

УДК 553.04

10.31087/0016-7894-2018-4s-17-30

Минерально-сырьевая база газодобычи России и ПАО «Газпром»: современное состояние и перспективы развития в XXI в.

© 2018 г. | В.В. Черепанов¹, Д.В. Люгай²¹ПАО «Газпром», Москва, Россия; vtcherepanov@adm.gazprom.ru;²ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская область, Россия; d_lyugai@vniigaz.gazprom.ru

Поступила 28.06.2018 г.

Принята к печати 10.07.2018 г.

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

Мегаконтинент Евразия богат углем, газом, нефтью, рудами. Важнейшие газоносные бассейны расположены в его северной и арктической частях — в Западно- и Восточно-Сибирском, Баренцевоморском, Охотоморском регионах и др. Современная структура минерально-сырьевой базы газодобычи такова: разведанные запасы составляют 50,8 трлн м³ (категорий А + В + С₁ по данным Государственного баланса запасов), предварительные запасы — 17,7 трлн м³ (категорий В₂ + С₂), накопленная добыча — 22,2 трлн м³, в сумме начальных запасов — 91,8 трлн м³. Начальные потенциальные ресурсы свободного газа оценены в 287,5 и 200 трлн м³ (согласно официальным и корпоративным оценкам). В статье детально проанализирована структура запасов и ресурсов газа. Богатейшим регионом является Западно-Сибирский (суша и шельф южной части Карского моря). Разведанные запасы крупнейшей добывающей компании ПАО «Газпром» составили 36,8/35,4 трлн м³ (геологические / извлекаемые) (2017–2018). В 2017 г. в России добыто 692 млрд м³, в том числе ПАО «Газпром» — 471 млрд м³. Рассмотрены направления, показатели и проблемы пополнения минерально-сырьевой базы газодобычи России и ПАО «Газпром» до 2040 г. Согласно стратегическим планам развития газовой отрасли, добыча газа в России к 2040 г. увеличится до 1 трлн м³, с учетом добычи нетрадиционного газа. Текущие запасы газа России вырастут к 2051 г. до 54–55/34–35 трлн м³ (геологические / извлекаемые). Основные объемы добычи и новые приросты будут получены в Ямало-Карском регионе Западной Сибири.

Для цитирования: Черепанов В.В., Люгай Д.В. Минерально-сырьевая база газодобычи России и ПАО «Газпром»: современное состояние и перспективы развития в XXI в. // Геология нефти и газа. — 2018. — № 4s. — С. 17–30. DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-17-30.

Raw material base of gas production in Russia and Gazprom: the current state and future considerations for the 21st century

© 2018 | V.V. Cherepanov¹, D.V. Luygai²¹Gazprom, Moscow, Russia; vtcherepanov@adm.gazprom.ru;²Gazprom VNIIGAZ, Moscow oblast, Russia; d_lyugai@vniigaz.gazprom.ru

Received 28.06.2018

Accepted for publication 10.07.2018

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

Eurasia mega-continent is rich in coal, gas, oil, and ores. The most important gas-bearing basins are located in its northern and Arctic parts: West and East Siberian, Barents Sea, Okhotsk Sea sedimentary basins, megabasins, 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 + B + C₁ according to the State Balance Sheet), preliminary evaluated reserves — 17.7 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. The paper analyzes in detail the structure of gas reserves and resources. Western Siberia (onshore and shelf of the southern part of the Kara Sea) is the richest region. The explored resources of Gazprom (the major producing company) amounted to 36.8/35.4 TCM (in-place/recoverable) (2017–2018). In 2017, Russia produced 692 BCM of gas, including 471 BCM of gas produced by Gazprom. The paper discusses the focus areas, operating results, and issues of raw material base recovery owing to Russian and Gazprom production until 2040. In accordance with the Strategic Gas Industry Plan, gas production in Russia will increase to 1 TCM in this period, including unconventional gas production. The current Russian gas reserves will increase to 54–55/34–35 TCM (in-place/recoverable) until 2051. Major production volume and new incremental reserves will be obtained from the Yamal-Kara region of Western Siberia.

For citation: Cherepanov V.V., Luygai D.V. Raw material base of gas production in Russia and Gazprom: the current state and future considerations for the 21st century. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(4s):17–30. DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-17-30.

Исторические аспекты и современные тенденции развития минерально-сырьевой базы и добычи газа в России

Топливо-энергетический комплекс — движущая сила, “локомотив” развития мирового материального производства и цивилизации в целом. По всем прогнозам органоминеральные первичные энергоресурсы сохраняют лидирующее положение в топливо-энергетическом балансе мира практически на протяжении всего XXI в. Это связано с высокой обеспеченностью запасами и ресурсами горючих ископаемых многих стран и регионов мира и приемлемой себестоимостью их добычи и транспортировки в обозримом будущем. Безусловно, роль газа в мировом топливо-энергетическом балансе будет неуклонно расти. Это связано с рядом причин, в том числе с высокой технологичностью производства и экологичностью использования природного газа [1–3].

Минерально-сырьевая база добычи любого вида полезных ископаемых, в том числе горючих — газа, нефти, угля, — необходимая первооснова, фундамент развития добывающих отраслей промышленности стран и регионов мира, в том числе России, а также крупных компаний. Ее составляют текущие (с накопленной добычей (НД) — начальные), запасы промышленных категорий (НД + А + В + С₁) и предварительно оцененные запасы недоизученных участков известных месторождений и залежей (категории В₂ + С₂) — открытая часть начальных потенциальных ресурсов и, кроме того, неоткрытые — перспективные (категорий D₀ + D_n) и прогнозные (категорий D₁ + D₂) ресурсы, в сумме — начальные потенциальные ресурсы (НПР).

Развитие МСБ газо- и нефтедобычи происходит в динамике отбор/прирост: 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 на собственных лицензионных участках, приобретение «готовых запасов» — активов других компаний-операторов 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.

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 поисково-разведочных работ, — самая ценная, высоколиквидная часть потенциальных ресурсов. Они обеспечивают добычу на ближнюю и среднюю перспективы, составляют основу капитализации и обеспечивают престиж (международный имидж и рейтинг) добывающих компаний.

Весь исторический период развития МСБ газодобычи России может быть разделен на четыре крупных этапа:

– подготовительный (1950–1960-е гг.), когда текущие разведанные запасы газа категорий А + В + С₁ медленно увеличивались (до 1,6 трлн м³ к 1968 г.) и не могли обеспечить сколько-нибудь масштабной добычи на территории страны: подготовка запасов, их освоение и добыча были сосредоточены на окраинах «советской империи» — на Украине и в Средней (Центральной) Азии;

– стремительного роста (1969–1993), когда ежегодные приросты разведанных запасов достигали 2,2–2,8 трлн м³/год [4] и они увеличились до 49,2 трлн м³ (категорий А + В + С₁), несмотря на неуклонный рост производства природного газа (свободного (СГ) до 93–95 % общего объема, а также нефтерастворенного попутного) за счет открытия, разведки и промышленного освоения уникальных и гигантских по запасам газосодержащих месторождений Западной Сибири, Прикаспийской впадины и других регионов;

– стабилизации текущих запасов на уровне 47,5–48 трлн м³ (1994–2001);

– медленного увеличения разведанных запасов в условиях паритета добычи/прироста, а с 2005 г. и расширенного воспроизводства МСБ газа.

Основной период создания МСБ газодобычи РФ приходится на 20-летие (1971–1990), когда были достигнуты грандиозные успехи в поисках, разведке и освоении месторождений УВ, в том числе и газосодержащих (с залежами СГ). Новый мощный импульс к развитию современной МСБ произошел в 2002–2015 гг. благодаря географическому расширению поисково-разведочных работ на газ и нефть на большинстве перспективных территорий суши и на прибрежных арктическом и охотоморском шельфе, хотя первые шельфовые месторождения, в том числе гигантские и крупнейшие, были открыты еще в 1987–1993 гг. (обнаружены, но не разведаны).

На начало 2015 г. текущие разведанные запасы России впервые превысили 50 трлн м³ при накопленной добыче 21 трлн м³, а к концу 2017 г. составили 51,0 трлн м³ (НД — 22,9 трлн м³).

