газа, угля (минеральных), производства гидро- и атомной энергии и ВИЭ.

Производство (добыча) горючих ископаемых зависит прежде всего от состояния и перспектив развития минерально-сырьевой базы (МСБ) газо-, нефте- и угледобычи, в том числе накопленной добычи ($Q = \text{НД}$), текущих разведанных запасов и неразведанных, в том числе неоткрытых (перспективных и прогнозных) ресурсов углеводородов и угля, технико-технологических возможностей, экологических и экономических условий их производства. В 2017 г. добыча углеводородов в промышленных масштабах производилась в 102 странах мира (по В.И. Высоцкому).

Прошлое и настоящее газа и нефти России

Нефтяная отрасль промышленности России берет свое начало в 1870–1880-х гг., когда масштабная нефтедобыча началась в Бакинском регионе Закавказья и в Западном Предкавказье и по ее объему в 1913 г. страна вышла на 1-е место в мире.

Годом рождения газовой отрасли России считается 1946 г., когда был построен и стал функционировать первый магистральный газопровод «Саратов — Москва» на базе небольших по запасам газовых месторождений Среднего Поволжья. Исторические аспекты развития нефтяной и газовой отраслей промышленности страны приведены в работах [1, 2, 7].

По мере изучения и освоения углеводородного потенциала (УВП) недр осадочных бассейнов Северной Евразии (СЕА) (территории России с прилегающими морями: южными, арктическими, дальневосточными) открывалось большое число различных по объему запасов и фазовому состоянию месторождений УВ, увеличивались разведанные (промышленные) запасы, особенно значительно в конце 1980-х гг., росла добыча газа, прежде всего свободного, нефти и конденсата (жидких УВ). По мере насыщения внутреннего рынка все большие объемы УВ поступали на мировой рынок. Максимальная добыча нефти и конденсата в России была достигнута в 1987–1988 гг. (569 млн т), в 1989 г. — 552,3 млн т, газа — 643,0 млрд м³, после 1994 г., в условиях всеобъемлющего кризиса, добыча нефти уменьшилась до 293 млн т в 1997 г. (без конденсата), газа — никог-

да не снижалась менее 570 млрд м³/год. Таким образом, уже 30 лет объем добычи газа в России превышает добычу жидких УВ (табл. 1).

Период кризиса 1992–2000 гг. отразился на угольной и нефтяной промышленности (добыча нефти + конденсата упала до 320 млн/год), но почти не затронул газовую отрасль: в 2000 г. общее производство природного газа в России составило 580 млрд м³ благодаря существованию ПАО «Газпром» и очень значительным запасам свободного газа, подготовленным еще до 1990 г. На 01.01.2001 г. разведанные запасы СГ России составляли 47,5 трлн м³ при накопленной добыче 12,5 трлн м³ и начальных разведанных запасах 60 трлн м³.

В 2016 г. мировое суммарное производство нефти и конденсата составило 4,3 млрд т, газа — 3,6 трлн м³ (около 90 % — СГ), в России — 547,5 млн т и 640,5 млрд м³ соответственно. Мировые тенденции таковы, что к 2030 г. газ не только догонит, но и перегонит нефть (в производстве).

За все годы эксплуатации открытых и разведанных месторождений УВ накопленная добыча нефти в России на 01.01.2017 г. составила 23,2 млрд т, газа — 22,2 трлн м³, разведанные извлекаемые запасы нефти промышленных категорий (А + В₁ + С₁) — 18,4 млрд т, свободного газа — 50,8 трлн м³ (геологических). Вместе с нефтяным газом извлекаемые запасы природного газа превышают 40 трлн м³. Это значит, что обеспеченность добычи по газу страны превышает обеспеченность по нефти (более чем в 2 раза).

Из разведанных запасов РФ — 50,8 трлн м³ — на группу ПАО «Газпром» в 2017 г. приходилось 36,4 трлн м³, в том числе 22,1 трлн м³ числится в Уральском ФО, на нефтяные и независимые компании — 12,8 трлн м³, на нераспределенный фонд — 1,6 трлн м³ (преимущественно в Ямальской области).

В 2017 г. в России было добыто 546,8 млн т жидких УВ и экспортировано 238,7 млн т нефти. Природного газа добыто 692 млрд м³, в том числе ПАО «Газпром» — 471 млрд м³. Добавим, что на плановую добычу газа в России в 2017 г. приходилось 657 млрд м³, в том числе ПАО «Газпром» — 442 млрд м³, однако фактические объемы были равны 692 и 471 млрд м³ соответственно. Этому способствовала благоприятная конъюнктура на мировом газовом рынке.

Внутреннее потребление газа в России составило в 2014 г. 458 млрд м³ и почти не изменилось в последующие годы. За 2017 г. было открыто 53 новых месторождения, в основном нефтяных, все мелкие и несколько средних по запасам. Самое крупное ГК-месторождение — Южно-Лунское — открыто на присахалинском шельфе (ожидаемые запасы СГ после разведки оцениваются в 50 млрд м³).

Согласно официальным оценкам, по состоянию на 2009 г. (приняты в 2012 г.) начальные потенциаль-

ные ресурсы (НПР) нефти недр России превышают 111 млрд т (извлекаемые), газа — 287,5 трлн м³ (геологические). Экспертами ВНИИГАЗа с высокой вероятностью НПР нефти оцениваются в 75 млрд т, газа — в 200 трлн м³ (прогнозные — более 100 трлн м³): есть что искать, разведывать, осваивать и добывать даже в отдаленном будущем!

Любая нефте- и газодобывающая страна/компания должна быть обеспечена достаточно большими, надежными и эффективными запасами углеводородов, желательны разделенных в пространстве (свободного газа, нефти в самостоятельных скоплениях), для обеспечения производства на среднюю перспективу (12–15 лет), в частности ПАО «Газпром» — до 2031–2035 гг., далее — ресурсный ориентир на будущие приросты в ходе продолжающихся поисково-разведочных работ (ППР). Запасов не бывает много (у какой-либо добывающей компании), их может быть только мало, а если есть излишки, больше необходимых на среднюю перспективу, то их всегда можно реализовать во благо компании и ее акционеров (продать, обменять, даже заложить в банке под кредиты и т. д.). Но лучшие активы (высокоэффективные запасы) никто никогда никому не продаст, особенно конкурентам.

