

УДК 553.98

Развитие минерально-сырьевой базы газовой отрасли промышленности России и ПАО «Газпром»: итоги, проблемы, перспективы

Д.В. Люгай¹, В.В. Рыбальченко², А.Е. Рыжов¹, В.А. Скоробогатов^{1*}, Д.Я. Хабибуллин²

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

² ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190000, г. Санкт-Петербург, BOX 1255

* E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. По всем прогнозам, органоминеральные первичные энергоресурсы сохраняют лидирующее положение в топливно-энергетическом балансе мира практически на протяжении всего XXI в. Роль газа будет неуклонно возрастать.

Структурообразующие элементы развития минерально-сырьевой базы (МСБ): добыча – запасы – приросты (из неоткрытых ресурсов). Развитие МСБ газо- и нефтедобычи происходит в динамике отбора/прироста: добыча из текущих разведанных запасов эксплуатируемых месторождений и залежей углеводородов (УВ) и прирост новых запасов за счет различных источников (проведения поисково-разведочных работ на собственных лицензионных участках, приобретения активов других компаний-операторов и недровладельцев, обмена активами с крупными компаниями, получения от государства прав на оставшиеся месторождения нераспределенного фонда). Подготовка МСБ, ее восполнение, укрепление и расширение – сложнейшая, многоаспектная проблема, решение которой должно быть взаимосвязано со сценариями добычи газа и жидких УВ, геологическими возможностями поисково-разведочных работ в малоизученных регионах, развитием дальнего транспорта газа, динамикой конъюнктуры внутреннего, региональных и мирового рынков, проблемами экологии, взаимодействием с местными властями, стратегическими партнерами и конкурентами и, главное, с финансовыми возможностями компаний-операторов и их внешними обязательствами по поставкам УВ на перспективу.

В России на начало 2018 г. открыты и частично разведаны 3,5 тыс. месторождений УВ, в том числе 942 газосодержащих. ПАО «Газпром» контролирует разведанные запасы газа в объеме 36,8 трлн м³, по кат. В₂+С₂ – 10,0 трлн м³.

На перспективу до 2040 г. определены три главных направления развития МСБ газовой отрасли промышленности России: западно-сибирское, восточно-сибирское и морское (шельфовое). Именно стратегически обусловленное расширенное воспроизводство МСБ газодобычи предопределяет необходимость выхода с поисками в новые районы и области суши и шельфа. Общий прирост новых разведанных/доказанных запасов газа до 2035 г. на суше России и в пределах акваторий Северной Евразии всеми компаниями-операторами должен составить не менее 22...23 трлн м³ (ПАО «Газпром» – 14...15 трлн м³) с коэффициентом восполнения добычи извлекаемыми запасами ≈ 1,10...1,15.

В 2036–2050 гг., согласно расчетам экспертов «Газпрома», общий прирост разведанных/доказанных запасов газа по России оценивается в 23...24 трлн м³. Реально максимальный уровень национального производства природного газа России в период 2041–2050 гг. оценивается в 1,10 трлн м³, а минимальный уровень будет определяться мировой конъюнктурой газового рынка по краткосрочным периодам (2...4 года).

Освоение и промышленное использование газового потенциала недр осадочных бассейнов сырьевых регионов России будут продолжаться до 2050–2060 гг. и, вероятно, далее как за счет традиционных ресурсов газа и нефти, так и за счет нетрадиционных – прежде всего геологических ресурсов «плотного» газа в плотных низкопроницаемых коллекторах (природных резервуарах), угля, сланцах и газогидратах.

Для анализа и прогноза развития газовой и нефтяной отраслей промышленности в ближней, средней и дальней перспективах (соответственно 3...7, 15...20 и 30...35 и более лет – до 2040 и 2050 гг.) важнейшее значение имеют современное состояние и развитие минерально-сырьевой базы (МСБ) газо- и нефтедобычи,

Ключевые слова: минерально-сырьевая база, свободный газ, разведанные запасы, поиски, добыча, нетрадиционные ресурсы.

под которой понимаются текущие разведанные (доказанные) запасы кат¹. $A+B_1+C_1$ углеводородов (УВ) – свободного газа, конденсата, нефти и нефтяного попутного газа, а также перспективные и прогнозные (в сумме неоткрытые) ресурсы УВ в недрах мало- и неизученных областей, районов и продуктивных нефтегазоносных комплексов (НГК) пород. Промежуточное положение занимают предварительно оцененные запасы кат. C_2 – недоразведанная часть открытых запасов. Важно также состояние эксплуатируемых месторождений и залежей: насколько их запасы затронуты процессом разработки; каковы начальные и текущие геологические и извлекаемые запасы различных категорий, включая накопленную добычу (Q), от состояния которых зависят абсолютные величины и темпы изменения добычи (ее рост, стабилизация, снижение, сроки завершения). Таким образом, начальные запасы, или начальные открытые ресурсы (НОР), имеют следующую структуру:

$$\text{НОР} = Q + A + B + C_1 + C_2.$$

Структура начальных потенциальных ресурсов (НПР) газа и нефти:

$$\text{НПР (газа, нефти)} = \text{НОР} + \text{ППР},$$

где ППР – перспективные и прогнозные (неоткрытые) ресурсы.

Сырьевая база газо- и нефтедобычи различных регионов, стран и отдельных компаний не вчера «началась» и не завтра «закончится»: для ее создания, функционирования и развития (укрепления новыми запасами, географического и «глубинного» расширения) необходимы длительные отрезки времени, значительные усилия и финансовые затраты. Исторические аспекты создания и развития МСБ газовой промышленности России, ее отдельных регионов и ПАО «Газпром» проанализированы в ранее опубликованных работах [1–3 и многие др.].

По состоянию Государственного баланса запасов полезных ископаемых РФ на 01.01.2016 в России были открыты и частично разведаны 3456 месторождений УВ различной величины (по геологическим и извлекаемым запасам) и фазового состояния: газовых (Г),

газоконденсатных (ГК), различных смешанных (двухфазных) – газонефтяных (ГН), нефтегазовых (НГ), газоконденсатонефтяных (ГКН), нефтегазоконденсатных (НГК) – и чисто нефтяных (Н), т.е. без залежей свободного газа (СГ). Численно преобладают Н-месторождения (более 2,5 тыс.).