Создание и поддержание в России самой крупной в мире МСБ газодобычи в 1970–1980-х гг., когда ежегодные приросты разведанных запасов газа в отдельные годы превышали 1,5 трлн м³, было обусловлено стратегической необходимостью развития нашей страны, геополитической обстановкой в мегарегионе Евразия (были риски замены российского газа на рынке Западной Европы арабским и иранским газом) и общей конъюнктурой мирового газового рынка. Современные тенденции развития мировой газовой промышленности:

– неуклонное увеличение валовой и товарной добычи природного газа в большинстве стран, не-

смотря на все чаще повторяющиеся кризисные явления (2008–2009, 2014–2017). Добыча природного газа в мире за 2017 г. достигла 3,7 трлн м³;

- истощение ресурсно-геологических возможностей рядом стран для масштабной добычи СГ в пределах национальных территорий и акваторий (Западная Европа и др.);

- конъюнктурное и «политическое» сдерживание добычи крупнейшими странами-производителями (Россия, Катар, Иран) на фоне безудержного политически ангажированного роста добычи в США;

- постепенное увеличение мировой торговли газом, все большие объемы добытого в ряде стран природного газа поставляются на мировой рынок и все более в виде сжиженного природного газа как альтернативы «трубному» газу;

- увеличение общемировых, региональных и «национальных» запасов газа, в том числе за счет включения ресурсов нетрадиционного газа (и нефти) в категорию «доказанных» (сланцевый газ США, Канады, Китая и др.);

- стремительное увеличение числа «игроков» в газовой сфере, в том числе стран — потенциальных производителей (Израиль, Египет, Мозамбик и многие другие) и потребителей: все большее число стран стремится увеличивать долю газа в топливно-энергетическом балансе за счет снижения доли угля и даже нефти!

- усиление борьбы за рынки сбыта и сферы влияния в нефтегазовом бизнесе как внутри отдельных стран, так и на мировой арене;

- 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;

- начавшаяся конкуренция в ряде прибрежных стран между «трубным» и сжиженным природным газом.

Газовая отрасль промышленности России была едва ли не единственной, которая в 10-летие (1991–2000) сохранила свой организационный и добычной потенциал развития, благодаря созданию в 1993 г. ПАО «Газпром». Немаловажными, если не первостепенными, для этого были ранее созданная национальная Единая система газоснабжения (ЕСГ) по системе магистральных трансконтинентальных газопроводов — своеобразного структурно-организационного стержня отрасли — также объективные природные предпосылки, а именно уникальная газоносность недр осадочных бассейнов Сибири, прежде всего Западной, позволившая создать в ходе поисково-разведочных работ крупнейшую в мире МСБ газодобычи, объем которой определялся подготовленными разведанными запасами свободного газа в объеме 48 трлн м³ (геологические).

Для выработки стратегии развития МСБ газовой отрасли промышленности России и ПАО «Газпром» в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» были разработаны и приняты на Правлении общества:

- «Программа развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности до 2030 г.» (2002);

- «Программа развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности до 2035 г.» (2011);

- «Программа развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности до 2040 г.» (2015–2016).

Начиная с 2005 г. в ПАО «Газпром» приросты разведанных запасов газа постоянно превышали отборы в 1,05–1,4 раза (жидких УВ — в 1,5–2 раза). В 2017 г. коэффициент восполнения превысил 1,8 (852/471 млрд м³; геологические / извлекаемые).

К концу первой половины XXI в. исполнится 100 лет газовой отрасли промышленности России, которая «несколько моложе» нефтяной промышленности, развивавшейся активно и масштабно с конца XIX в. в Российской империи, СССР, Российской Федерации. Оценка современного состояния и реальных перспектив развития МСБ за счет газодобычи России в целом и крупнейшей добывающей компании — ПАО «Газпром» до 2040 и 2050 гг. весьма актуальна для стратегирования развития всего топливно-энергетического комплекса страны, учитывая роль природного газа в нашей стране.

Сырьевая база газо- и нефтедобычи различных стран, регионов и отдельных компаний не вчера «началась» и не завтра «закончится», для ее создания, функционирования и развития (укрепления новыми запасами, географического и «глубинного» расширения) необходимы следующие условия: длительное время, значительные усилия, благоприятные условия (ресурсно-геологические, конъюнктурные, даже геополитические) и финансовые затраты. Исторические аспекты создания и развития МСБ газовой промышленности России, ее отдельных регионов и ПАО «Газпром» проанализированы в работах [3–5].

Современное состояние сырьевой базы газодобычи России и ПАО «Газпром»

К высоконадежным запасам на ближнюю перспективу (до 8–10 лет) относятся запасы:

- месторождений с возрастающей и постоянной добычей;

- месторождений ближнего резерва в ареале современной ЕСГ с залежами на малых и средних глубинах (до 3,0–3,3 км), с высокими добывными возможностями (с дебитами более 200–300 тыс. м³/сут с КИГ не менее 0,8 и др.).

Все имеющиеся у какой-либо компании разведанные (доказанные) извлекаемые запасы не могут одновременно использоваться полностью для добычи.



Обычно в эксплуатации находится не более 50–60 % текущих запасов. Текущая задействованность запасов у ПАО «Газпром» составляет около 40 %.

Очевидным фактом является зависимость добычи от разведанных (доказанных) запасов, в свою очередь запасов от реальных ресурсов (газа и нефти): без ресурсов нет запасов (начальных, текущих, а без учета накопленной добычи — и будущих), без запасов нет добычи, без коммерческой добычи нет ничего остального.

На территории России и на шельфе Северной Евразии насчитывается 30 осадочных бассейнов, мегабассейнов и суббассейнов, из них 12 — очень крупных по площади и объему осадочного чехла, в том числе Западно-Сибирский и Восточно-Сибирский мегабассейны и одноименные мегапровинции. Формула газового баланса России на 01.01.2017 г. была такова, трлн м³:

НД	Запасы		Неоткрытые ресурсы	НПР
22,2	A + B + C ₁	B ₂ + C ₂	+ 195,7/162,4	= 287,5*/241,5
	геологические / извлекаемые	геологические / извлекаемые	геологические / извлекаемые	

* Официальная оценка ресурсов [6].

По данным экспертов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (2016), начальные потенциальные традиционные ресурсы СГ страны оцениваются в 200 трлн м³ с вероятностью подтверждения начальных разведанных запасов на уровне 78–80 % (после тотальной разведки недр до глубины 7500 м). В этом случае газовый баланс составляет, трлн м³:

НД	Запасы		Ресурсы	
22,2	+ 50,8/41,6	+ 18,8/15,3	+ 108/84,7	= 200/163,8
	геологические / извлекаемые	геологические / извлекаемые	геологические / извлекаемые	геологические / извлекаемые

Таким образом, открытая и частично разведанная часть традиционных ресурсов СГ составляет 92/79,1 трлн м³ (геологические/извлекаемые), неоткрытая (прогнозируемая) — 108/84,7 трлн м³ — есть, что искать, открывать, разведывать и добывать еще многие десятилетия XXI в. И по объему текущих разведанных запасов, и по объему реально прогнозируемых в недрах традиционных ресурсов газа под проведение поисково-разведочных работ Россия не имеет себе равных, хотя по текущим запасам нефти (обычной, традиционной) — 18,4 млрд т (извлекаемых) — она занимает 7-е место в мире, но и по начальным официальным ресурсам нефти ее лидерство также неоспоримо (111 млрд т), хотя в России нефть значительно уступает свободному газу. Вместе с тем необходимо осознавать, что газовый потенциал уникального по мировым масштабам альб-сеноманского, преимущественно газоносного комплекса суши

Западно-Сибирской мегапровинции с «идеальным» составом газа (содержание CH₄ от 97 до 99 %) в значительной степени реализован в накопленной добыче (из ресурсов и запасов 33 и 31 трлн м³ соответственно добыто 19 трлн м³, «добычные сливки» уже сняты с недр Западной Сибири [6–8]) и открытие другого такого богатейшего — великолепного по всем параметрам — продуктивного комплекса уже не предвидится не только во всей Евразии (суша и шельф), но и во всем мире: недра Африки, Америки, тем более Австралии значительно менее богаты ресурсами СГ.

К началу 2017 г. в России было открыто почти 3,5 тыс. месторождений УВ, часть из них полностью выработана, в том числе 41 месторождение открыто в 2016 г. Насчитывается 949 газосодержащих месторождений с запасами газовых шапок и СГ, начальные открытые запасы составляют 91,8 трлн м³, в том числе накопленная добыча — 22,2 трлн м³. Детальная структура запасов газа России приведена в табл. 1.