Лидирующее положение ПАО «Газпром» в России по газу бесспорно, однако другие компании также имеют свои газовые программы, которые нацелены на увеличение добычи газа: ПАО «НК «Роснефть» — до 100 млрд м³ в 2022 г., ПАО «НОВАТЭК» — также до 100 млрд м³. Нефтяные компании, добывая много нефти, стараются увеличить объемы добываемого газа, так как владеют рядом месторождений с крупными запасами свободного газа. Главная задача нефтяников — не допустить быстрого падения добычи после 2025 г. (менее 500–510 млн т/год), когда будут выработаны все гигантские и ряд крупнейших и крупных нефтесодержащих месторождений, что сделать будет весьма трудно. Другое положение со свободным газом. В России в запланированном или вынужденном резерве находится целый ряд месторождений с запасами более 1 трлн м³ (Штокмановское на шельфе Баренцева моря — даже 3,9 трлн м³ по официальной оценке, хотя его реальные запасы вряд ли превышают 2,8–3,0 трлн м³) и большое число месторождений с запасами 200–300 млрд м³ и более каждое, так что увеличение национальной добычи СГ реально и желательно (для поддержания имиджа России как великой газовой державы, в противовес США).

Современное положение в нефтегазовом мире

Структура добычи ГИ приведена в табл. 2. Текущие доказанные извлекаемые запасы УВ в мире составляли на 01.01.2017 г. 233,3 млрд т нефти и 203,2 трлн м³ газа (табл. 3).

Современные тенденции развития мировой газовой промышленности [6, 8, 9]:

– неуклонное увеличение валовой и товарной добычи природного газа в большинстве стран, несмотря на все чаще повторяющиеся кризисные явления (2008, 2009, 2014–2016);

– конъюнктурное и «политическое» сдерживание добычи крупнейшими странами-экспортерами (Россия, Катар, Иран);

– увеличение общемировых, региональных и «национальных» запасов газа, в том числе за счет включения ресурсов нетрадиционного газа (и нефти) в категорию «доказанных» (США, Канада, Китай и др.);

– стремительное увеличение числа «игроков» в газовой сфере, в том числе стран потенциальных производителей (Израиль, Мозамбик, Египет и многие другие) и потребителей;

– превращение ряда стран из импортеров газа в экспортеры, и наоборот (все больше газа начинают импортировать даже Нидерланды и Великобритания);

– усиление борьбы за рынки сбыта и сферы влияния в нефтегазовом бизнесе;

– все более стремительная политизация процессов, происходящих в нефтегазовой сфере, повышение геополитической роли газа как инструмента политического влияния, давления, часто — главной причины межгосударственных и внутрирегиональных противоречий. Даже современная война в Сирии — это «отголосок» стремления США не допустить катарский и иранский газ на рынок Европы.

В области нефтедобычи главная тенденция — сдерживание производства большинством стран, чтобы «не обрушить» цены на мировом рынке.

Глобальная ситуация (новая расстановка сил) в мировой газовой промышленности во втором десятилетии XXI в.:

– с 2011 г. мир вступил в эпоху газовых войн: война всех против всех?

– противостояние в газовой сфере (и в большинстве других): Россия — США;

– в газовых войнах нет союзников: будет продолжаться борьба за поставки газа (спотовые и долгосрочные), повышение/снижение негласных («договорных») квот по добыче и цен, сдерживание газового демпинга (Катар, Иран, Мозамбик и др.), давление США на своих союзников, чтобы они покупали больше из Нового света;

– газ стал наиболее политизированным видом из всех полезных ископаемых.

По расчетам экспертов ПАО «Газпром» реальная оценка начальных потенциальных традиционных ресурсов (ТРГ) свободного газа мира составляет 554 трлн м³ (без НГ, «привязанного» к запасам, ресурсам и добыче нефти), в том числе накопленная добыча — 118 трлн м³, текущие запасы — 178 трлн м³, про-

гнозные (неоткрытые) ресурсы — 249 трлн м³. Доля России в мировых запасах и ресурсах свободного газа весьма велика. Структура УВП недр России показана в табл. 4. В настоящее время газовая отрасль России и мира обладает наилучшими перспективами среди других энергообеспечивающих отраслей. Основными факторами ее развития являются:

– опережающие темпы роста объемов потребления газа на энергетических рынках мира, особенно в странах Азиатско-Тихоокеанского региона, с поставками по трансконтинентальным газопроводам («трубный» газ) и в виде СПГ;

– интеграция региональных газовых рынков в мировой экономике за счет развития газотранспортных систем и инфраструктурного обеспечения производства и поставок СПГ (заводы, терминалы, флот и т.п.);

– переход от «геополитики нефти» (в середине XX в.) к «геополитике газа»;

– рост эколого-социальной значимости газа;

– неизбежное увеличение внутреннего потребления газа в различных странах мира (в противовес углю и нефти), включая Россию, США, страны Азиатско-Тихоокеанского региона и др. В случае США такое увеличение будет препятствовать широко разрекламированной масштабной экспансии американского газа на мировом газовом рынке.

На начало 2017 г. формула газового баланса страны была такой, трлн м³:

$$\frac{\text{НД}}{22,2} + \frac{\text{Запасы}}{A + B + C_1} + \frac{C_2}{18,8} + \frac{\text{Ресурсы}}{C_3 + D_1 + D_2} = \frac{\text{Всего}}{200/288}$$

Таким образом, прогнозная часть — неоткрытые ресурсы страны — оцениваются в широком диапазоне — от 108,2 до 196,2 трлн м³ (корпоративная/официальная оценки) [10], причем последняя оценка, по мнению ряда специалистов, существенно завышена [9, 11].

Россия по текущей добыче и разведанным запасам многих важнейших видов полезных ископаемых занимает 1, 2 или 3-е место в мире. То же относится и к прогнозным ресурсам, требующим проведения ПРР в средней и дальней перспективах (ближнюю обеспечивают уже имеющиеся разведанные запасы) (табл. 5).

По традиционным прогнозным ресурсам Россия занимает 1-е место в мире по газу, традиционной нефти, углю, алмазам, многим рудам. Это обеспечивает проведение ПРР и последующее производство еще на многие десятилетия текущего века. В ТЭБ России горючие ископаемые — газ, нефть и уголь — не конкурируют друг с другом, каждый из них занимает собственную нишу внутри баланса, они дополняют друг друга, поскольку их использование имеет свою специфику. Структура ТЭБ России показана в табл. 6.

Табл. 1. Годовая динамика добычи нефти и газа в России

Table 1. Oil and gas production history in Russia by year

	1950	1969	1970	1980	1990	1995	2016	2017
Нефть*, млн т/год	18	119	285	547	516	311	547,5	546,8
Газ, млрд м ³ /год	2,3	18,8	66,8	207,8	617,3	580,5	640,5	692

* Вместе с конденсатом.