За 2017 г. в России всеми компаниями-операторами открыты 38 новых месторождений УВ, таким образом, общее число месторождений приблизилось к трем с половиной тысячам. На самом деле, число ранее открытых месторождений превышает 3,6 тыс., однако более ста месторождений полностью выработаны и их остаточные запасы списаны (Предкавказье, Поволжье и др.). В крупнейшей в Северной Евразии (СЕА) Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции (ЗСМП), приуроченной к одноименному осадочному мегабассейну, в настоящее время открыты 910 месторождений с давно установленным разделением областей, районов и комплексов пород на преимущественно и исключительно газоносные и нефтеносные. Преимущественно газоносны северные и арктические области – Надым-Пур-Тазовский регион (НПТР), п-ова Ямал и Гыдан, а также Березовский район на западе, Пудинский и Васюганский районы на юго-востоке (Томская область); исключительно газоносен (пока...) шельф. Многие районы и комплексы пород в Среднем Приобье преимущественно и исключительно нефтеносны.

В Восточно-Сибирской мегапровинции (древняя Сибирская платформа с окружающими ее на востоке впадинами и мегапрогибами) обнаружены всего 90 месторождений УВ, но по запасам здесь лидируют газосодержащие, впрочем, как и в Западной Сибири.

В недрах шельфа СЕА открыты 58 месторождений, преобладают газосодержащие типов Г, ГК, ГКН, реже НГК. Чисто нефтяные месторождения известны в Печорском море – в северной шельфовой части Тимано-Печорской провинции, всего пять.

Развитие МСБ газо- и нефтедобычи происходит в динамике отбора/прироста: добыча из текущих разведанных запасов эксплуатируемых месторождений и залежей УВ и прирост новых запасов за счет различных источников в разные периоды (проведения поисково-разведочных работ (ППР) на собственных лицензионных участках (ЛЮ); приобретения активов других компаний-операторов

¹ Здесь и далее согласно Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Минприроды России от 01.11.2013 № 477.

и недровладельцев (обычно средних и мелких); обмена активами с крупными компаниями с превышением «баланса обмена»; получения от государства прав на оставшиеся месторождения нераспределенного фонда с последующей их доразведкой.

Структурообразующие элементы развития МСБ: добыча – запасы – приросты (из неоткрытых ресурсов). Текущие разведанные запасы УВ (газа и конденсата для преимущественно газодобывающих компаний, нефти – для вертикально интегрированных нефтяных компаний и независимых компаний-аутсайдеров) и будущие запасы, получаемые в ходе приростов в рамках ПРР, – самая ценная, высоколиквидная часть потенциальных ресурсов. Они обеспечивают добычу на ближнюю и среднюю перспективы, составляют основу капитализации и обеспечивают престиж (т.е. международный имидж и рейтинг) добывающих компаний.

Топливо-энергетический комплекс – движущая сила, локомотив развития мирового материального производства и человеческой цивилизации в целом. По всем прогнозам, органические первичные энергоресурсы сохраняют лидирующее положение в глобальном топливно-энергетическом балансе практически на протяжении всего XXI в. [4–6]. Это связано с высокой обеспеченностью запасами и ресурсами горючих ископаемых (угля, нефти и газа) многих стран и регионов мира и приемлемой себестоимостью их добычи и транспортировки в обозримом будущем. Безусловно, роль газа в мировом топливно-энергетическом балансе будет неуклонно возрастать. Это связано с рядом причин, в том числе с высокой технологичностью производства и экологичностью использования природного газа.

Во второй половине XX в. эксплуатация природных ресурсов во всем мире приобрела невиданный размах, а добыча нефти и газа обеспечила устойчивое развитие целого ряда добывающих стран. Специфика российского государства – огромная территория (17,1 млн км²) при малой плотности населения в восточных и северных регионах – обусловила экстенсивный путь его развития, основой которого стало использование природных ресурсов (земли, вод и недр), и не в последнюю очередь минеральных. В современной России эта парадигма сохраняется и, по прогнозам, существенно не изменится в ближайшие десятилетия.

Схожая ситуация наблюдается в ряде стран, обладающих большой территорией и/или значительными участками прилегающего шельфа, но малым (сравнительно) народонаселением: Австралии, Канаде, Саудовской Аравии, Катаре, Аргентине, Норвегии и др. Полноценное (полномасштабное) сбалансированное использование минеральных богатств недр – главная составляющая экономического успеха этих стран. Принцип «добывай сам или покупай!» никто никогда не отменит, а разговоры о вреде «нефтяной иглы» для России попросту неуместны и, скорее всего, ангажированы внешними силами.

Так, последние тенденции развития мировой газовой промышленности:

- неуклонное увеличение валовой и товарной добычи природного газа в большинстве стран, несмотря на все чаще повторяющиеся кризисные явления (2008–2009, 2014–2017 гг.);
 - 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 и др.);
 - существенное возрастание наукоемкости процесса развития газовой отрасли в мире;
 - стремительное увеличение числа игроков в газовой сфере, в том числе стран – потенциальных производителей (Израиль, Египет, Мозамбик и многие др.) и потребителей;
 - усиление борьбы за рынки сбыта и сферы влияния в нефтегазовом бизнесе;
 - после 2010 г. все более стремительная политизация процессов, происходящих в нефтегазовой сфере, повышение роли газа как инструмента политического влияния, давления, часто – главной причины межгосударственных и внутрирегиональных противоречий.
- Весь исторический период развития МСБ газодобычи России (более 70 лет) можно разделить на четыре крупных этапа:
- подготовительный (пятидесятые–шестидесятые годы XX в.), когда текущие разведанные запасы газа кат. А+В+С₁ увеличивались медленно (от 930 млрд м³ в 1963 г. до 1,6 трлн м³ к 1968 г.) и не могли обеспечить сколько-нибудь масштабной добычи;
 - стремительного роста (1969–1992 гг.), когда ежегодные приросты разведанных

запасов достигали 1,5...2,0 трлн м³/год и увеличились до 48,9 трлн м³ (по кат. А+В+С₁), несмотря на неуклонный рост производства природного газа – СГ (93...95 % от общего объема) и нефтяного попутного – за счет открытия, разведки и промышленного освоения уникальных и гигантских по запасам газосодержащих месторождений Западной Сибири, Прикаспийской впадины и др. регионов;

- стабилизации текущих запасов на уровне 48...49 трлн м³ (1993–2000 гг.);
- медленного увеличения с 2001 г. текущих запасов при минимальной компенсации добычи новыми приростами.