Минерально-сырьевая база газовой отрасли России рассредоточена в пределах большей части территории страны (40 субъектов федерации) и акватории (13 морей), различающихся особенностями геологического строения, масштабами нефтегазоносности, структурой УВ-систем и степенью промышленного освоения.

Объем и структура запасов и ресурсов СГ России, согласно официальным оценкам (запасы по состоянию на 01.01.2017 г. по данным Государственного баланса), показаны в табл. 2 и на рис. 1. Из 949 известных газосодержащих месторождений максимальное число расположено в Приволжском (225 месторождений) и Уральском федеральных округах (214 месторождений). К востоку от р. Енисей (Сибирский и Дальневосточный федеральные округа) открыто 180 месторождений, из них 50 мелких и мельчайших — на о-ве Сахалин. На шельфе обнаружено 44 месторождения, в том числе 14 — на шельфе Охотского моря.

Запасы категорий A+B₁+C₁ по состоянию на 01.01.2017 г. по разным данным составляли 50,5 и 50,8 трлн м³, категорий B₂+C₂ — 18,8 трлн м³, накопленная добыча достигла 22,2 трлн м³. Официально оцененные суммарные НПР газа составляют 287,5 трлн м³ (см. рис. 1).

В пределах суши основная часть начальных потенциальных ресурсов газа приурочена к регионам Сибири — в административном отношении — к Уральскому (104 трлн м³), Сибирскому (41 трлн м³) и Дальневосточному (15 трлн м³) федеральным округам. В геологическом отношении они тяготеют к осадочному чехлу двух крупнейших мегапровинций — Западно- и Восточно-Сибирской. На шельф российских морей приходится 107 трлн м³ свободного газа, ведущую роль здесь играет шельф Западной Арктики — Карское и Баренцево моря — 54,5 и 30,1 трлн м³ соответственно.

Табл. 1. Структура запасов свободного газа (на 01.01.2017), млрд м³
Table 1. Structure of free gas resources (as on 01.01.2017) (BCM)

Порядковый номер	Федеральный округ. Субъект Федерации	Число месторождений	Добыча и потери с начала разработки	Запасы на 01.01.2017 г. по категориям			
				A + B ₁	C ₁	B ₂	C ₂
1	Северо-Западный	53	448,5	217,4	436,5	27,7	74,6
2	Южный	186	778,4	3187,2	119,5	1110,6	1065,9
3	Северо-Кавказский	47	327,1	93,1	4,9	64,5	13,4
4	Приволжский	225	1502,1	745,8	128,9	69,5	29,7
5	Уральский, в том числе	214	18389,7	22068,5	8765,9	3055,6	4616,8
	Ямало-Ненецкий АО	151	17846,3	21496,7	8708,2	2988,6	4597,1
6	Сибирский, в том числе	87	157,6	988,3	2258,6	769,7	3137,8
	Красноярский край	29	65,4	610,6	397,4	570,9	390,3
	Иркутская область	28	13,4	204,3	1817,1	169,2	2727,8
7	Дальневосточный, в том числе	93	122,1	1461,3	696,1	548,5	459,6
	Республика Саха (Якутия)	36	64,7	1417,5	680,5	541,0	450,8
8	Шельф, в том числе	44	500,9	1619,9	7723,4	520,7	3138,5
	Баренцева моря	7	0,0		4191,8		590,9
	Карского моря	10	281,7	300,5	2784,2	40,5	2427,8
	Охотского моря	14	202,3	935,3	731,8	213,2	60,5
	Японского моря	1	0,0		3,8		0,8
Всего по Российской Федерации:		949	22226,4	30381,6	20133,9	6166,8	12536,2

В распределении разведанных запасов основная доля приходится на северную часть Западно-Сибирской мегапровинции — текущие запасы в Ямало-Ненецком АО составляют 30,2 трлн м³ (60 % общероссийских запасов). Этот регион — лидирующий в РФ и по накопленной добыче (17,8 трлн м³, 80 % общероссийской). Базовые месторождения здесь разрабатываются еще с середины 1970-х гг., характеризуются высокой степенью выработанности начальных запасов УВ ведущих залежей, ухудшением в целом ресурсной базы.

На севере Западной Сибири в настоящее время наблюдается тренд смещения развития МСБ в северном направлении, связанный с падением добычи в традиционном Надым-Пур-Тазовском регионе (НПТР) и подготовкой к освоению и разработке месторождений на полуостровах Ямал и Гыданский. Данная тенденция будет усиливаться в будущем за счет опоскования слабоизученной акватории Карского моря.

Остальные регионы по объему разведанных запасов имеют подчиненное значение. Около 5,4 трлн м³ запасов категорий A+B₁+C₁ находится в недрах Восточно-Сибирской мегапровинции, 4,9 трлн м³ приходится на осадочные бассейны суши

европейской части России. В шельфовых областях сосредоточено 9,3 трлн м³ разведанных запасов (в том числе 3,9 трлн м³ — запасы Штокмановского месторождения).

Регионы Сибири и Дальнего Востока, а также акватории шельфа в целом характеризуются низкой разведанностью НПР.

Таким образом, по степени разведанности и объему неоткрытых ресурсов газа на суше, значительным газовым потенциалом обладает азиатская часть страны. Арктический шельф по объему неоткрытых ресурсов следует отнести к основному мега-региону долгосрочного развития МСБ страны.

В 2002 г. текущие запасы ПАО «Газпром» составляли 26,1 трлн м³ и в первое десятилетие XXI в. постепенно возрастали для укрепления МСБ ПАО «Газпром» для постепенного увеличения объемов газодобычи, экспорта газа, получения валютных поступлений и создания стратегического резерва запасов как в районах ЕСГ, так и в отдаленных областях суши (Восточная Сибирь) и шельфов Баренцева, Карского и Охотского морей. Это была государственная установка на усиление крупнейшей национальной газодобывающей компании. Обществу был передан ряд достаточно крупных



Табл. 2. Структура ресурсов газа (официальные оценки)

Table 2. Gas resources structure (official estimates)

Порядковый номер	Федеральный округ. Субъект федерации	Начальные суммарные ресурсы на 01.01.2009 г.	Добыча с начала разработки	Запасы на 01.01.2017 г. по категориям		Перспективные ресурсы категории D ₀	Прогнозные ресурсы категорий D ₁ + D ₂
				A + B ₁ + C ₁	B ₂ + C ₂		
1	Северо-Западный	3,0	0,4	0,7	0,1	0,2	1,5
2	Южный, в том числе	10,4	0,8	3,3	2,2	1,7	2,5
	Астраханская область	7,1	0,3	3,1	2,1	0,1	1,5
3	Северо-Кавказский, в том числе	0,8	0,3	0,1	0,1	0,2	0,1
	Ставропольский Край	0,4	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
	Республика Дагестан	0,3	0,0	0,0	0,1	0,2	-0,1
4	Приволжский, в том числе	5,7	1,5	0,9	0,1	0,6	2,7
	Оренбургская область	3,3	1,3	0,7	0,1	0,4	0,7
5	Уральский, в том числе	104,1	18,4	30,8	7,7	12,5	34,7
	Ямало-Ненецкий АО	98,8	17,8	30,2	7,6	12,4	30,8
6	Сибирский, в том числе	41,3	0,2	3,2	3,9	5,8	28,2
	Красноярский край	28,5	0,1	1,0	1,0	3,1	23,4
	Иркутская область	12,0	0,0	2,0	2,9	2,7	4,4
7	Дальневосточный, в том числе	15,5	0,1	2,2	1,0	0,4	11,8
	Республика Саха (Якутия)	13,9	0,1	2,1	1,0	0,3	10,4
8	Шельф РФ, в том числе	106,7	0,5	9,3	3,7	10,3	82,8
	Баренцева моря	30,1	0,0	4,2	0,6	1,2	24,1
	Карского моря	54,5	0,3	3,1	2,5	8,4	40,3
	Охотского моря	7,0	0,2	1,7	0,3	0,2	4,6
Всего по Российской Федерации:		287,5	22,2	50,5	18,8	31,7	164,3