* Including condensate.

Табл. 2. Добыча горючих ископаемых в мире и ведущих странах

Table 2. Fossil fuels production in Russia and the leading countries

Добыча (2016 г.)	Нефть (+ конденсат), млрд т (млн т)	Природный газ (свободный + нефтяной), трлн м ³ (млрд м ³)	Уголь, млрд т
<i>Мир в целом, в том числе:</i>	4,4	3,7	≈ 6,0 (3,3 млрд т н. э. *)
Россия	547,5 (0,6 – сланцевая нефть)	640,5	0,4
Саудовская Аравия	585,7	110,9	–
США	543 (230 – сланцевая нефть)	800,7 (440 – сланцевый газ)	≈ 0,9
Китай	200	136,7	3,7
<i>Накопленная добыча, в том числе:</i>	186,7 млрд т	137,0	Нет данных
США	32,1	39,9	То же
Россия	23,3	22,2	46–48 (оценка)
Саудовская Аравия	21,3	3,1	–
Китай	6,8	1,8	Более 100 (оценка)

* Нефтяного эквивалента.

* Oil equivalent.

Табл. 3. Текущие доказанные извлекаемые запасы УВ в мире [3]

Table 3. Current global measured recoverable HC reserves [3]

Страны	Нефть, млрд т	Природный газ, трлн м ³
Саудовская Аравия	36,2	8,6**
Россия	18,2	50,8 (извл. ≈ 40)
США	6,5	Более 5,0
Китай	3,5	3,6
Иран	21,5	33,7
Катар	3,4	24,1
Венесуэла	40,9*	5,7*
Канада	30,9*	2,2**
Всего	233,3	203,2

* Нетрадиционные (тяжелая и «синтетическая» нефть).

** В значительной степени попутный газ.

* Unconventional oil reserves (heavy and synthetic oil).

** Associated gas mainly.



Россия производит достаточно много газа (почти 700 млрд м³), жидких УВ — 546–547 млн т (2016–2017), но на экспорт направляется больше сырой нефти — 258 млн т, чем газа — немного более, чем 200 млрд м³, поскольку основа ТЭБ страны — высокое внутреннее потребление именно газа (до 460 млрд м³/год). Газ необходим России, и в недрах осадочных бассейнов СЕА он присутствует в больших объемах! Нужна и нефть, но природные предпосылки для крупного нефтенакпления имеются в ограниченном числе провинций и областей. Показательно соотношение начальных разведанных запасов газа и нефти месторождений-лидеров Западно-Сибирской мегапровинции (ЗСМП) по состоянию на 01.01.2017 г. (табл. 7).

Газ для России — «больше», «выше», чем нефть (как, впрочем, и в недрах, где СГ залегает всегда выше нефти). Последние три десятилетия объем добычи газа (свободного + нефтяного) был неизменно больше производства жидких УВ в силу ряда причин, не в последнюю очередь — ресурсно-геологических.

В СССР добывалось более 700 млн т угля (в 1987 г. — максимум 751 млн т, в том числе по РФ — 410 млн т), но к концу XX в. объем производства неоправданно сократился в 2 раза — до 220 млн т в 1998 г. — в угоду западным партнерам по европейскому энергетическому рынку. Кстати, США, Китай, ЮАР не пошли по пути сокращения угледобычи. Этот путь выбрали многие страны Западной Европы, но чем это обернется в будущем? Трудно предсказать.

Россия могла бы сократить добычу угля до 200 млн т/год и менее, но делать этого не следует по ряду причин. Прежде всего, российский уголь хорошо продается в странах Азии (многие дефицитные сорта) и даже Европы, включая Украину.

Россия хотела бы увеличить нефтедобычу до 570–580 млн т/год, но этому мешает ряд обстоятельств:

- ограничение роста нефтедобычи по соглашению с ОПЕК (2017–2018);

- общее состояние традиционных запасов нефти в стране: значительный объем составляют трудноизвлекаемые запасы с первичными дебитами менее 5 т/сут, большинство крупнейших, крупных и даже средних по запасам месторождений эксплуатируется на пределе их реальных (природных) возможностей, все уникальные и гигантские месторождения выработаны на 80–90 %, в структуре прогнозных ресурсов преобладают мелкие по запасам месторождения;

- низкие мировые цены на нефть, не позволяющие развивать добычу нетрадиционной нефти (сланцевой, «плотной» и др.), с их медленным восстановлением после минимума в 2014–2015 гг. (до 72–78 долл. в середине 2018 г.).

Россия, в лице ее ведущих газо- и нефтедобывающих компаний, хочет, может и должна увеличивать добычу природного газа (свободного — из фазообособленных свободных скоплений (СГ) и нефтяного, по-

путного (НГ), при этом увеличение добычи возможно только за счет СГ, попутный/нефтяной газ связан с добычей нефти (не конденсата, а именно сырой нефти!). Ежегодно в РФ даже при добыче нефти более 500 млн т/год объем добываемого НГ составляет около 65–75 млрд м³, при этом часть его сжигается в факелах (технологические потери на нефтяных промыслах), небольшая часть вновь загоняется в нефтяные пласты для повышения нефтеотдачи.

Совсем недавно ПАО «Газпром» добывало газа 530 млрд м³/год и более, но в 2016 г. — уже 419,1 млрд м³/год, т. е. добыча ведущей компании снизилась на 110–130 млрд м³ (по конъюнктурным и геополитическими причинам), однако нефтяные компании быстро заняли долю Газпрома в общероссийской добыче (ПАО «НОВАТЭК», ПАО «НК «Роснефть» и др.). По словам руководителя ПАО «Газпром» А. Миллера, компания легко могла бы восстановить добычу СГ из газовых месторождений к 2020 г. до 550–570 и даже 600 млрд м³/год: система действующих газопроводов и текущие запасы позволяют сделать это, только из Надым-Пур-Тазовского региона на севере Западной Сибири протягиваются 22 нитки трансконтинентальных газопроводов потенциальной производительностью 660 млрд м³/год (по 30–32 млрд м³ на один газопровод), а они прокачивают около 550 млрд м³/год, т. е. недозагружены на 160–170 млрд м³. С п-ова Ямал проведено 2 газопровода с Бованенковского месторождения. Потребуется строительство еще не менее 2 ниток газопроводов «Ямал – Европа» для транспортировки всей потенциальной добычи на полуострове (часть общей добычи, вероятно, пойдет на заводы СПГ).