В 2016 г. текущие разведанные запасы России наконец-то превысили 50 трлн м³ при накопленной добыче более 22 трлн м³. К концу 2017 г. запасы достигли 51,0 трлн м³.

Создание и поддержание в России самой крупной в мире МСБ газодобычи в 1972–1992 гг., когда ежегодные приросты разведанных запасов газа превышали 1,5 трлн м³, было обусловлено стратегической необходимостью развития нашей страны в те годы, а также геополитической обстановкой в мегарегионе Евразия (существовал риск замены российского газа на рынке Западной Европы арабским и иранским газом). Но, создав мощную сырьевую базу, ни одна страна не имеет права ее быстро «проедать» без поддержки новыми открытиями и приростами. Другое дело, что в разные периоды развития газодобывающей отрасли промышленности, прежде всего добычи газа и газового конденсата, в мире в целом и по отдельным странам может корректироваться динамическое взаимодействие добычи с развивающейся МСБ (больше, меньше, паритет в динамике отбора/прироста по извлекаемым запасам).

Имидж и степень влияния на нефтегазовом рынке любой нефтегазодобывающей компании определяется уровнем добычи УВ – текущей

и планируемой, вероятной, на ближнюю перспективу (8...10 лет), а также контролируемые текущими разведанными (= доказанными) запасами газа, конденсата и нефти, их величиной и структурой, в том числе долей активных запасов в крупнейших месторождениях на национальной территории и за рубежом. Однако в средней и дальней перспективах производство УВ определяется неоткрытыми (прогнозируемыми) ресурсами в регионах действия и приоритетных интересов компаний. Современные запасы, как правило, обеспечивают добычу УВ только на ближнюю перспективу.

Общемировая практика освоения УВ-потенциала недр в тех или иных странах, регионах и осадочных бассейнах показывает, что период между годом открытия месторождения и началом его промышленного освоения достигает в лучшем случае 5...6 лет, но обычно 8...10 лет, а часто и более (до 30...35 лет на шельфе). Это видно по газосодержащим месторождениям ЗСМП (табл. 1).

Только для мелких по запасам неглубоко залегающих месторождений в хорошо освоенных районах суши и прибрежного шельфа этот период может быть сокращен до 3...4 лет. Таким образом, МСБ газо- и нефтедобычи, обеспечивающая промышленное производство, например, на 2026–2030 гг., должна быть или уже готова, или подготовлена не позднее 2020 г.; на 2031–2035 гг. – подготовлена в период 2021–2025 гг. и т.д. И только малые по масштабам деятельности или посреднические компании, торгующие запасами, могут позволить себе роскошь: не готовить запасы на среднее и отдаленное будущее, не заботясь о престиже долговременного оператора в области разведки и добычи.

Как и добыча газа и связанного с ним конденсата не должна, а значит, не может снижаться в последующие годы развития газовой отрасли промышленности России, так и процесс

Таблица 1

Примеры разведки и освоения уникальных и сверхгигантских месторождений УВ Западной Сибири (газ – сеноман, апт)

Месторождение	Открытие / основной период разведки	Ввод в разработку
Медвежье	1967 г. / 1968–1971 гг.	1972 г.
Уренгойское	1966 г. / 1967–1977 гг.	1978 г.
Ямбургское	1969 г. / 1972–1985 гг.	1986 г.
Заполярное	1965 г. / 1967–1992 гг.	2001 г.
Новопортовское (нефть, валанжин)	1964 г. / 1965–1980 гг.	2016 г.
Бованенковское (апт)	1971 г. / 1972–1993 гг.	2014 г.

прироста новых разведанных запасов за счет ПРР не должен останавливаться даже на короткие (два-три года) отрезки времени.

Основной период создания современной МСБ газодобычи приходится на двадцатилетие 1971–1990 гг., когда были достигнуты грандиозные успехи в деле поисков, разведки и освоения месторождений УВ, в том числе и газосодержащих (с залежами СГ). Новый мощный импульс развитие МСБ получило в 2002–2015 гг. благодаря географическому распространению поисков и разведки газа и нефти на большинство перспективных территорий суши и прибрежные арктический и охотоморский шельфы, хотя первые шельфовые месторождения, в том числе гигантские и крупнейшие (Штокмановское, Ленинградское, Лунское и др.), были открыты, но не разведаны еще в период 1987–1993 гг.

Существенно изменилась обстановка в газовой сфере в последние 12 лет (2006–2017 гг.): финансово-ценовые кризисы, ухудшение в отдельные годы конъюнктуры газового рынка, появление сланцевого газа в Северной Америке, невысокая востребованность мировых по величине запасов Катара и Ирана, новые крупные открытия на шельфе Африки и Австралии и т.д. Именно вследствие этих причин возможна некоторая тактическая корректировка общей стратегии развития МСБ газодобычи России в ближней перспективе (2018–2025 гг.) без изменения генеральной задачи расширенного долговременного воспроизводства МСБ газа до 2040 г. (тактика гибкого реагирования на быстро меняющиеся конъюнктурные условия на рынке газа и нефти).

В 2002 г. текущие запасы ПАО «Газпром» составляли 26,1 трлн м³, и в первое десятилетие XXI в. их постепенно наращивали для укрепления МСБ ПАО «Газпром» с целью постепенного увеличения объемов газодобычи, экспорта газа, получения валютных поступлений и создания стратегического резерва запасов как в ареале Единой системы газоснабжения (ЕСГ), так и в отдаленных областях суши (например, в Восточной Сибири) и шельфа Баренцева, Карского и Охотского морей. Это отражало государственную установку на усиление крупнейшей национальной газодобывающей компании.

К началу 2017 г. в России насчитывалось 942 газосодержащих месторождения с запасами газовых шапок и СГ. Начальные открытые

запасы СГ превысили 92 трлн м³, в том числе $Q = 22,2$ трлн м³. На начало 2018 г. текущие разведанные запасы газа России составляют примерно 51 трлн м³.