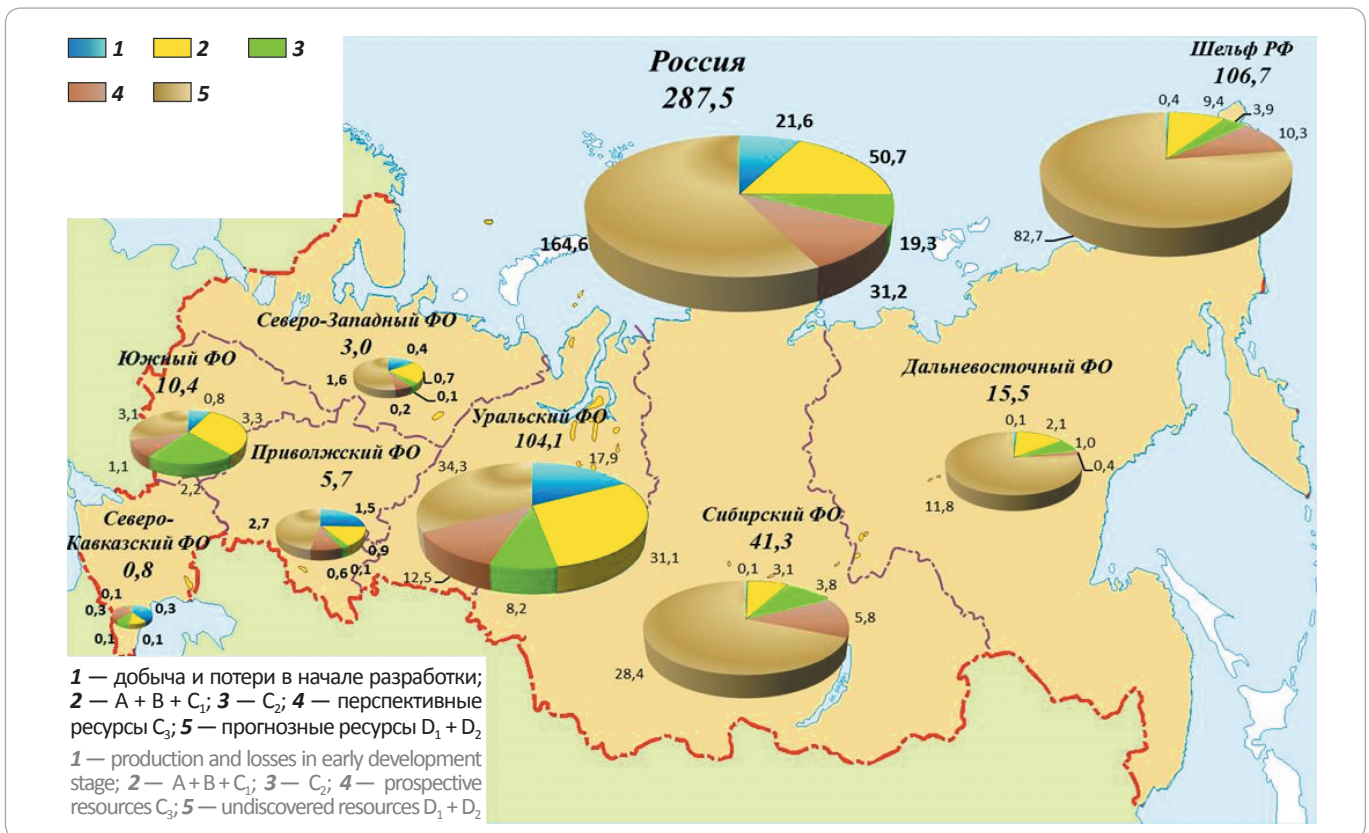
ранее открытых месторождений из нераспределенного фонда.

Существенно изменилась обстановка в газовой сфере в последние 12 лет (2006–2017) (финансово-ценовые кризисы, ухудшение в отдельные годы конъюнктуры газового рынка, появление сланцевого газа в Северной Америке, пока маловостребованные мировые по объему запасы Катара и Ирана, в сумме — 57,8 трлн м³, извлекаемые, новые открытия на шельфе в Восточном Средиземноморье, на шельфе Африки и Австралии и т. д.). Именно вследствие этих причин возможна некоторая тактическая кор-

ректировка общей стратегии развития МСБ газодобычи России в ближней перспективе (2018–2025) без изменения генеральной задачи ее расширенного долговременного воспроизводства до 2040 г. (тактика гибкого реагирования на быстроменяющиеся конъюнктурные условия на мировом и региональных рынках газа и нефти).

К территориям деятельности и сфере интересов развития МСБ ПАО «Газпром» относится вся Россия, включая акватории морей. С момента своего создания (в 1993 г.) Общество постоянно расширяет сферу своей производственной деятельности на суше

Рис. 1. Структура запасов и ресурсов свободного газа России на 01.01.2016 г., трлн м³
 Fig. 1. Structure of free gas reserves and resources as on 01.01.2016 (TCM)



России и в окружающих ее морях. По состоянию на 01.01.2017 г. компания с дочерними обществами контролировала 36,4 трлн м³ разведанных геологических запасов свободного газа (более 70 % общероссийских).

Лицензионные участки расположены во всех основных газосодержащих осадочных бассейнах страны. На рис. 2 приведено распределение по регионам и структура запасов газа ПАО «Газпром» (без учета запасов ПАО «Газпром нефть») по основным регионам РФ. Наиболее значительная их часть приурочена к Западной Сибири (суша и Южно-Карская область, включая акватории Обской и Тазовской губ).

Несмотря на значительный суммарный объем, структура запасов неравнозначна по глубине их залегания, удаленности от районов с развитой инфраструктурой и единой системы газоснабжения, по степени сложности промышленного освоения и экологическим ограничениям.

ПАО «Газпром» — глобальная энергетическая компания мирового класса, контролирующая самые большие текущие разведанные запасы (категорий A+B₁+C₁) свободного газа в мире — 36,4/28,0 трлн м³ (геологические/извлекаемые). Необходимость иметь такие значительные запасы при средней добыче за последние 5 лет (500 млрд м³/год) обусловлена следующими причинами:

- преимуществом в развитии газовой отрасли России (Мингазпром = ПАО «Газпром»);

- огромной территорией страны, значительной разбросанностью газосодержащих месторождений (Западная и Восточная Сибирь, Арктика, шельфы морей — арктических и дальневосточных), суровыми условиями ведения любых работ в плане развития и освоения МСБ;

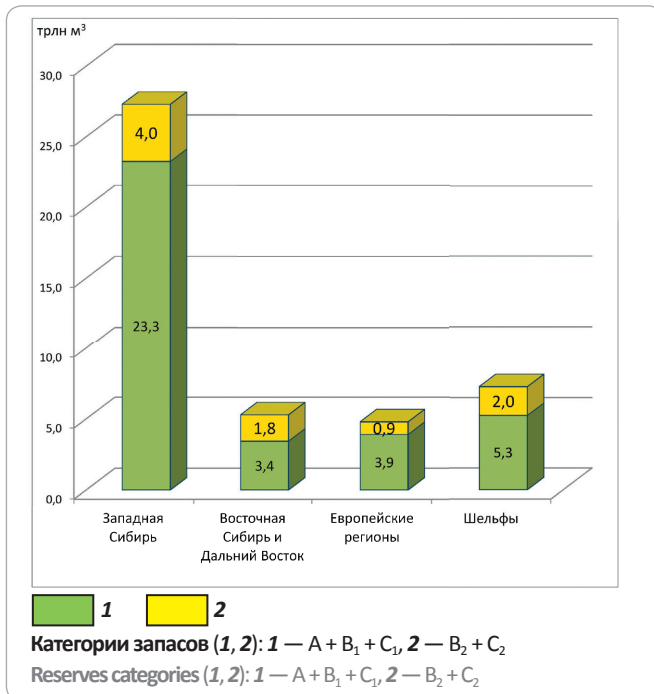
- значительным ухудшением качества и структуры текущих разведанных запасов по сравнению с 2002–2005 гг., существенным истощением высокоэффективных запасов газа, прежде всего, сеноманского комплекса севера Западно-Сибирской мегапровинции;

- все усиливающейся год от года конкурентной борьбой между газопроизводящими компаниями в России: лучшие лицензионные участки 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 собственные, не национальные, а корыстные интересы обогащения их владельцев;

- необходимостью не только поддержания, но и роста газодобычи с 470–500 млрд м³ в 2018–2020 гг. до 650–700 млрд м³ и более в период 2036–2040 гг.,



Рис. 2. Распределение и структура запасов газа ПАО «Газпром» (без учета запасов ПАО «Газпром нефть») на 01.01.2017 г.
Fig. 2. Gazprom gas resources distribution and structure (excluding PJSC Gazprom Neft) as on 01.01.2017



что не может быть осуществлено без дальнейшего развития МСБ: доразведки имеющихся месторождений, открытия и разведки новых месторождений и залежей УВ на суше и особенно на шельфе.