При потенциальной добыче газа нефтяными компаниями 270–300 млрд м³ (100 + 100 млрд м³ — ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «НОВАТЭК», 70–100 млрд м³ — прочие компании) Россия без особых усилий может достигнуть валовой добычи газа 820–870 млрд м³/год, в том числе товарного газа — 760–810 млрд м³/год (США в 2016 г. произвели товарного газа около 800 млрд м³, однако сланцевый газ — это не свободный газ обычных скоплений, в этом у России огромное преимущество) (табл. 8).

Будущее российских газа и нефти

Комплекс проблем, поставленных в настоящей статье, обсуждается в последние годы рядом исследователей [3–5, 10, 12]. Согласно перспективным планам развития газовой отрасли РФ, добыча газа вырастет до 930–950 млрд м³ в 2035 г. при увеличении товарной добычи до 850–870 млрд м³ (минимальная оценка), при этом на экспорт может быть направлено до 290–300 млрд м³ газа (а скорее всего, несколько больше) (табл. 9). Оптимально сбалансированные («идеальные»), но реально достижимые объемы и структура производства ГИ в России в динамике до 2050 г. приведены в табл. 10.

Основной рост добычи газа и угля предполагается в 2031–2050 гг. Как на самом деле будет развиваться динамика их производства в России по годам и десятилетиям, будет зависеть от большого числа факторов и условий, но не от санкций США и их западных союзников, а, прежде всего, от возможностей и необходимости развивать производство и торговлю с другими странами, в первую очередь с КНР, Индией, странами Юго-Восточной Азии, Дальнего Востока и др., от непредсказуемой даже на ближайшее будущее конъюнктуры мирового и региональных нефтяного и газового рынков.

Осадочные бассейны СЕА (показаны на рис. 1) максимально обогащены всеми видами природного газа в концентрированном и рассеянном видах. Будущее развитие МСБ газодобычи обеспечено прогнозными традиционными и потенциальными нетрадиционными ресурсами (НТР) газа, в том числе:

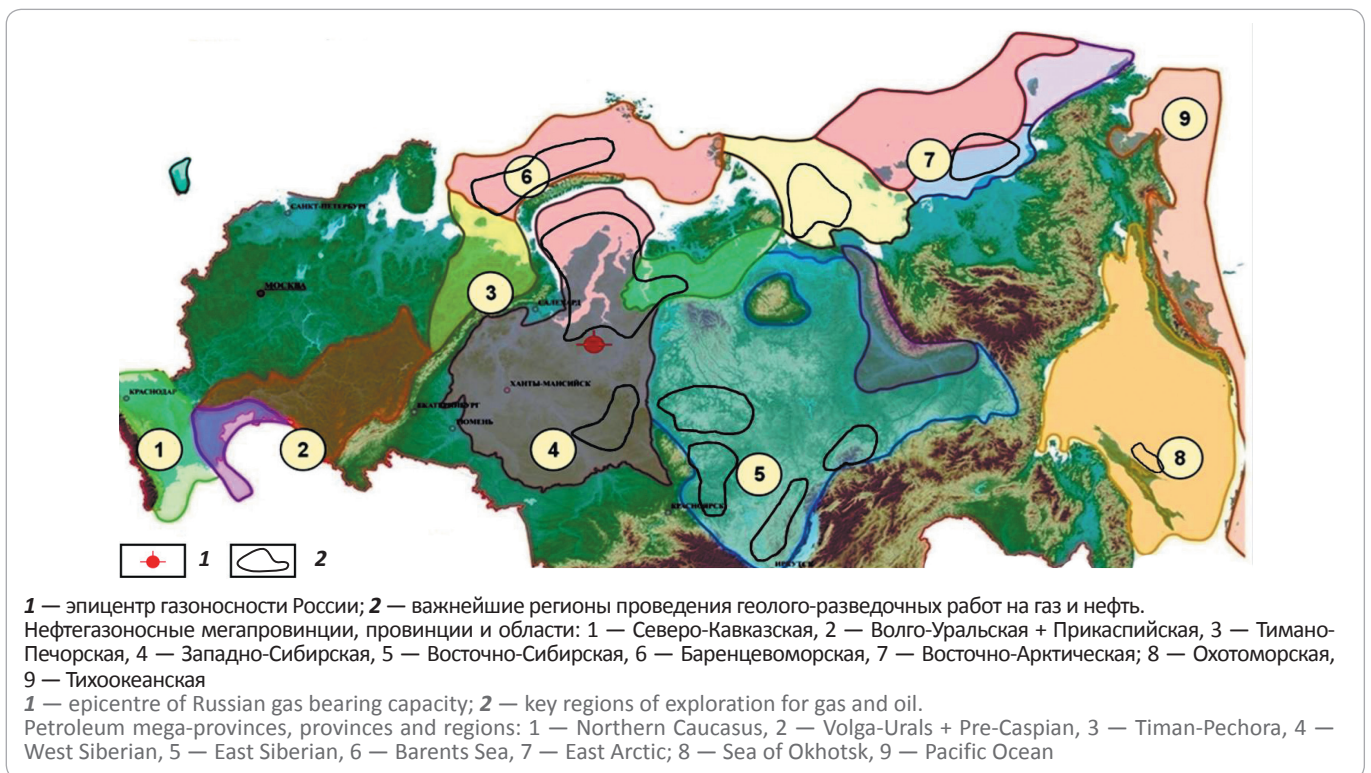
- сланцевого газа — 10–12 трлн м³ (извлекаемые);
- угольного газа — до 50/14–16 трлн м³ (геологические/извлекаемые);
- газа плотных низкопроницаемых формаций — 190–200/80–90 трлн м³ (геологические / извлекаемые).

Таким образом, реальные *извлекаемые* начальные ресурсы газа нетрадиционных источников оцениваются геологами-газовиками в 104–118 трлн м³. Их объемы несколько превышают объемы извлекаемых прогнозных традиционных ресурсов (87–

92 трлн м³, по расчетам автора). Эти ресурсы позволяют добывать нетрадиционный газ в объеме не менее 300 млрд м³/год, но после 2050 г. (с 2041 г. — 200–250, вряд ли более). В 2035–2036 гг. добыча нетрадиционного газа в России оценивается в 100–150 млрд м³/год (без учета геологических ресурсов газогидратов (ГГ) северных областей суши, Охотского и арктических морей, которые громадны, но их «очередь» на разработку наступит не скоро, по крайней мере до 2040 г. не планируется разрабатывать даже морские газогидраты).