ПАО «Газпром» – глобальная энергетическая компания мирового уровня, контролирующая самые большие текущие разведанные запасы (кат. $V_1 + C_1$) СГ: 36,4 / 29,0 трлн м³ (геолог. / извлек.) на 01.01.2017. Необходимость иметь такие значительные запасы при средней за последние 5 лет добыче 500 млрд м³/год обусловлена следующими причинами:

- огромной территорией страны и значительной разбросанностью газосодержащих месторождений (Западная и Восточная Сибирь, Арктика, шельфы морей – арктических и дальневосточных);

- значительным ухудшением качества и структуры текущих разведанных запасов по сравнению с 2002–2005 гг., существенным снижением объема высокоэффективных запасов газа, прежде всего сеноманского комплекса севера ЗСМП: из уникальной залежи Уренгоя уже добыто 73 % геологических запасов, из залежи Ямбурга – 62 %, на Заполярном газовом месторождении – 46 %;

- усиливающейся год от года конкурентной борьбой между газопроизводящими компаниями в России: лучшие ЛУ на суше и шельфе под поиски и разведку УВ-скоплений и «живые» запасы месторождений нераспределенного фонда, если бы не попали под контроль ПАО «Газпром», то достались бы компаниям-конкурентам, в том числе частным, преследующим не национальные, а своекорыстные интересы;

- самое же главное, необходимостью не только поддержания, но и обеспечения роста газодобычи с 470...500 млрд м³ в 2018–2020 гг. до 650...700 млрд м³ и более в период 2036–2040 гг., чего нельзя добиться без дальнейшего развития МСБ и восполнения запасов путем доразведки имеющихся месторождений, открытия и разведки новых месторождений и залежей УВ на суше и особенно на шельфе.

В 2013 г. добыча ПАО «Газпром» оставалась практически на уровне 2012 г.; другие производители продолжали увеличивать свою долю на газовом рынке России (табл. 2). В 2014–2016 гг. произошло конъюнктурное снижение добычи газа. По заявлению руководства ПАО «Газпром», компания уже сейчас

Таблица 2

Добыча газа и нефти в России в последние годы

Фазовое состояние УВ		2008 г.*	2009 г.*	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2016 г.	2017 г.
Газ, млрд м ³	«Газпром»	550,9	462,0	508,6	515,0	487,0	487,4	443,9	419,1	471
	«Новатэк»	30,9	32,8	37,7	53,5	57,3	62,2	70,0**	67,1	65**
	Др. производители	83,0	87,0	104,0	100,5	110,7	118,4	125,7	154,5	155**
	Всего по России	664,9	581,8	650,3	669,0	655,0	668,0	641,0	640,5	692
Нефть (+ конденсат), млн т, всего по России		494,0	461,0	508,6	513,0	518,0	523,1	526	547,5	546,8**

* Кризис в Западной Европе.

** По оценкам.

может добывать не менее 550 (до 600) млрд м³ в год, и все дело только в конъюнктуре мирового газового рынка.

В структуре разведанных геологических запасов ПАО «Газпром» часть, обеспечивающая стабильную добычу в ареале действующей ЕСГ, составляет 13,8 трлн м³ (в 2002 г. – 10,7 трлн м³ – отсутствовал Ямал), по месторождениям с падающей добычей – соответственно 7,1 (3,3) трлн м³, по удаленным от зон с развитой инфраструктурой – соответственно 8,6 (7,8) трлн м³ и т.д. Видно, что при значительном увеличении (на 10 трлн м³) общих запасов за период с 2002 по 2017 г. их структура несколько ухудшилась, «разбросанность» увеличилась.

Логика и законы внутреннего развития МСБ с изменением ее структуры определяют необходимость существования резервных запасов УВ, в том числе и газа. В структуре МСБ ПАО «Газпром» объем резервных запасов превышает 7 трлн м³, в том числе по Баренцеву морю – 4,2 трлн м³ (Штокмановское месторождение и др.). Разведанные запасы в объеме 36,8 / 29,0 трлн м³ – это *стратегически обусловленная величина* применительно к текущему состоянию МСБ газодобычи ПАО «Газпром».

Причины, «вынуждающие» ПАО «Газпром» иметь на балансе значительно больше разведанных запасов газа, чем требуется для обеспечения добычи на ближнюю и среднюю перспективы (10...15 лет), таковы:

1) исторически сложившаяся ситуация преэминентности в газодобывающей отрасли;

2) сложность современной макроструктуры МСБ газодобычи (удаленность ряда месторождений от современной ЕСГ);

3) разбросанность действующих и планируемых центров газодобычи (ЦГД) по огромной территории страны, невозможность быстрой замены одного ЦГД другим в случае

изменения условий функционирования газовой отрасли или форс-мажорных обстоятельств;

4) чрезвычайно сложное строение и существенная выработанность большинства базовых залежей эксплуатируемых месторождений (Уренгойского, Медвежьего и др.), добыча газа на которых неуклонно снижается;

5) усиление конкурентной борьбы за запасы и ресурсы внутри России.

Дальнейшее развитие газовой отрасли промышленности России и ее ведущих добывающих компаний в области разведки и добычи определяется рядом факторов и условий:

- величиной и структурой текущих запасов (геол./извлеч.), выработанностью запасов по регионам и важнейшим комплексам пород, степенью освоенности ресурсов УВ – отправными точками для оценки новых вероятных открытий, динамики доразведки залежей, добычи и дифференцированных приростов новых разведанных запасов;

- геологическими возможностями недр преимущественно газоносных осадочных бассейнов и областей для развития МСБ и добычи газа на среднюю и дальнюю перспективы (после 2028–2030 гг.);

- технико-технологическими условиями развития сегмента разведки и добычи с учетом применения новейших (инновационных) технологий прогнозирования, поисков, разведки и освоения УВ-сырья;

- финансовыми возможностями компаний-операторов.

Эффективная часть МСБ газо- и нефтедобычи в виде текущих лучших по качеству разведанных запасов УВ в случае отсутствия пополняющих ее приростов (ежегодных и/или за какой-либо период: 3...5 и тем более 8...10 лет) достаточно быстро «проедается», причем добыча начинает снижаться за много лет до полного исчерпания

извлекаемых запасов в силу неуклонного ухудшения их структуры и качества (первыми вводятся в разработку и интенсивно разрабатываются в дальнейшем, как правило, наилучшие по добывным возможностям и геолого-экономическим характеристикам запасы крупнейших из оставшихся месторождений и залежей).