В структуре разведанных геологических запасов ПАО «Газпром» их часть, обеспечивающая стабильную добычу в ареале действующей единой системы газоснабжения, составляет 13,8 трлн м³ (в 2002 г. было 10,7 трлн м³ — отсутствовали многие месторождения, входившие в нераспределенный фонд), по месторождениям с падающей добычей — 7,1 трлн м³ (3,3 трлн м³), удаленных от зон с развитой инфраструктурой — 8,6 трлн м³ (7,8 трлн м³) и т. д. Видно, что при значительном увеличении общих запасов с 2002 по 2017 гг. (на 10 трлн м³) их структура несколько ухудшилась, «разбросанность» увеличилась.

По состоянию на 01.01.2017 г. ПАО «Газпром» и его дочерние общества контролировали 240 лицензионных участков, в том числе под подземное хранение газа — 43, на добычу и разведку — 187, 10 поисковых участков (лицензии вида НП). Геолого-разведочные работы проводились на 141 лицензионном участке. Всего под юрисдикцией Общества находится 155 месторождений преимущественно с залежами свободного газа (ГК, Г), а также типа ГКН/НГК. Кроме того, несколько чисто нефтяных месторождений (Приразломное и др.) принадлежит ПАО «Газпром нефть».

Логика и законы внутреннего развития МСБ с изменением ее структуры определяют необходимость и «реальную вынужденность» существования резерв-

ных запасов УВ, в том числе и газа. В структуре минерально-сырьевой базы Общества объем резервных запасов превышает 6 трлн м³, в том числе по Баренцеву морю — 4,2 трлн м³. Разведанные запасы в объеме 36,4/28,0 трлн м³ (геологические/извлекаемые) — это стратегически и исторически обусловленная величина текущего состояния МСБ газодобычи ПАО «Газпром».

Необходимо отметить специфику новейшего периода развития газовой отрасли РФ. Все ее элементы с годами все более усложняются:

- «старееет» и ухудшается по структуре МСБ газодобычи, все труднее становится искать новые месторождения и залежи УВ в большинстве областей суши, а месторождения на арктическом шельфе будет легко открывать и разведывать, но очень трудно и дорого осваивать;

- заканчивается поисково-эксплуатационная «эра сеноманского газа» в Надым-Пур-Тазовском регионе, а условия разработки залежей УВ в неокме, особенно в ачимовской толще и юре на севере Западной Сибири на порядок сложнее и намного дороже. Очень сложны по геологическому строению и фазовому состоянию месторождения Восточной Сибири;

- ухудшается состояние трубопроводной системы ПАО «Газпром», находящейся в эксплуатации уже 40 лет и более (стандартный срок — 33 года);

- все более сложным по составу становится добываемый газ, а это требует сооружения газохимических комплексов.

Имидж и степень влияния любой добывающей компании в нефтегазовом мире определяются уровнем текущей добычи УВ и планируемой (вероятной) на ближнюю перспективу (8–10 лет), а также контролируемыми текущими разведанными (доказанными) запасами газа, конденсата и нефти, их объемом и структурой (в том числе долей активных запасов в крупнейших месторождениях на национальной территории и за рубежом). Однако в средней и дальней перспективе производство УВ определяется неоткрытыми прогнозными ресурсами (их реально оцененными объемами в недрах), подтверждение которых через поисково-разведочные работы наступает на зрелом этапе освоения УВ-потенциала недр. Современные запасы, как правило, обеспечивают добычу УВ только на ближнюю перспективу. Как и добыча газа и связанного с ним конденсата, по крайней мере, в средней перспективе не должна, а значит, не может снижаться в последующие годы развития газовой отрасли промышленности России, так и процесс прироста новых разведанных запасов за счет поисково-разведочных работ не должен останавливаться даже на короткие отрезки времени (год–два–три).

Но, создав мощную МСБ, никакая 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 и по отдельным странам может корректироваться ее динамическое взаимодействие с развивающейся МСБ (больше, меньше, паритет в динамике отбор/прирост).

Общемировая практика освоения УВ-потенциала 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, обычно 8–10 лет, а часто и более (до 18–20 лет на шельфе). Только для мелких по запасам неглубокозалегающих 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, в 2026–2030 гг. должна быть готова/подготовлена не позднее 2018–2020 гг., в 2031–2035 гг. — 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 своем престиже долговременного оператора в области разведки и добычи. Дальнейшее развитие газовой отрасли промышленности России и ее ведущих добывающих компаний в области разведки и добычи определяется рядом факторов [1, 3, 5, 9]:

- величиной и структурой текущих запасов (геологических/извлекаемых), 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 для развития МСБ и добычи газа на среднюю и дальнюю перспективы (после 2028–2030 гг.);

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

- добычными амбициями, долговременными обязательствами и финансовыми возможностями компаний-операторов;

- требованиями энергетической геостратегии развития России.

По новой классификации запасы свободного газа России на 01.01.2018 г. составляли 49,3 трлн м³, ПАО «Газпром» — 35,4 трлн м³ (с учетом различных значений коэффициентов извлечения газа), т. е. по сравнению с 2017 г. они снизились незначительно (в динамике: отбор/прирост/пересчет).

Подготовка минерально-сырьевой базы, ее восполнение, укрепление и расширение — сложнейшая, многоаспектная проблема, решение которой должно быть взаимосвязано со сценариями добычи газа и жидких УВ, геологическими возможностями для успешного развития поисково-разведочных работ в малоизученных регионах, дальнейшей транспортировкой газа, вероятной (прогнозируемой) динамикой конъюнктуры внутреннего, региональных и мирового газового и нефтяного рынков, проблемами экологии и взаимоотношений с местными властями, стратегическими партнерами и конкурентами, а главное — с финансовыми возможностями добывающих компаний-операторов и их внешними обязательствами по поставкам УВ на перспективу.

Минерально-сырьевая база газо- и нефтедобычи в виде текущих разведанных запасов УВ в случае отсутствия или малых объемов пополняющих ее приростов (ежегодных и/или за какой-либо период — 3–5 лет и тем более 8–10 лет) быстро ухудшается по качеству и уменьшается, причем добыча начинает снижаться за много лет до полного исчерпания извлекаемых запасов в силу неуклонного ухудшения их структуры и качества (как и первыми вводятся в разработку, так и интенсивно разрабатываются в дальнейшем, как правило, наилучшие по добычным возможностям и геолого-экономическим характеристикам запасы крупнейших из оставшихся месторождений и залежей).

Необходимость непрерывного развития минерально-сырьевой базы газодобычи путем проведения поисково-разведочных работ обусловлена следующими причинами:

1. Полувековое «господство» газоносных отложений сеномана Надым-Пур-Тазовского региона близко к завершению, структура текущих запасов усложняется (с ухудшением отдельных элементов), освоение новых регионов подразумевает значительные затраты, особенно на шельфе, и большие геологические, экологические и экономические риски [5, 7, 9];

2. Очевидна необходимость постоянного присутствия Общества в основных регионах деятельности по развитию минерально-сырьевой базы, в том числе необходимость сохранения хотя бы минимальных мощностей по поискам и разведке, с учетом кратчайших сроков их мобилизации при необходимости на полную (необходимую!) мощность;

3. В случае изменения конъюнктуры газового и нефтяного рынков и восстановления долговременных «справедливых» мировых цен на энергоносители (на нефть 80 долл/баррель и более, на газ 270–300 долл/тыс. м³) должен быть стратегический резерв подготовленных запасов для быстрого увеличения добычи газа (в ареале ЕСГ — фонд «быстрого реагирования»).

4. Всестороннее развитие и совершенствование отечественных технологий в области импортозамещения, прежде всего в направлении строительства и освоения глубоких скважин в сложных горно-геологических условиях (Арктика, глубокий шельф).