В настоящее время идет *маломасштабная* добыча угольного метана в Кемеровском угленосном бассейне, но она не превышает 0,1 млрд м³/год и даже к 2030 г. в целом по России не достигнет 3 млрд м³/год. Проблематична добыча и сланцевого газа, ресурсы которого невелики по отношению к традиционным ресурсам газа, более того, по мнению автора, эфемерны (по отношению к «нормальному газу»). Первым видом нетрадиционного газа для промышленной добычи станет «плотный» газ, т. е. залегающий в низкопроницаемых плотных коллекторах на глубине 3–6 км и более. Ресурсы такого газа очень значительны (по расчетам геологов ПАО «Газпром»), а их добыча «удобна», поскольку они находятся в ареале уже открытых и эксплуатируемых месторождений и залежей, но глубже на 200–500 м. Когда «закончится» газ из залежей с хорошими и удовлетворительными добывными возможностями, начнется добыча «плот-

Рис. 1. Нефтегазогеологическое районирование Российской Федерации
Fig. 1. Geopetroleum zoning of Russian Federation



**Табл. 4.** Добыча, запасы и ресурсы (по официальным оценкам 2016 г.) УВ осадочных бассейнов России (суша и шельф)**Table 4.** HC production, reserves and resources (according to official estimates, 2016) in the Russian sedimentary basins (onshore and offshore)

Показатели	Нефть + конденсат	Природный газ
<i>Добыча, млн т, млрд м³, в том числе:</i>	547,5/512,8 (нефть без конденсата)	640,2/595,4 (свободный газ)
Уральский ФО/ЗСМП*	277,7/310,4	516,0
Шельф, в том числе:	19,9	29,9 (Охотское море)
ПАО «Газпром»	> 50	419,1
ОАО «Роснефть»	199,5	67,0
Разведанные запасы, млрд т, трлн м ³	18,2/18,4* (C ₂ – 11,2)	50,8 (C ₂ – 18,8)
<i>НПР (начальные ресурсы), в том числе</i>	110,4–111,4*	287,5
ЗСМП	59,0	164,8

* По разным данным.

* According to different data.

Табл. 5. Место России в мировых запасах и добыче важнейших видов полезных ископаемых**Table 5.** Place of Russia in world reserves exploration and production of the major types of mineral resources

Добыча (Россия)	Разведанные запасы
1-е место Нефть (в 2015–2016 гг. разделяла с Саудовской Аравией)	Газ, золото, алмазы, никель, олово, цинк
2-е место Газ, золото, алмазы, платина, вольфрам	Уголь, уран, алюминий, титан, вольфрам, платина, калийные соли
3-е место Никель, калийные соли	Медь, серебро, свинец

Табл. 6. Добыча и производство различных видов энергоносителей в России, 2016 г.**Table 6.** Recovery and production of different energy carriers in Russia, 2016

Виды топлива и энергии	В натуральном измерении	Млн т н. э.	В процентах
Газ, млрд м ³	640,5	739,4	38,7
Нефть + конденсат, млн т	547,5	780,2	40,9
Уголь, млн т	386,3	256,5	13,4
Гидроэнергия, млрд кВт/ч	186,6	64,0	3,4
Атомная энергия	196,6	67,5	3,5
Торф, млн т	1,2	0,4	0,1
ВИЭ	1,1	0,4	
Всего		1908,4	100

Табл. 7. Начальные разведанные запасы свободного газа и нефти месторождений-лидеров Западно-Сибирской мега-провинции на 01.01.2017 г.**Table 7.** Explored initial in-place reserves of free gas and oil in the leading fields of the West Siberian mega-province (as of 01.01.2017)

Начальные разведанные запасы	Месторождения	
	Уренгой (север)	Самотлор (центр мегапровинции)
Свободный газ, трлн м ³ (геологические)	11,5	0,1
Нефть, млрд т	0,7	3,3
Всего УВ*	12,2	3,4

* Без конденсата и нефтяного газа.

* Except for condensate and associated gas

Табл. 8. Стартовые позиции стран — мировых лидеров по производству природного газа, 2018 г.
Table 8. Initial levels of the countries — world leaders in natural gas production, 2018

Страны	Показатели			
	накопленная добыча, трлн м ³ / за 2017 г., млрд м ³	текущие разведанные запасы, трлн м ³	прогнозные традиционные ресурсы, трлн м ³ [3]	экспорт/ импорт, млрд м ³ (2016 г.)
Россия	22,9 / 692	50,8	218,2	208,6 (14,5 — СПГ)
США	39,9 / 800,7 / 440 — сланцевый газ	9,2 (сланцевый газ > 5)	40,3 (с учетом сланцевого газа)	65,5 (5,3 — СПГ) (газовый обмен с Канадой и поставки в Мексику)
Иран	4,0/226,9*	33,7	0,8	8,6/≈ 7,5 (из Туркменистана)
Катар	2,0/182,8	24,1	1,4	124,5 (104,4)
Канада	7,5/155,3	2,2	10,5	84,2
Китай	1,8/136,6*	3,6	7,1	—
Норвегия	3,1/120,2	2,4	0,7	116,1 (6,3)
Саудовская Аравия	3,1/110,9*	8,6	8,1	—

* Преимущественно внутреннее потребление.
 * Domestic consumption mainly.

Табл. 9. Оценка величины и структуры добычи газа в России в 2040 г. (вариант расчета, 2018 г.)
Table 9. Evaluation and structure of natural gas production in Russia in 2040 (estimation scenario, 2018)

Регионы	Диапазон добычи, млрд м ³ /год	Особенности развития добычи
Западная Сибирь (суша)	520–550	Стабилизация добычи по региону за счет Ямала
Восточная Сибирь и Дальний Восток (суша)	110–120 (почти весь газ экспортный)	Значительный рост добычи в 2026–2035 гг.
Европейские регионы (суша и шельф)	30–35	Некоторое увеличение добычи (за счет Астраханского месторождения и шельфа)
Арктический шельф	Более 250*	Главный драйвер общероссийской добычи
Охотское море	40–45 (35–40 на экспорт)	Достижение максимальной добычи
Всего	950–1000*	

* Минимальная оценка.
 * Minimum estimate.

Табл. 10. Оптимальные объемы и структура баланса производства горючих ископаемых в России до 2050 г. (вариант расчета, 2018 г.)
Table 10. Optimal amount and structure of fossil fuel production balance in Russia by the year 2050 (variant of calculations, 2018).