Подготовка МСБ, ее восполнение, укрепление и расширение – сложнейшая, многоаспектная проблема. Ее решение должно быть взаимосвязано со сценариями добычи газа и жидких УВ, геологическими возможностями успешного развития ПРР в малоизученных регионах, развитием дальнего транспорта газа, динамикой конъюнктуры внутреннего, региональных и мирового газонефтяного рынков, проблемами экологии и взаимоотношений с местными властями, стратегическими партнерами и конкурентами и, главное, с финансовыми возможностями добывающих компаний и их внешними обязательствами по поставкам УВ.

На многих залежах газа добыча начинала «заваливаться» уже после отбора 50...55 % начальных разведанных запасов (извлекаемых 62...65 %).

Необходимость непрерывного развития МСБ путем проведения ПРР в период 2018–2040 гг. и далее обусловлена следующими причинами:

1) эра легкодоступного сеноманского газа Надым-Пур-Газовского региона завершается, структура текущих запасов усложняется (становится хуже), освоение новых регионов подразумевает значительные затраты, особенно на шельфе, и большие геологические и экономические риски;

2) очевидна необходимость постоянного присутствия ПАО «Газпром» в основных регионах деятельности в сфере развития МСБ, в том числе необходимость сохранения хотя бы минимальных мощностей по поискам и разведке с возможностью их мобилизации на полную мощность в кратчайшие сроки;

3) в случае изменения конъюнктуры газового и нефтяного рынков и восстановления долговременных «справедливых» мировых цен на энергоносители (на нефть² – 75...80 долл. США / баррель, на газ – 300 долл. США / тыс. м³ и более) должен

существовать стратегический резерв запасов для быстрого увеличения добычи газа (в ареале ЕСГ);

4) с точки зрения импортозамещения требуется интенсивно развивать и совершенствовать отечественные технологии прежде всего в направлении строительства и освоения глубоких скважин в сложных горногеологических условиях.

Дальнейшее развитие сырьевой базы газа за счет прироста разведанных запасов в ходе геологоразведочных работ (ГРР) в период 2018–2040 гг. в России, в том числе по предприятиям ПАО «Газпром», должно обеспечить:

- восполнение (полное или в значительной степени) отборов новыми приростами в районах современной газодобычи или тяготеющих территориально к действующей ЕСГ, при этом усредненные ежегодные приросты (например, за 5 лет) должны несколько превышать по новым извлекаемым запасам отборы (коэффициент восполнения не менее 1,0...1,05);

- организацию новых ЦГД в Арктике, Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, включая шельфовый ареал о. Сахалин, обеспечение их активными запасами;

- разработку разноуровневой целевой инвестиционной стратегии освоения прогнозных ресурсов УВ посредством проведения дальнейших ПРР.

Даже простое воспроизводство запасов, уменьшающихся в ходе добычи газа разведанных и эксплуатируемых залежей, требует прироста новых геологических запасов с коэффициентом не менее 1,1...1,2 (извлекаемых – не менее 1,05), однако с учетом постоянного ухудшения качества вновь приращиваемых запасов это превышение должно быть больше.

Согласно оценкам Минэнерго России (март 2015 г.), общенациональное ежегодное производство газа в 2035 г. прогнозируется в объеме 871...926 млрд м³, в среднем около 0,9 трлн м³ (пессимистический сценарий), нефти и конденсата – 525 млн т (оптимистический сценарий). Таким образом, по газу необходим и реален неуклонный рост добычи, по жидким УВ главная задача – ее удержание на достигнутом уровне (но не менее 500 млн т!).

С целью развития МСБ в рамках государственной подпрограммы «Воспроизводство минерально-сырьевой базы, геологическое изучение недр» (февраль 2015 г.) предусматривается увеличение прироста разведанных

² В мае 2018 г. цена кратковременно превышала 80 долл. США за баррель после долгого пребывания на уровне 68...72 долл. США за баррель.

запасов газа с 1,6 трлн м³ в 2018 г. до 1,8 трлн м³ в 2020 г. и далее, а также стабильный прирост разведанных запасов нефти в 0,8 млрд т ежегодно (по мнению авторов, нормы несколько завышены против реальных возможностей). Достижение этих показателей будет обеспечено проведением ПРР всеми компаниями, владеющими лицензиями на участки недр.

В соответствии со стратегическими планами развития газовой отрасли промышленности России, разработанными экспертами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в последние годы, национальное производство газа должно увеличиться к 2040 г. до 940...1050 млрд м³, в том числе предприятиями ПАО «Газпром» до 700...730 млрд м³, а в 2050 г. – до 750 млрд м³, при этом морская добыча газа превысит 300 млрд м³ в год (здесь учитывается производство только традиционного газа). В идеальном случае все компании-операторы в России должны добывать до 500 млн т жидких УВ, 500 млн т угля и 1 трлн м³ природного газа. Это может стать реальным уже в период 2041–2045 гг.: запасы и ресурсы горючих ископаемых в недрах осадочных бассейнов СЕА позволяют добиться этого!

На суше России остается все меньше недостаточно опоскованных или вовсе неопоскованных областей и районов. К ним относятся вся восточная половина Гыданской области, восточные районы Енисей-Хатангской области и северная половина Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (в пределах древней Сибирской платформы – Восточно-Сибирский регион).

В 2017 г. авторами рассчитаны величина и структура начальных мировых ресурсов традиционного СГ (без нефтерастворенного газа). Они составили около 550 трлн м³, в том числе по осадочным бассейнам России – 200 трлн м³

(рис. 1), при официальной оценке ресурсов – 288 трлн м³. По сути, это оценки «снизу и сверху» газового потенциала недр Северной Евразии.

На перспективу до 2040 г. определены три главных направления развития МСБ газовой отрасли промышленности России: 1) западно-сибирское (имеются в виду арктические области суши одноименной мегапровинции); 2) восточно-сибирское (Сибирская платформа, включая ее восточную – якутскую – часть); 3) морское (шельфовое) – западно-арктический шельф и Охотское море. Именно стратегически обусловленное расширенное воспроизводство МСБ газодобычи предопределяет необходимость выхода с поисками в новые районы и области суши, активизации поисковых работ в пределах акваторий арктических и дальневосточных морей России, а также обоснования новых перспективных направлений поисков и крупных неопоскованных объектов.

В целом одна из самых существенных современных проблем развития МСБ газа в большинстве стран и регионов мира – отсутствие крупных открытий на суше. Однако на шельфе они продолжают. За четыре года (2013–2016 гг.) в мире обнаружены только два гигантских по предполагаемым запасам газовых месторождения (Зохран в дельте Нила (Египет) и второе на шельфе Мавритании), семь крупнейших (более 100 млрд м³ каждое), а также 30 крупных и средних (от 27 до 100 млрд м³) месторождений; подтверждаемость же предварительно оцененных запасов месторождения Падинского в НПТР (ачимовская толща, суша) может оказаться весьма низкой (на уровне 100 млрд м³ и менее к окончанию разведки).