Дальнейшее развитие минерально-сырьевой базы за счет прироста разведанных запасов УВ в ходе геолого-разведочных работ 2018–2040 гг. в России, в том числе по предприятиям ПАО «Газпром», должно обеспечить:

- восполнение (в значительной степени) отборов новыми приростами в районах современной газодобычи или тяготеющих территориально к действующей единой системе газоснабжения с учетом качества вновь приращиваемых доказанных запасов;

- организацию новых центров добычи УВ в Арктике, Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, включая шельфовый ареал о-ва Сахалин, обеспечение их активными запасами;

- разработку разноуровневой целевой инвестиционной стратегии освоения перспективных и прогнозных ресурсов УВ на участках распределенного и нераспределенного фондов недр с учетом результатов комплексного риск-анализа.

Даже простое воспроизводство начальных запасов, уменьшающихся в ходе добычи газа разведанных и эксплуатируемых залежей, требует прироста новых геологических запасов с коэффициентом не менее 1,15–1,20 (извлекаемых — не менее 1,05).

Согласно оценкам Министерства энергетики России (март 2015 г.) общенациональное ежегодное производство газа в 2035 г. прогнозируется в объеме 871–926 млрд м³ (пессимистический сценарий), нефти и конденсата — 525 млн т (оптимистический сценарий). По мнению авторов статьи, эта прогнозируемая добыча по газу (свободный газ +НПГ), вероятнее всего, занижена против реально возможной (необходимой) и завышена для жидких УВ. Таким образом, по газу необходим и реален неуклонный рост добычи, главная задача по жидким УВ — ее удержание на достигнутом уровне (но не менее 500 млн т, по крайней мере до 2030 г.).

Для развития минерально-сырьевой базы в рамках государственной подпрограммы «Воспроизводство минерально-сырьевой базы, геологическое изучение недр» (февраль 2015 г.) предусматривается увеличение приростов новых разведанных запасов газа с 1,6 трлн м³ в 2018 г. до 1,8 трлн м³ в 2020 г. и далее, стабильные приросты нефти — 0,8 млрд т ежегодно (несколько завышено против реальных возможностей). Достижение этих показателей будет обеспечено за счет проведения поисково-разведочных работ всеми компаниями, владеющими лицензиями на участки недр.

Согласно стратегическим планам развития газовой отрасли промышленности России, разра-

ботанным в последние годы, национальное производство газа должно увеличиться к 2040 г. до 940–1000 млрд м³, в том числе предприятиями ПАО «Газпром» — до 700–730 млрд м³, а в 2050 г. — до 1150 и 750 млрд м³ соответственно, при этом морская добыча газа превысит 300 млрд м³/год (здесь учитывается добыча только традиционного газа).

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

Просматривается три главных направления развития МСБ газовой отрасли промышленности России на перспективу до 2040 г.: западно-сибирское (арктические области суши одноименной мегапровинции), восточно-сибирское (Сибирская платформа, включая восточную, якутскую части) и морское (шельфовое — западно-арктический шельф, а также Охотское море). Именно стратегически обусловленное расширенное воспроизводство МСБ газодобычи предопределяет необходимость выхода с поисками в новые районы и области суши, активизацию поисков в пределах акваторий арктических и дальневосточных морей России, а также обоснование новых перспективных направлений и крупных неопоскованных объектов для повышения эффективности развития сырьевой базы газодобычи.

Главные стратегические регионы дальнейшего развития МСБ газо- и нефтедобычи ПАО «Газпром» в 2018–2040 гг.:

- северные и арктические области Западной Сибири (на суше Ямало-Ненецкого АО — Ямал, Гыдан и Южно-Карская область — на шельфе);

- южные и центральные области Восточной Сибири, в дальней перспективе (после 2025 г.) — неизученные регионы северо-запада мегапровинции (Северо- и Южно-Тунгусская провинции);

- шельф западной части Арктики (после 2030 г.).

К тактическим областям (в рамках сравнительно узких временных периодов, масштабов деятельности и их результативности) относятся:

- на суше:

- северные и юго-восточные районы Тимано-Печорской провинции;

- юго-западное и северо-восточное обрамления Прикаспийской впадины и юг Предуральяского прогиба;

- Енисей-Хатангская область Западной Сибири (Усть-Портовский район — левобережье и правобережье нижнего течения р. Енисей);

- Лено-Виллюйская впадина (газ);

– на шельфе:

- Обская и Тазовская губы Карского моря (газ и конденсат);

- Присахалинский шельф (все УВ).

Тактико-стратегическая иерархия регионов, областей и центров газодобычи (настоящих и будущих) в период 2018–2040 гг. (после возможного завершения текущего производственно-ценового кризиса в нефтяной и газовой отраслях до 2019–2020 гг.) следующая:

- Надым-Пур-Тазовский регион (главный, но существенно истощенный по газу регион с падающей добычей);

- Ямал (суша) — главный стратегический регион (новый), приходит на смену Надым-Пур-Тазовский регион (после 2026–2028 гг.);

- Восточно-Сибирский — стратегический регион (доразведка и освоение месторождений-гигантов, при этом не исключена временная консервация *поисковых работ* до 2021–2022 гг. в силу их низкой эффективности на юге Сибирской платформы);

- Гыдано-Тазовский — необходимо расширение ареала поисковых работ на суше — в центральных и восточных районах Гыданской области, в Тазовской губе — поиски УВ в неокме, доразведка открытых месторождений;

- Присахалинский (Охотоморский — шельф, суша Камчатки) — тактический;

- Приамальский (Южно-Карский) — стратегический на среднюю и дальнюю перспективу;

- Баренцевоморский (дальняя стратегия — после 2030 г.: высокая неопределенность в использовании добываемого в будущем газа, неочевидная целесообразность ведения поисково-разведочных работ в период 2019–2028 гг.);

- европейские области (малые масштабы производства — добычи и новых приростов запасов УВ).

В настоящее время и в обозримом будущем в пределах Северной Евразии будет действовать до 20 центров газодобычи, многие из них в настоящее время не обеспечены запасами УВ и требуют форсированного развития минерально-сырьевой базы уже в средней перспективе. Ведущим по запасам и ресурсам свободного газа является Ямало-Баренцево-Карский арктический мегаузел газонакопления (рис. 3).

Важнейшим для ПАО «Газпром» и газовой промышленности России в целом уже более 45 лет остается Надым-Пур-Тазовский центр газодобычи, буровая изученность которого по отдельным областям оценивается в 65–80 % (в интервале от кровли сеномана до средней юры), однако его минерально-сырьевая база находится на завершающем этапе своего развития как в плане добычи, так и новых открытий и приростов.

Развитие минерально-сырьевой базы России и ПАО «Газпром»

По оценке экспертов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (2017), в структуре неоткрытых ресурсов газа России прогнозируется развитие 34–36 месторождений-гигантов (более 300 млрд м³ каждое), в том числе 6–8 сверхгигантских месторождений (1–2,5 трлн м³), из них в недрах акваторий соответственно 30–34 и 5–6 (преимущественно в Карском, а также в Баренцевом морях, в Охотском море — не более двух новых гигантов, один уже открыт и находится в разведке — Южно-Кириновское газоконденсатное месторождение), при этом поиск на арктическом шельфе и тем более разведку газосодержащих месторождений с реальными геологическими запасами менее 100 млрд м³ до 2035 г. необходимо признать нецелесообразным. В случае открытия подобных месторождений поисково-разведочные работы должны быть законсервированы до начала и планового ввода в промышленную эксплуатацию с попутной доразведкой.