Годы	Природный газ*, млрд м ³	Жидкие УВ* (нефть + конденсат), млн т	Уголь, млн т	Суммарное (млн усл. т)
2016	640 (только традиционный газ — ТГ)	547,5	382,5	1570
2017	692 (ТГ)	546,8	406	1654,8
2018 г. (прогноз)	680–700 (до 720) (в зависимости от конъюнктуры)	530–540 (до 550) (в зависимости от договоренности ОПЕК+)	410–415	1620–1655
2030 г. (прогноз)	900–930*	480–500*	440–460	1820–1870
2040 г. (стратегический прогноз)	950–1000*	460–470*	480–500	1910–1970
2050 г. (стратегический прогноз)	1050–1070* (до 1150)*	430–440* (не менее 400)	520–540 (не менее 500)	2000–2050

* Газ и нефть с учетом нетрадиционных источников добычи (ресурсов УВ).
 * Gas and oil, including unconventional sources (HC resources).



ного» газа (на Уренгойском, Ямбургском, Заполярном и других месторождениях).

Газовый баланс России до 2050 г. (табл. 11):

– накопленная добыча за 2018–2050 гг. — 27–28 трлн м³;

– необходимый прирост разведанных запасов «нормального» газа в 2018–2050 гг. — до 32 трлн м³ (всеми компаниями-операторами);

– годовая добыча в 2050 г. — 1100–1150 (1200) млрд м³, в том числе 850–900 (до 950) млрд м³ — традиционного газа, 200 (250) млрд м³ — нетрадиционного газа (без ГГ), 50 млрд м³ — нефтяного газа;

– текущие запасы к 2051 г. — 54–55/34–35 трлн м³ (геологические/извлекаемые). Эти преимущественно «новые» запасы позволят поддерживать добычу газа в объеме до 1 трлн м³ еще как минимум 20–25 лет (до 2070 г. и далее).

Общемировая добыча (из традиционных и нетрадиционных источников): 6,0–6,5 трлн м³, в том числе России — 1050–1150 млрд м³, США — 950–1000 млрд м³ (соревновательное противостояние будет продолжаться).

Крупные объемы добычи ожидаются в регионах Центрально-Азиатском и Арабо-Персидского залива, на шельфах Африки, возможно, на шельфе Австралии. Наибольшая добыча на шельфе будет постепенно увеличиваться (с 2035 г.) в Баренцевом и Карском морях до 300–350 млрд м³ к 2050 г. Объем мировой торговли прогнозируется на уровне 1,8–2,0 трлн м³, в том числе России — до 500–550 млрд м³, США — 100–150 млрд м³ (вряд ли более, очень значительны внутренние потребности в газе).

Положение с запасами и ресурсами традиционной и нетрадиционной нефти в России несколько хуже, чем со свободным газом.

Текущие разведанные запасы обычной нефти осадочных бассейнов России составляют 18,4 млрд т, при этом запасы нефти на шельфе — менее 2 млрд т (извлекаемые).

Формула нефтяного баланса такова (официальные оценки по состоянию на 01.01.2018 г.), млрд т:

НД	Разведанные запасы (A + B ₁ + C ₁)	Неразведанные запасы (B ₂ + C ₂)	Прогнозные ресурсы	НПР нефти
23,7	- 18,4	+ 16,2	+ 53,1	= 111,4

Необходимо подчеркнуть, что в структуре текущих запасов 80 % — это запасы истощенных крупных и неразрабатываемых средних и мелких месторождений (менее 30 млн т), при этом 111 млрд т — это официальная оценка начальных потенциальных ресурсов нефти, которая существенно завышена. По мнению экспертов ПАО «Газпром», НПР нефти оцениваются не более чем в 73–77 млн т (извлекаемые), в среднем — около 75,0, в том числе прогнозные —

27 млрд т. К ним необходимо добавить извлекаемые ресурсы конденсата — до 10 млрд т (даже в России они невелики).

В настоящее время средний дебит нефти в одной эксплуатационной скважине составляет в России 9–10 т/сут (немного более 3000 т/год), а в США — 2,5 т/сут, большое число скважин и залежей обводнены (в продукции скважин вода занимает 80–90 %, нефть — 10–20 %). Из 18,4 млрд т запасов не менее 8 млрд т — это трудноизвлекаемые запасы на глубине 2,5–4,5 км с дебитами 3–5 т/сут, разрабатывать которые трудно, дорого, долго. Время нефтяных гигантов с начальными запасами более 100 и даже более 300 млн т и дебитами 300–500 т/сут безвозвратно прошло (1971–1990). С 2001 по 2017 г. в России было открыто всего 3 месторождения с разведанными запасами нефти более 100 млн т, 50 крупных (30–100 млн т) и 480 средних, мелких и мельчайших с единичными запасами менее 30 млн т каждое, но большинство — менее 10 млн т. В последние годы запасы среднего открываемого месторождения в России не превышают 3 млн т (извлекаемые) традиционной нефти (по газу — 10–12 млрд м³). Есть ряд месторождений, которые открывают и консервируют («до лучших времен») в связи с их малыми запасами и низкой рентабельностью для разработки.

В этой связи реально предположить, что прогнозные ресурсы обычной нефти России — 27 млрд т (по оценке ПАО «Газпром») — будут находиться в редких крупных, но в основном средних и мелких по запасам месторождениях общим числом до 4500 (сейчас известно почти 3500 месторождений УВ), в том числе чисто нефтяных (без газа — СГ) — 2550, газосодержащих — 949. Самое крупное нефтяное месторождение России — Самотлор (в Западной Сибири) — имело начальные разведанные геологические запасы 7,3 млрд т и до настоящего времени из него добывают около 20 млн т/год. Помимо традиционных запасов и ресурсов, недра России содержат и значительные нетрадиционные ресурсы нефти, однако они намного уступают НТР газа.