В настоящее время и в обозримом будущем в пределах СЕА будут действовать до 20 ЦГД,

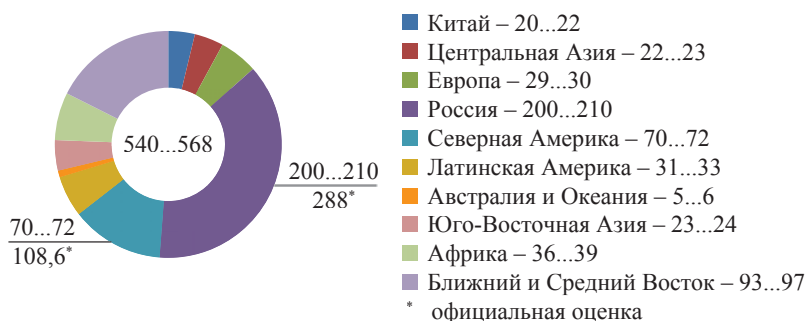


Рис. 1. Структура начальных потенциальных геологических ресурсов СГ осадочных бассейнов мира (на 01.01.2016), трлн м³

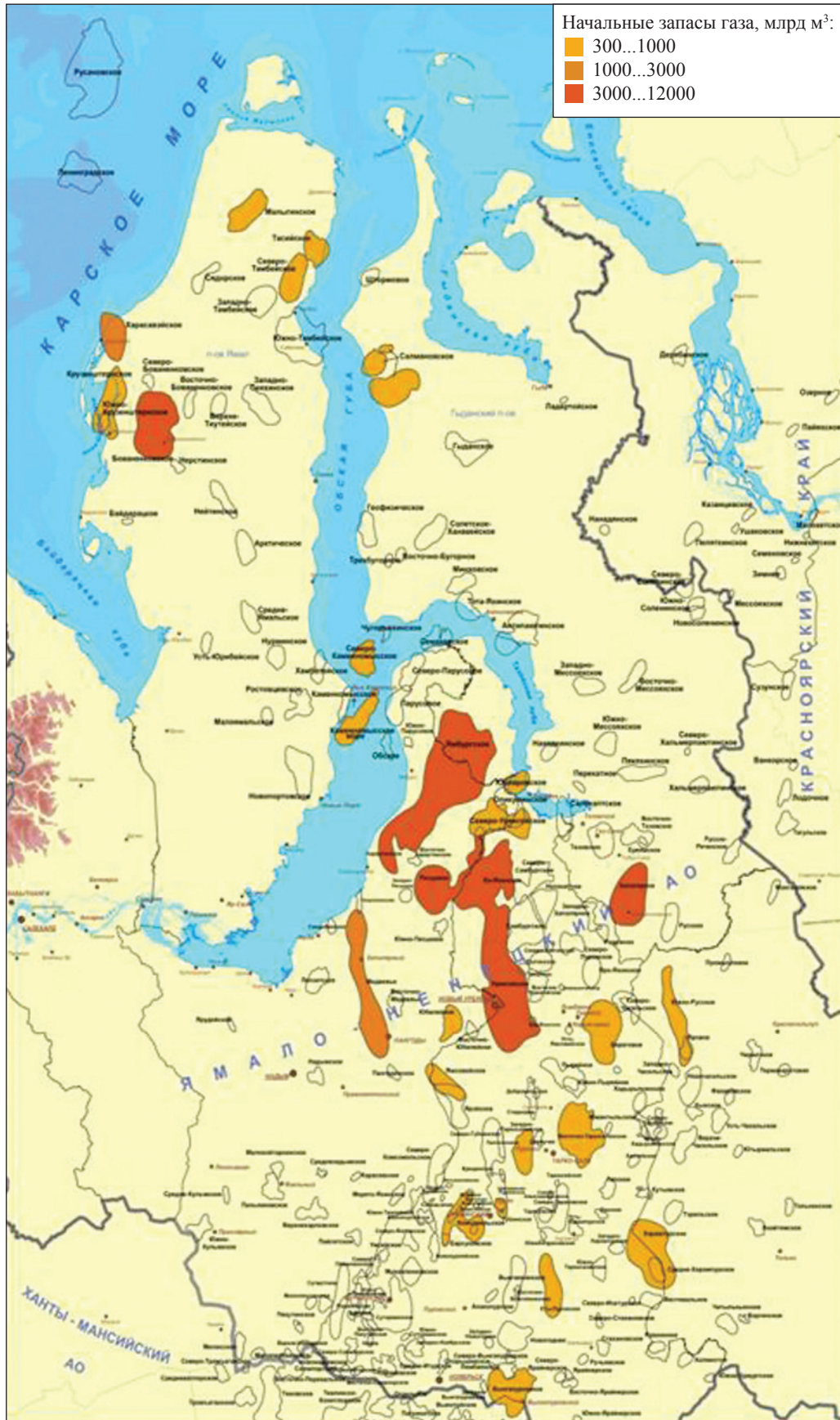


Рис. 2. Схема размещения газовых месторождений-гигантов на севере ЗСМП

в том числе ряд новых. Важнейший для ПАО «Газпром» и газовой промышленности России был и остается Надым-Пур-Тазовский ЦГД, буровая изученность которого по отдельным областям оценивается в 65...80 % (в интервале от кровли сеномана до средней юры), однако его МСБ находится на завершающем этапе развития как в плане добычи, так и в плане новых открытий и приростов (рис. 2). Безусловно, все газосодержащие месторождения крупнее 80...100 млрд м³ в регионе открыты, разведаны и находятся в разработке. Общая стратегия развития МСБ газодобычи ПАО «Газпром» до 2040 г. должна исходить из разумного сочетания ГРП на суше и шельфе.