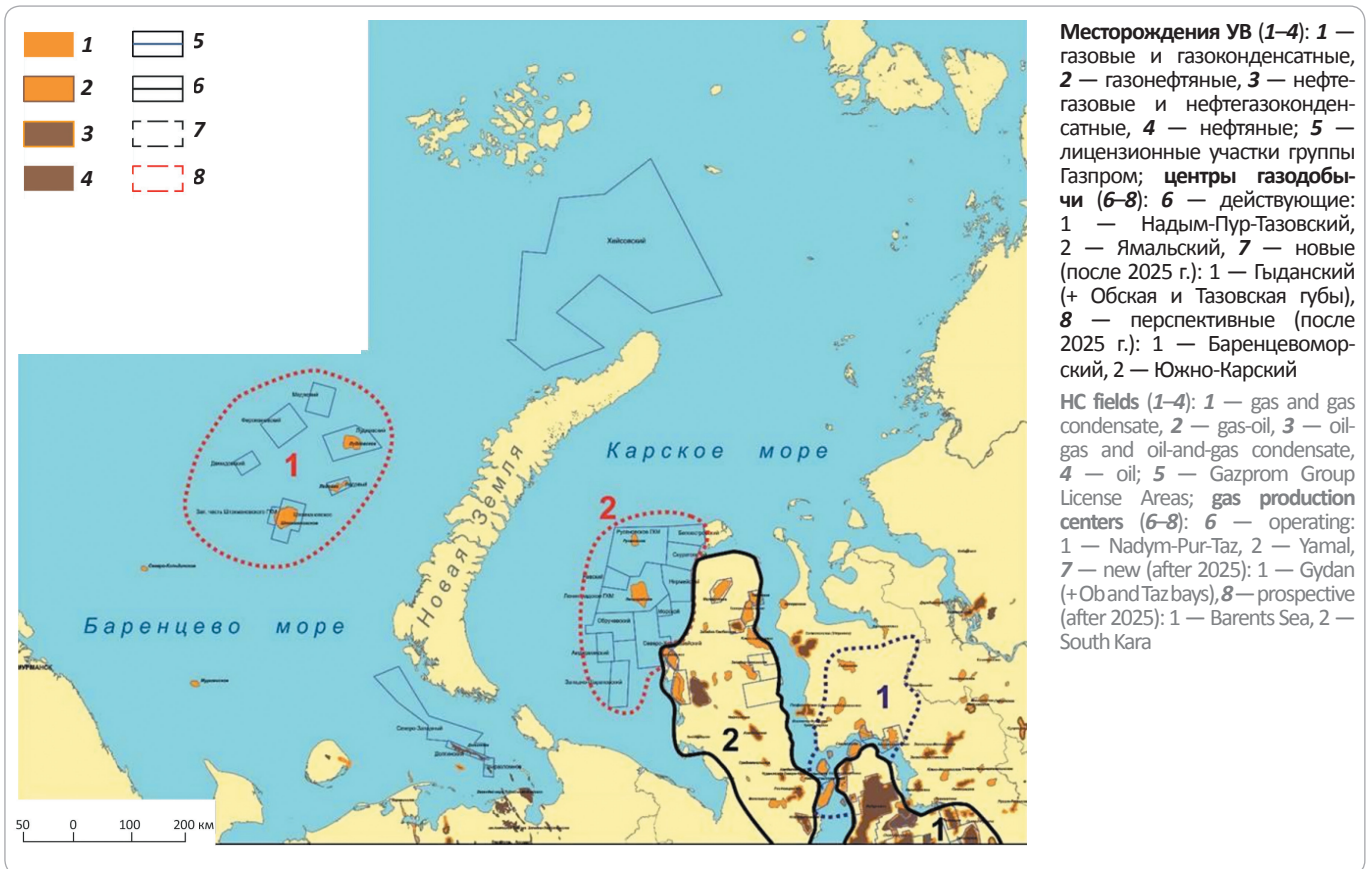
Главная текущая проблема поисково-разведочных работ — отсутствие новых крупных открытий месторождений и залежей УВ на суше России. По-видимому, главные причины — значительная опоскованность недр имеющихся лицензионных участков, отсутствие поисковых заделов и реально существующих крупных по объему перспективных ресурсов УВ. В 2015–2017 гг. сократился объем поискового бурения, проводимого крупнейшими компаниями России за счет увеличения разведки и доразведки месторождений и залежей, открытых еще до 1990 г. Цель: «разведка любой ценой с приростом промышленных запасов». Очевидно, что такая же тенденция сохранится, по-видимому, и до 2020 г., когда завершится текущее двадцатилетие развития поисково-разведочных работ в России. Вместе с тем, ориентировать геолого-разведочные работы только на доразведку давно открытых залежей и опоскование невоскрытых горизонтов известных месторождений, обнаруженных еще 20–30 лет назад, — значит не развивать стратегию МСБ на среднюю и дальнюю перспективы. Как правило, залежи УВ в глубоких горизонтах (3,5–5,5 км) по всем параметрам хуже, чем в средних и тем более залегающих неглубоко.

Общая стратегия развития МСБ газодобычи Общества до 2050 г. должна исходить из разумного сочетания геолого-разведочных работ на суше (в наиболее перспективных областях Сибири — Западной и Восточной и Дальнего Востока) на ближнем шельфе (активные работы в Охотском море до 2025 г.) и постепенного расширения геологоразведки на Приамальском шельфе Карского моря и на акватории Баренцева моря (2026–2050).

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



Рис. 3. Центры газодобычи Западно-Арктических областей Северной Евразии
Fig. 3. Gas production centers in the West Arctic areas, Northern Eurasia



(ПАО «Газпром» — 14–15 трлн м³) с коэффициентом восполнения добычи около 1,10–1,15. По сути, это простое восполнение, так как приращиваем геологические запасы в недрах, а добываем извлекаемые запасы, если считать товарную добычу газа без объемов обратной закачки на нефтяных месторождениях (однако в условиях России эта расходная статья баланса невелика).

В 2036–2050 гг., согласно расчетам экспертов Газпрома, общий прирост по России оценивается в 23–24 трлн м³ (ПАО «Газпром» — 13–14 трлн м³), при этом объемы геолого-разведочных работ должны возрасти в 1,4–1,5 раза против предыдущих 17–20 лет, что связано с неуклонным снижением эффективности и увеличением глубинности как поискового, так и разведочного бурения по всем регионам суши и отдельным морям (южным, Охотскому и др.). Общий прирост до 2050 г. оценивается в 45–47/36–37 трлн м³ (геологических/извлекаемых). Развитие минерально-сырьевой базы газа в России, в частности предприятиями ПАО «Газпром», до 2040 г. будет характеризоваться следующими условиями:

– завершением поисков на суше последних крупнейших (более 100 млрд м³), а также ряда крупных (более 30 млрд м³) газосодержащих месторождений в освоенных районах Западной и Восточной Сибири,

их дифференцированной разведкой (в зависимости от крупности вновь открываемых залежей);

– выборочным опоскованием Приямальского и Присахалинского шельфов в 2021–2030 гг. и Баренцевоморского шельфа с 2031–2033 гг. на новых перспективных структурах по схеме: одна–две поисковых присводовых и одна оценочно-разведочная скважины на максимально возможную и целесообразную глубину (низы неокома — в Южно-Карской области, верхи триаса — в Баренцевом море и т. д.). Цель — открытие крупнейших и гигантских месторождений и залежей УВ, оценка их геологических запасов УВ (с соотношением категорий C₂ > V + C₁). При обнаружении относительно небольших месторождений (менее 30 млрд м³ типа Обского, Мынгинского и др.) — временная консервация поисково-разведочных работ с их плановым возобновлением за 5–6 лет до ввода в промышленную эксплуатацию;

– завершением массовых геолого-разведочных работ на глубокие горизонты (более 4 км) в большинстве областей суши России в связи с высокими рисками неполучения положительных результатов в виде новых открытий и приростов промышленных запасов газа и особенно нефти.

Будущие поисковые работы в центрально-восточных зонах Южно-Карской области (Приямальский

шельф) характеризуются низкими ресурсно-геологическими рисками по неоком-аптскому комплексу и высокими — по юре, тоже соответственно по нижне-среднеюрскому и триасовому комплексам Баренцева моря и др. Западная половина шельфа (Приноземельская) имеет меньшие шансы для освоения УВ-потенциала недр в обозримом будущем из-за удаленности от Ямала (300–350 км).

Необходимо подчеркнуть, что будущее развитие минерально-сырьевой базы газовой отрасли России будет определяться именно успехами поисковых работ, хотя следующие за ними разведка и доразведка обеспечивают прирост доказанных (промышленных) запасов газа и нефти — на 80–90 % ежегодных суммарных приростов по итогам поисково-разведочных работ.

Планово-рыночное развитие минерально-сырьевой базы газа ПАО «Газпром» должно происходить в соответствии с имеющимися стратегическими государственными программами развития топливно-энергетического комплекса, нефтяной и газовой отраслей промышленности, однако не полностью находиться в «створе» планов официального их развития. Свобода маневра по всем параметрам минерально-сырьевой базы должна быть: по динамике добычи и новых приростов запасов, по показателям поисково-разведочных работ, экспортной направленности и др. Тем более, что никогда, нигде и ни в чем принятые и утвержденные планы не выполнялись. Даже расчеты по добыче газа в отдельные годы корректировались по 2–3 раза, но все равно чаще всего итоговая (результатирующая) добыча газа за год им не соответствовала (больше-меньше). Прекрасный пример демонстрирует даже 2017 г. по добыче газа и Россией в целом и ПАО «Газпром», когда фактические цифры добычи существенно превысили плановые («сработала внеплановая» благоприятная конъюнктура газового рынка в Европе — провал планов поставки СПГ из США для давления на Россию).