Ресурсы нефти в плотных коллекторах (с дебитами 0,5–2 м/сут на скважину) составляют в России по разным оценкам до 20–24 млрд т (геологические) и 6–10 млрд т (извлекаемые). Ресурсы сланцевой нефти (СН) (баженовская свита Западной Сибири и др.) по оценке ПАО «Газпром» составляют 12–20 млрд т (извлекаемые!), но они залегают на глубине 2,6–3,4 км, необходимые технологии их разработки (отечественные с учетом действия западных санкций) только создаются российскими компаниями без использования западных технологий (готовность — ближайшие 6–7 лет). Сланцевая нефть в малых объемах добывается в Сургутском, Салымском и Красноленинском районах Западной Сибири. Потенциальная добыча СН, по мнению ряда специалистов, достигнет к 2030 г. 30–40 млн т, к 2040 г. — 70–75 млн т, что со-

Табл. 11. Авторский вариант расчета* добычи природного газа в России (из традиционных источников), млрд м³/год
Table 11. The author's variant of estimation* of natural gas production in Russia (conventional sources), BCM/year

Год	РФ	ПАО «Газпром»	ПАО «НК «Роснефть»	ПАО «НОВАТЭК»	Прочие (ПАО «ЛУКОЙЛ» и др.)
2016	640,5*	419,1	67	67	87,4
2020	720	470	100 (декларировано)	75	85
2030	870**	650	100	80 (до 100, декларировано)	70
2040	940 (250–300 шельф)	700*** (шельф > 200)	90	90	60***
2050	950 (300–350 шельф)	730*** (шельф > 250)	80	80	60***

* С учетом НПГ. ** Начало активной добычи на шельфах. *** Вероятно, минимальные оценки.
 * Including APG. ** Start of active production of shelf. *** Apparently, minimum estimates.

Табл. 12. Извлекаемые запасы сланцевых УВ стран и регионов мира (EJA/ARJ, 2013 г., с дополнениями автора)
Table 12. Recoverable resources of shale HC in the countries and regions all over the world (EJA/ARJ, 2013, complemented by the author)

Страна	Сланцевая нефть, млрд т	Сланцевый газ, трлн м ³
США	10,6	17,6
Россия*	10,2 (до 33–35*)	8,1 (10–11*)
Китай	3,6	31,6
Аргентина	3,6	22,7
Алжир	0,8	20,0
Мексика	1,8	15,4
Австралия	2,4	12,4
Мир в целом	57,2	215,0

* С учетом НПГ. ** Начало активной добычи на шельфах. *** Вероятно, минимальные оценки.
 * Including APG. ** Start of active production of shelf. *** Apparently, minimum estimates.

ставит 10–15 % общенациональной добычи, т. е. она не решит проблему поддержания производства нефти в стране. К примеру, добыча нефти из плотных, но обычных коллекторов в России может достичь 90–100 млн т (в 2036–2040 гг. преимущественно из юрских отложений и ачимовской толщи ЗСМП с проницаемостью менее 0,5 мД).

Текущие разведанные традиционные запасы природного газа в мире при ежегодном увеличении добычи от 4 до 6 трлн м³ (2021–2050) и приростах новых запасов 5–8 трлн м³/год (в том числе по России 0,8–1,5 трлн м³/год) будут постепенно увеличиваться (с 203 трлн м³ в 2017 г.) и достигнут «потолка» 260–270 трлн м³ в 2048–2050 гг. Дальнейшая динамика изменения МСБ газа характеризуется полной неопределенностью.

Текущие запасы извлекаемой нефти в мире также будут расти за счет новых открытий, увеличения КИН и перевода части запасов и ресурсов из категории «нетрадиционные» в промышленные. В России текущие запасы традиционной нефти никогда не превысят 20 млрд т (извлекаемые).

Во всем мире нетрадиционных ресурсов природного газа больше, чем ресурсов нефти (табл. 12) по следующим причинам:

- больший спектр видов ресурсов («угольной» и «гидратной» нефти не существует);
- более широкий генетический и термодинамический диапазон формирования сланцевого газа, чем нефти;
- сланцевый газ добывать значительно легче, чем нефть (этим и объясняется «рывок» США по сланцевому газу).

В России сланцевое «направление» производства ПГ всегда будет иметь ограниченные масштабы в силу ресурсно-генетических причин.

Выводы

1. Текущие традиционные и нетрадиционные запасы и прогнозные ресурсы нефти в мире обеспечат дальнейшее развитие мировой цивилизации (за счет производства и взаимопоставок) по крайней мере до 2055–2060 гг., запасы и ресурсы газа — на весь XXI в., в конце которого возможен «угольный ренессанс» и/или смена энергетической составляющей — доминанты и в целом парадигмы развития (термоядерная энергия).

2. Во всех сценариях развития мировой энергетики на ближайшие 40–50 лет главенствующая роль в производстве и поставках отводится России и США,

прежде всего их природному газу. Жесткая конкуренция этих стран (как и во всех сферах) продолжится еще многие десятилетия. К 2030 г. значительно увеличатся производство и экспорт газа из региона Арабо-Персидского залива.

3. Роль российского газа (традиционного + нетрадиционного) в газовом балансе мира (запасы + прогнозные ресурсы — 1-е место, добыча — 1, 2-е места) до 2070 г. останется ведущей. Его значение в развитии МСБ и газодобычи в мире будет только расти благодаря уникальным природным обстоятельствам — наличию в Северной Евразии газоносных и газонефтеносных бассейнов и мегабассейнов с громадными ресурсами природного, преимущественно свободного газа во всех видах и формах нахождения в земных недрах до глубин 8–10 км. Безусловно, добыча российского газа не решит проблему развития газового мира в XXI в., не сможет резко увеличить долю газа в объеме мирового ТЭК, но будет ощутимо влиять на его развитие всю первую половину столетия, а в ряде регионов — первостепенно.

4. Новая парадигма развития мировой энергетики в 2021–2040 гг. такова: «многополярность» — многокомпонентность структуры мирового и региональных ТЭК и ТЭБ при ведущей (но не определяющей целиком, физически) роли газа — природного и «искусственного» (из угля, нефти, органики и др.). Газ, по-видимому, никогда не станет единственным доминантным энергоносителем (более 40–45 % мирового баланса потребляемой энергии, едва ли даже 35–38 %), но сама его роль станет, вероятно, после 2030 г. определяющей в ТЭК большинства стран и регионов, кроме редких постоянно (вынужденно) «угольных» стран (Китай, ЮАР, Польша, Украина). В XXI в. всегда будет действовать формула: чем больше газа, тем лучше всегда и во всем (в производстве, потреблении, поставках и др.)!

5. В России, да и во всем мире начальные и текущие (без накопленной добычи) извлекаемые ресурсы природного газа (традиционные и нетрадиционные) значительно превышают извлекаемые ресурсы нефти. Это и определяет доминантную роль газа в развитии мирового ТЭК в 2021–2070 гг. В частности, в России начальные извлекаемые ресурсы важнейших видов природного газа — традиционного и «плотного» (без ГГ) — оцениваются в 230 трлн м³ (нефти — 111 млрд т по официальной оценке, 75 млрд т — корпоративной, более реальной оценке, которую будем считать «оценкой снизу»).