Общий прирост новых разведанных/доказанных запасов газа до 2035 г. на суше России и в пределах акваторий СЕА всеми компаниями-операторами должен составить не менее 22...23 трлн м³ с коэффициентом восполнения извлекаемыми запасами добычи около 1,10...1,15. В 2036–2050 гг., согласно расчетам экспертов «Газпрома», общий прирост по России оценивается в 23...24 трлн м³, при этом объемы ГРП должны возрасти в 1,4...1,5 раза против предыдущих 20 лет, что связано с «измельчением» перспективных объектов и неуклонным снижением эффективности глубокого бурения по всем регионам суши и по отдельным морям (южным, Охотскому и др.). Общий прирост новых запасов до 2050 г. составит не менее 45 / 36...38 трлн м³ (геол./извлеч.), и прогнозные ресурсы СГ (не менее 100 трлн м³), по любым оценкам, позволяют добиться таких высоких приростов.

По оценке экспертов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (2017 г.), в структуре неоткрытых ресурсов газа России прогнозируется развитие 42...50 месторождений-гигантов (более 300 млрд м³ каждое), в том числе 6...8 сверхгигантских месторождений (1,0...2,5 трлн м³); из них в недрах акваторий – 30...34 гигантских и 5...6 сверхгигантских преимущественно в Карском и Баренцевом морях, в Охотском море – не более двух новых гигантов, из которых один (Южно-Кириновское газоконденсатно-нефтяное месторождение) уже открыт и находится в разведке. При этом поиск и тем более разведку на арктическом шельфе газосодержащих месторождений с реальными геологическими запасами менее 100 млрд м³ до 2030 г. необходимо признать нецелесообразными.

При открытии подобных месторождений ПРР должны быть законсервированы на период 5...7 лет и более, вплоть до начала их освоения и планового ввода в промышленную эксплуатацию. По различным оценкам, в 2040 г. общее производство газа в России может превысить 920...950 млрд м³ (до 1 трлн м³), объемы добычи газа выше указанных объемов будут обеспечиваться, безусловно, нетрадиционным газом (более 100...150 млрд м³/год), что составит менее 1 % от их технологически извлекаемых объемов (без учета газогидратов).

Таким образом, реально максимальный уровень национального производства природного газа в России в период 2041–2050 гг. оценивается в 1,10 трлн м³, а минимальный уровень будет определяться мировой конъюнктурой газового рынка по краткосрочным периодам (2...4 года).

Освоение и промышленное использование УВ-потенциала недр осадочных бассейнов сырьевых регионов России будет продолжаться до 2050–2060 гг. и, вероятно, далее за счет как традиционных ресурсов газа и нефти (обычных скоплений с хорошими и удовлетворительными – по современным критериям – добычными возможностями), так и нетрадиционных ресурсов УВ, к которым относятся геологические ресурсы в плотных низкопроницаемых коллекторах (природных резервуарах), углях и сланцах (угольный метан и сланцевый газ), газогидратах.

По всем параметрам традиционный газ лучше, выгоднее, технологичнее, чем любые виды нетрадиционного, по крайней мере, в обозримом будущем (до 2035–2040 гг.). И только значительное исчерпание высоко- и среднеэффективных запасов и ресурсов СГ обусловит все более масштабное и повсеместное (на суше России) использование нетрадиционных ресурсов газа [7]. Характерный пример – США, которые осваивают газовый потенциал своих недр уже 90 лет и исчерпали на 85...90 % ресурсы традиционного газа, переключившись на добычу сланцевого и угольного газов.

Из всех видов газа в нетрадиционных коллекторах первым будет масштабно востребован газ, скопления которого залегают в низкопроницаемых горизонтах большинства гигантских газосодержащих месторождений (Уренгойского, Ямбургского, Заполярного, Харасавэйского и др.) ниже промышленно газоносного интервала (обычно глубже

3300...3500 м). По различным оценкам, геологические ресурсы подобных скоплений до глубин 6,0...7,0 км составляют не менее 180 трлн м³ и сопоставимы с НПР традиционно-го газа (по расчетам экспертов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2015 г., – 188...200 трлн м³).

Добывные возможности скоплений «плотного» газа, безусловно, существенно ниже, чем традиционного (конечные коэффициенты извлечения составляют 0,35...0,50 для «плотного» и 0,65...0,88 для традиционного газа), но по сравнению с угольным, сланцевым и газогидратным газами (связанные формы природного газа с крайне сложными условиями промышленного освоения), это настоящий, «живой», газ.

В большинстве регионов мира нетрадиционных ресурсов газа больше, чем нефти. Причины таковы:

- более широкий спектр видов ресурсов – «плотный», сланцевый и угольный газ, газовые

гидраты, а «угольной» и тем более «гидратной» нефти попросту не существует в природе, точнее с углями связаны проявления и редкие приоткрытия (малые объемы – микроскопления) ультрапарафиновой, совершенно бессернистой нефти;

- более широкий генетический и термодинамический диапазон формирования сланцевого газа, чем сланцевой нефти;

- сланцевый газ добывать значительно легче и экономичнее, чем нефть.

Таким образом, сравнительное положение России в «газовом» мире в ближайшие 30...35 лет представляется выигрышным и оценивается весьма оптимистично. Это обеспечивается очень значительными текущими запасами СГ и поистине громадными ресурсами традиционного и нетрадиционного газа во всех осадочных бассейнах СЕА. Очевидно увеличение роли отраслевой науки в обосновании и сопровождении развития МСБ газодобычи России в XXI в.

Список литературы

1. Карнаухов С.М. Эра сеноманского газа: «от рассвета до заката» / С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов, О.Г. Кананыхина // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. науч. статей. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 15–25.
2. Ремизов В.В. Состояние и перспективы развития сырьевой базы газовой промышленности России / В.В. Ремизов, В.А. Пономарёв, В.А. Скоробогатов и др. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 1998. – № 4. – С. 11–17.
3. Старосельский В.И. История развития сырьевой базы газовой промышленности России и стран СНГ и прогноз ее расширения / В.И. Старосельский, В.П. Ступаков, Г.Ф. Пантелеев // История ВНИИГАЗа – этапы развития. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 1998. – С. 43–50.
4. Гафаров Н.А. Глобальный газовый бизнес в XXI веке: новые тенденции, сценарии, технологии / Н.А. Гафаров и др. – М.: Газпром экспо, 2011. – 318 с.
5. Черепанов В.В. Российский газ в XXI веке // В.В. Черепанов, С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. – 2012. – № 1. – М.: РГУНИГ имени И.М. Губкина, 2012. – С. 20–23.
6. Варламов А.И. Количественная оценка ресурсного потенциала углеводородного сырья России и ближайшие перспективы наращивания его разведанной части / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.И. Лоджевская и др. // Геология нефти и газа. – 2013. – Спецвыпуск. – С. 4–13.
7. Скоробогатов В.А. Традиционные и нетрадиционные ресурсы природного газа России / В.А. Скоробогатов, В.А. Истомин, В.С. Якушев // Газовая промышленность. – 2000. – № 4. – С. 29–30.