Будущее газодобычи в России

Ресурсные возможности недр Северной Евразии (суша и шельф) позволяют довести национальную добычу природного газа до 850–900 млрд м³ и более (к 2033–2035 гг.). Так уж распорядилась матушка-природа, создав самый большой в мире газовый потенциал в осадочных бассейнах России в виде месторождений и залежей свободного газа с суммарным начальным объемом 200 трлн м³, а возможно, и несколько более — только традиционного газа с прогнозной частью до 100 трлн м³. Этот объем следует рассматривать как гарантированный минимум ресурсов свободного газа России. Огромны ресурсы нетрадиционного газа в бассейнах Северной Евразии, прежде всего в низкопроницаемых резервуарах на глубинах 3,3–4,5 км. Укрупненная формула развития МСБ ПАО «Газпром» в целом на дальнюю перспективу (до 2040 г.) такова, трлн м³ (геол.):

Текущие запасы (2017)	–	Накопленная добыча (по периодам и центрам газодобычи)	+	Приросты новых запасов (по лицензионным участкам Общества и перспективным районам)	+	Увеличение запасов за счет месторождений нераспределенного фонда и работы с активами других компаний	=	Текущие запасы к концу 2040 г.
36,4		12,7		14–15,3		1		38,7–40

Подобная простая формула развития обладает значительной внутренней сложностью (изменением структуры каждого элемента в динамике до временного рубежа — 2040 г.).

В конечном итоге геологические запасы Общества на 01.01.2040 г. составят не менее 38 трлн м³, России в целом — 53–54 трлн м³. По различным оценкам, в 2040 г. общее производство газа в России может превысить 920–950 млрд м³ (до 1 трлн м³), объемы добычи газа более 0,9–0,95 трлн м³ будут обеспечиваться, скорее всего, за счет нетрадиционного газа (более 100–150 млрд м³/год), что будет составлять менее 1 % их технологически извлекаемых объемов (без учета газогидратов). Таким образом, реально максимальный уровень национального производства природного газа России в 2041–2050 гг. оценивается в 1,1 трлн м³, а минимальный уровень будет определяться мировой конъюнктурой газового рынка по краткосрочным периодам (2–4 года).

Газовый баланс России до 2050 г.:

- накопленная добыча за 2018–2050 гг. — 27–28 трлн м³;
- прирост в 2018–2050 гг. — до 32 трлн м³ (коэффициент восполнения 1,14–1,19);
- годовая добыча в 2050 г. — 1100–1150 млрд м³, в том числе 900–950 млрд м³ — традиционный газ (ПАО «Газпром» — до 730–750 млрд м³), 150 млрд м³ — нетрадиционный газ (все компании-операторы), 50 млрд м³ — нефтяной газ;
- текущие запасы к 2051 г. — 54–55/34–35 трлн м³ (геологические/извлекаемые).

Общемировая добыча газа составит в 2050 г. (из традиционных и нетрадиционных источников) 6,0–6,5 трлн м³, в том числе России — 1050–1150 млрд м³, США — 950–1000 млрд м³ (сопернательное противостояние продолжится). Освоение и промышленное использование УВ-потенциала недр осадочных бассейнов — сырьевых регионов России — будет продолжаться до 2060–2065 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, прежде всего природного газа. К ним относятся геологические ресурсы в плотных низкопроницаемых коллекторах (природных резервуарах), углях и сланцах (угольный метан и сланцевый газ) и газогидратах.



Из всех видов нетрадиционного газа первым будет масштабно востребован газ, скопления которого залегают в низкопроницаемых горизонтах большинства гигантских газосодержащих месторождений Западно-Сибирской мегапровинции (Уренгойского, Ямбургского, Заполярного, Харасавэйского и многих других) ниже промышленно газоносного интервала (обычно глубже 3200–3500 м). По различным оценкам, геологические ресурсы подобных скоплений до глубин 6–7 км в России превышают 180 трлн м³ и сопоставимы с начальными потенциальными ресурсами традиционного газа (по расчетам экспертов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», в 2015 г. — 188–200 трлн м³).

Однако, добывные возможности скоплений «плотного газа», безусловно, существенно ниже, чем традиционного (по значениям КИГ — конечным — соответственно 0,35–0,50 и 0,65–0,90), но это настоящий, «живой» газ, по сравнению с угольным, сланцевым и газогидратным (связанные формы природного газа). Таким образом, сравнительное положение России в «газовом мире» в ближайшие 30–35 лет представляется как выигрышное, оно оценивается весьма оптимистично. Основопологающая роль ПАО «Газпром» в процессе развития (расширения и укрепления) и освоения минерально-сырьевой базы, обеспечения национальной добычи останется неизменной. Сегодняшний день природного газа России определяется Сибирью, завтрашний — арктическими областями суши и особенно шельфа.

Выводы

1. Недр осадочных бассейнов мегаконтинента Евразия, в том числе его эпиконтинентальных морей, максимально обогащены горючими ископаемыми в виде традиционных и нетрадиционных ресурсов нефти и газа. Наиболее значительные потенциальные и неоткрытые традиционные ресурсы УВ предполагаются в осадочных мегабассейнах: Западно-Сибирском, Арабо-Персидском, Восточно-Сибирском, газа — в арктических шельфовых бассейнах.

2. Большинство стран и регионов мира частично или полностью обеспечены каким-либо одним из видов горючих ископаемых, редко — двумя, чрезвычайно редко — всеми видами, особенно традиционных запасов и ресурсов. К последним относится только Россия, а с учетом нетрадиционных ресурсов газа — Китай; нетрадиционных ресурсов УВ в сумме — Россия, США, Канада. Все они обладают самыми значительными территориями и богатейшим шельфом, в том числе в Арктике. Именно за счет масштабного освоения Циркумарктических бассейнов получит дальнейшее развитие, по крайней мере, газовая промышленность России, США и Канады.

3. Реальные потенциальные ресурсы свободного газа провинций России, по данным экспертов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», оцениваются в диапазоне 189–205 трлн м³, в том числе прогнозные (неоткрытые+неразведанные) — около 100/80–82 трлн м³ (геологические/извлекаемые).

4. Ресурсная обеспеченность производства всех видов УВ-сырья в России оценивается как достаточная до 2060 г. и далее. По природному газу она значительно выше, чем по нефти. Это обусловит освоение нетрадиционных ресурсов газа только начиная с 2030 г., но активная разработка всех видов ресурсов нефти необходима уже с 2025–2026 гг. (прежде всего, сланцевой — в баженовской свите Западной Сибири).

5. Развитие МСБ газа России позволит добывать к 2040 г. до 1 трлн м³, в том числе ПАО «Газпром» — 700–750 млрд м³/год, возможно более. Главными газодобывающими регионами после 2035 г. станут Ямало-Карский (суша и шельф Южно-Карской области) и Баренцевоморская провинция.

Главное противостояние в газовом мире — между Россией и США — сохранится еще многие десятилетия, однако ресурсная «прочность» этого противостояния выше у России даже за счет только ресурсов традиционного газа, а Америка уже ввела в бой свои последние резервы — сланцевый и угольный газ.

Литература

1. Гафаров Н.А. Глобальный газовый бизнес в XXI веке: новые тенденции, сценарии, технологии — М. : ООО «Газпром экспо», 2011. — 318 с.
2. Гулев В.Л., Гафаров Н.А., Высоцкий В.И. и др. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти — М. : ООО «Издательский дом Недр», 2014. — 284 с.
3. 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.
4. 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. : ВНИИГАЗ, 1998. — С. 43–50.
5. Ремизов В.В., Пономарев В.А., Скоробогатов В.А., Старосельский В.И. Состояние и перспективы развития сырьевой базы газовой промышленности России // Минеральные ресурсы России. — № 4. — 1998. — С. 11–17.
6. 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.
7. 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. : Газпром ВНИИГАЗ, 2011. — С. 15–25.
8. Скоробогатов В.А., Истомин В.А., Якушев В.С. Традиционные и нетрадиционные ресурсы природного газа России // Газовая промышленность. — 2000. — С. 29–30.
9. 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.