6. Реальные и даже очень желательные ежегодные объемы производства ГИ в России в десятилетие 2041–2050 гг., по мнению автора, таковы:

- газа — 1 трлн м³;
- нефти (+ конденсата) — 430–440 млн т;
- угля — 500 млн т (открытым способом не менее 300 млн т).

- В таком случае на экспорт могут быть поставлены:
- до 450 (500) млрд м³ газа;
- до 200 млн т нефти (конденсат лучше использовать внутри страны);
- до 300 млн т угля.

По объему экспорта (до 1 млрд усл. т) Россия, безусловно, будет занимать 1-е место в мире, далеко обогнав всех конкурентов. Статус энергетической сверхдержавы будет сохраняться за Россией ближайших десятилетия XXI в.

7. Большинство стран и регионов мира обеспечено частично или полностью каким-либо одним видом ГИ, редко — двумя, очень редко — всеми видами, особенно традиционных запасов и ресурсов. К последним относится только Россия, а с учетом НТР газа и нефти, также США, Канада, возможно, Австралия. Все они обладают самыми значительными территориями и богатыми шельфом, в том числе в Арктике. Именно за счет масштабного освоения Циркумарктического пояса бассейнов получит дальнейшее развитие по крайней мере газовая промышленность России, США и Канады.

8. Евразийское геопространство энергетически самодостаточно и самообеспечено на многие десятилетия XXI в.: страны и регионы, потребляющие минеральные энергоресурсы (с минимальным, недостаточным собственным производством — Европа, Индия и др.), географически сопряжены с регионами, производящими нефть, газ и уголь в объемах, значительно превосходящих их внутренние потребности (Северная Евразия — Россия, Центральная Азия, регион Арабо-Персидского залива). Предполагается, что поставки энергоносителей извне будут значительно меньше внутренних взаимопоставок.

9. Традиционный газовый потенциал в большинстве регионов мира, кроме СЕА, к 2051 г. будет в значительной степени исчерпан, начнется эра повсеместного активного освоения всех видов НТР газа, которая продолжится до 2080 г. Дальнейший прогноз характеризуется как неопределенный. После 2050 г. остаточный газовый потенциал недр России (суша и шельф) позволит поддерживать (расширять?) добычу природного газа в объеме 1,0–1,05 трлн м³/год еще не менее 25–30 лет. Даже минимально реальная оценка начального традиционного газового потенциала СЕА 190–200 трлн м³ позволяет делать этот оптимистический вывод, однако доля газа, добываемого из плотных коллекторов с больших глубин (3,7–5,5 км), превысит к 2050 г. 30 %, а к 2060 г. достигнет 40–45 %.

Таким образом, ресурсную обеспеченность добычи газа в России в обозримом будущем (до 2050 г.) следует оценить как достаточную, исходя из достоверных оценок прогнозных ресурсов, современных и будущих запасов традиционного газа, ресурсов же нетрадиционного газа для их промышленного освое-

ния хватит на многие десятилетия второй половины XXI в. Высокая освоенность и общая ограниченность нефтяных традиционных ресурсов России обусловят активное и масштабное освоение НТР нефти уже в 2026–2035 гг. и далее.

10. Безусловно, российский газ ожидает отличное будущее, российская нефть сохранит устойчивое по-

ложение, российский уголь также имеет хорошие условия развития (ресурсы значительные: запасы угля — 270 млрд т, ресурсы только в Сибири — 3,7 трлн т). Эти условия и будут определять развитие ТЭК России до 2050 г. и далее, а также влияние российского газа на развитие мировой газовой отрасли в первой половине XXI в.

Литература

1. Крылов Н.А. Главные вехи истории нефтедобычи в России // Газовая геология России. Вчера, сегодня, завтра : сб. научн. тр. ВНИИГАЗа. — М. : Изд-во Газпром ВНИИГАЗ, 2000. — С. 12–17.
2. Старосельский В.И., Ступаков В.П., Пантелеев Г.Ф. История развития сырьевой базы газовой промышленности России и стран СНГ и прогноз ее расширения // История ВНИИГАЗа — этапы развития. — М. : Изд-во Газпром ВНИИГАЗ, 1998. — С. 43–50.
3. Высоцкий В.И. Нефтегазовая промышленность мира // Информационно-аналитический обзор. — М. : ОАО «ВНИИзарубежгеология», 2017. — 59 с.
4. Гриценко А.И., Пономарев В.А., Крылов Н.А. и др. Сырьевая база и добыча газа в России в XXI веке. — М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. — 148 с.
5. Карнаухов С.М., Скоробогатов В.А., Кананыхина О.Г. Эра сеноманского газа: «от рассвета до заката» // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. : сб. науч. статей. — М. : Изд-во Газпром ВНИИГАЗ, 2011. — С. 15–25.
6. Люгай Д.В., Скоробогатов В.А. Российский газ в XXI веке (к 25-летию ПАО «Газпром») // ПАО «Газпром». Юбилейный сборник. — М., 2018. — С. 40–45.
7. Ремизов В.В., Пономарев В.А., Скоробогатов В.А., Старосельский В.И. Состояние и перспективы развития сырьевой базы газовой промышленности России // Минеральные ресурсы России. — 1998. — № 4. — С. 11–17.
8. Черепанов В.В., Карнаухов С.М., Скоробогатов В.А. Российский газ в XXI веке // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. — М. : РГУНГ, 2012. — № 1. — С. 20–23.
9. Рыбальченко В.В., Пятницкий Ю.И., Скоробогатов В.А. Запасы и ресурсы свободного газа осадочных бассейнов Северной Евразии как основа развития газодобывающей отрасли России до 2050 г. // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии освоения. Тезисы докладов IV Межд. науч.-практ. конференции «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии освоения» (WGRR-2017). — М. : Изд-во ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2017. — С. 10–12.
10. Варламов А.И., Афанасенков А.П., Лоджевская М.И. и др. Количественная оценка ресурсного потенциала углеводородного сырья России и ближайшие перспективы наращивания его разведанной части // Геология нефти и газа. Спецвыпуск. — 2013. — С. 4–13.
11. Скоробогатов В.А., Силантьев Ю.Б. Гигантские газосодержащие месторождения мира: закономерности размещения, условия формирования, запасы, перспективы новых открытий. — М. : Изд-во Газпром ВНИИГАЗ, 2013. — 240 с.
12. Гулев В.Л., Гафаров Н.А., Высоцкий В.И. и др. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти. — М. : ООО «Издательский дом Недр», 2014. — 284 с.