Developing a base of raw materials for gas industry of Russia and the Gazprom PJSC: overall results, issues, outlooks

D.V. Lyugay¹, V.V. Rybalchenko², A.Ye. Ryzhov¹, V.A. Skorobogatov^{1*}, D.Ya. Khabibullin²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

² Gazprom PJSC, BOX 1255, St.-Petersburg, 190000, Russian Federation

* E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. According to all forecasts, the primary organic-and-mineral energy resources will keep leading positions within the world fuel and energy balance practically during the whole XXI century. A role of gas will steadily increase.

The body-forming elements of a base of mineral and raw organic resources (BMROR) are the following: production – reserves – increments (from the not-discovered resources). So, the BMROR of gas and oil production evolves within extraction/increase dynamics: production using current assured reserves of operated fields and hydrocarbon (HC) deposits, and increment of new reserves due to recruitment of various sources, namely: prospecting of own licensed sites, buying assets of other operators and subsoil users, exchanging assets with big companies, acquiring rights from the state to work with remained fields from the undistributed fund. Preparation of the BMROR, its compensation and enlargement are a complicated, multi-aspect problem, which should be solved in relation to scenarios of HC production, geological possibilities to prospect HCs in the poorly studied regions, development of distant gas transport, dynamics of domestic, regional and world markets, environmental protection, relationship with local authorities, partners and competitors, and to financial capabilities of operators and their external long-term obligations to supply HCs.

On the beginning of 2018 in Russia 3,5 thousands hydrocarbon fields have been discovered and partially prospected including 942 gas-bearing ones. The Gazprom PJSC controls $36,8 \cdot 10^{12}$ m³ of assured gas reserves, and 10^{13} m³ of expected gas resources.

Up to 2040 three main directions for development of domestic gas BMROR are determined, namely: 1) Western-Siberian, 2) Eastern-Siberian, and 3) marine (offshore). In particular, the strategically given extended reproduction of the BMROR predetermines necessity to expand gas prospecting to the new onshore and offshore areas. Before 2035, the total increment of gas reserves assured by all operators overland Russia and within the margins of Northern-Eurasian waters must be not less than $(22 \dots 23) \cdot 10^{12}$ m³ (by the Gazprom PJSC – $(14 \dots 15) \cdot 10^{12}$ m³) with the reserve replacement ratio closely equal to 1,10...1,15.

In 2036–2050, according to calculations of the Gazprom PJSC experts, the total increment of prospected/assured gas reserves of Russia is estimated as $(23 \dots 24) \cdot 10^{12}$ m³. The real maximal level of national production of natural gas in 2041–2050 is estimated as $1,1 \cdot 10^{12}$ m³, and minimal level will be determined by the state of the global gas market within the short-term periods (from 2 to 4 years).

Development and industrial application of gas potential from the sedimentary basins of Russian feed regions will continue up to 2050–2060, and further probably due to both traditional and alternative oil and gas resources. Among alternative sources first of all are the geological resources in close-grained low-permeable natural reservoirs, coals, shales, gas hydrates.

Keywords: base of mineral resources and raw materials, free gas, assured reserves, gas prospecting, gas production, alternative resources.

References

1. KARNAUKHOV, S.M., V.A. SKOROBOGATOV, O.G. KANANYKHINA. The age of Cenomanian gas: “From the dawn to the sunset” [Era senomanskogo gaza: “ot rassveta do zakata”]. In: *Challenges of supplying resources to gas producing regions of Russia to 2030* [Problemy resurnogo obespecheniya gazodobyvayushchikh rayonov Rossii do 2030 g.]: collection of sc. articles. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2011, pp. 15–25. (Russ.).
2. REMIZOV, V.V., V.A. PONOMAREV, V.A. SKOROBOGATOV et al. State and development trends of mineral resource base for gas industry in Russia [Sostoyaniye i perspektivy razvitiya syryevoy bazy gazovoy promyshlennosti Rossii]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*. 1998, no. 4, pp. 11–17. ISSN 0869-3188. (Russ.).
3. STAROSEL'SKIY, V.I., V.P. STUPAKOV, G.F. PANTELEYEV. History of raw materials base for gas industry of Russia and CIS countries, and a forecast for its enlargement [Istoriya razvitiya syryevoy bazy gazovoy promyshlennosti Rossi i stran SNG i prognoz yeye rasshireniya]. In: *History of the VNIIGAZ: stages of evolution* [Istoriya VNIIGAZa – etapy razvitiya]: collected papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 1998, pp. 43–50. (Russ.).

4. GAFAROV, N.A. et al. *Global gas business in XXI century: new trends, scenarios, technologies* [Globalnyy gazovyy biznes v XXI veke: novyye tendentsii, stsennarii, tekhnologii]. Moscow: Gazprom ekspozitsiya, 2011. (Russ.).
5. CHEREPANOV, V.V., S.M. KARNAUKHOV, V.A. SKOROBOGATOV. Russian gas in the XXI century [Rossiyskiy gaz v XXI veke]. *Teoreticheskiye Osnovy i Tekhnologii Poiskov i Razvedki Nefti i Gaza*. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (national research university), 2012, no. 1, pp. 20–23. ISSN 2307-9411. (Russ.).
6. VARLAMOV, A.I., A.P. AFANASENKOV, M.I. LODZHEVSKAYA et al. Quantitative assessment of resource potential of raw hydrocarbons in Russia, and the nearest outlooks to increase its assured part [Kolichestvennaya otsenka resursnogo potentsiala uglevodorodnogo syrya Rossii i blizhayshiye perspektivy narashchivaniya yego razvedannoy chasti]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2013, special is., pp. 4–13. ISSN 0016-7894. (Russ.).
7. SKOROBOGATOV, V.A., V.A. ISTOMIN, V.S. YAKUSHEV. Traditional and alternative resources of natural gas in Russia [Traditsionnyye i netraditsionnyye resursy prirodnogo gaza v Rossii]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2000, no. 4, pp. 29–30. ISSN 0016-5581. (Russ.).