

УДК 553.98.001

В.А. Скоробогатов, С.Н. Сивков, С.А. Данилевский

Проблемы ресурсного обеспечения добычи природного газа в России до 2050 года

Ключевые слова:

ресурсное обеспечение, газодобыча, углеводородный потенциал, прирост запасов, нетрадиционные источники газа.

Keywords:

resource supply, gas production, hydrocarbon potential, increase in reserves, unconventional gas sources.

Основу энергетической геостратегии любой страны составляют планирование, проведение и мониторинг мероприятий по производству (собственному, национальному или импорту), транспорту, потреблению и маркетингу первичных и вторичных энергоносителей, в том числе минеральных, с учетом различных аспектов: ресурсных, географических, геотехнологических, экономических, экологических, геополитических, социальных и др.

По всем прогнозам органические первичные энергоресурсы (горючие ископаемые – уголь, нефть и газ) сохраняют лидирующее положение в топливно-энергетическом балансе большинства стран и регионов мира на протяжении практически всего XXI в. Это связано с высокой обеспеченностью запасами и ресурсами горючих ископаемых многих регионов мира и приемлемой себестоимостью их добычи и транспортировки в обозримом будущем. За последние десятилетия наблюдается неуклонный рост производства природного газа в мире. Так, в 2001 г. интегральная мировая товарная добыча газа составила 2,6 трлн м³ (в том числе в России – 581 млрд м³), в предкризисном 2008 г. – 3,2 трлн м³ (664 млрд м³), в 2009 г. снизилась до 2,9 трлн м³ (585,2 млрд м³).

В 2010 г. мировое производство природного газа увеличилось до 3,2 трлн м³, в России был практически восстановлен докризисный уровень газодобычи – 650,3 млрд м³, в том числе предприятиями ОАО «Газпром» добыто 508,6 млрд м³.

В 2012 г. в мире было добыто 3,4 трлн м³ газа, из них в США – 670,5 млрд м³, в России – 653,4 млрд м³, в том числе предприятиями ОАО «Газпром» – 487 млрд м³.

Мировые запасы газа (на 90 % свободного, в фазообособленных скоплениях типа Г (газовые), ГК (газоконденсатные) и в газовых шапках залежей типа ГН/НГ (газонефтяные/нефтегазовые), ГКН/НГК (газоконденсатнонефтяные/нефтегазоконденсатные)) на 01.01.2013 г. оценивались в 192,4 трлн м³, в том числе России – 48,9 трлн м³. Эти запасы составляют общемировую минерально-сырьевую базу (МСБ) развития газодобычи, причем ее текущая эксплуатационная задействованность составляет всего 1,6 % (отношение добычи к текущим запасам). Для Российской Федерации эта величина ниже 1,3 %.

Более 90 % современной (2010–2011 гг.) добычи газа ОАО «Газпром» обеспечено запасами, подготовленными, главным образом, в 1971–1989 гг., т.е. 20–40 лет назад, с соответствующими затратами на поиски и разведку и ценами на различные виды геологоразведочных работ (ГРП) 1970-х–1980-х гг., которые были на порядок ниже современных.

Проблемы дальнейшего развития МСБ и ресурсного обеспечения газодобычи в России до 2035 и 2050 гг. отражены в ряде работ [1–8].

Прогноз развития газовой промышленности мира и отдельных стран на весь XXI в., особенно на его вторую половину, малодостоверен и характеризуется сочетанием большого числа неопределенностей. Прогнозирование на дальнюю, но обозримую перспективу (до 2040–2050 гг.) значительно более реально, так как подкрепляется уже известными тенденциями развития до 2020 г. и далее до 2030–2035 гг., пролонгация которых до 2050 г. представляется достаточно обоснованной с учетом существующих реалий.

Прогноз на любую перспективу базируется в первую очередь на особенностях развития МСБ углеводородов (УВ). Запасы углеводородного сырья (газ, конденсат, нефть)

в недрах тех или иных месторождений, контролируемых компаниями-операторами (владельцами лицензий на участки недр), самодостаточны: они имеют коммерческую и биржевую ценность и являются главными активами, которые можно продать, купить, обменять, переуступить и т.д. Однако главное предназначение запасов различных категорий изученности/достоверности как промышленных (категорий $A + B + C_1$), так и предварительно оцененных (категории C_2) – обеспечение коммерческой добычи УВ на ближнюю и среднюю перспективу в зависимости от величины запасов и темпов отбора газа и жидких УВ из недр тех или иных месторождений.

Очевидна следующая природно-функциональная (геотехнологическая) цепочка (направленность) движения УВ в недрах месторождений (прогнозируемых → открытых):

ресурсы ($D_2 \rightarrow D_1 \rightarrow C_3$) →
запасы (перевод посредством ГРП запасов
 категорий $C_2 \rightarrow C_1 \rightarrow B$) →
добыча (текущая, накопленная).

Без ресурсов (достоверных, реально предполагаемых в недрах осадочных бассейнов) нет запасов, без запасов нет добычи, без добычи УВ невозможен нефтегазовый бизнес. Таким образом, совершенно необходима реализация следующей «цепочки» событий и явлений:

анализ + прогноз (наука) →
поисково-разведочные работы
 (прирост запасов категорий $B + C_1$) →
освоение и разработка месторождений →
промышленная рентабельная добыча.

При этом ни одно из последующих звеньев этой цепи не может быть реализовано без успешной реализации ее предыдущего звена.

МСБ в виде начальных и текущих запасов и прогнозных ресурсов газа и жидких УВ – первооснова, фундамент всей производствен-

ной деятельности газовой отрасли промышленности России и ее крупнейшей газодобывающей компании – ОАО «Газпром». От текущего состояния и перспектив развития МСБ зависят уровни добычи, транспортирования и поставок газа внутри страны и на экспорт в ближней (до 2020 г.), средней (до 2030–2035 гг.) и дальней (до 2050 г.) перспективе.

Традиционные начальные потенциальные ресурсы газа (НПРГ) мира оцениваются в 600÷650 трлн м³, из них на долю России приходится, по разным оценкам, около 220÷250 трлн м³. С ними сопоставимы геологические ресурсы газа в плотных низкопроницаемых коллекторах (плотный газ – ПГ) на средних и больших глубинах (3÷6 км и более) в нефтегазоносных бассейнах различного типа и возраста, т.е., по сути, нетрадиционные ресурсы. Очень значительны (по мировым масштабам) геологические ресурсы, находящиеся в микроконцентрированном и рассеянном состояниях (газ, ассоциированный с углем (угольный газ – УГ) и вмещающими породами в виде микроскоплений) и в катагенетически высокопреобразованных глинистых сланцах, в которых битумогенерация сменилась вторичной газогенерацией за счет термотрансформации рассеянных битумоидов пород и сапропелевого органического вещества (ОВ) в жирный, а затем в сухой газ (сланцевый газ – СГ). Ресурсы всех нетрадиционных источников получения природного газа (без газогидратов) не менее чем в 2,0÷2,5 раза превышают начальные традиционные ресурсы газа в обычных газовых и газоконденсатных скоплениях, находящихся на достижимых бурением глубинах 6÷7 км.

Результаты прогноза динамики мировой добычи газа до 2050 г. приведены в табл. 1.

Согласно стратегическим планам развития газовой отрасли, производство газа в РФ должно увеличиться к 2030 г. до 1,0 трлн м³, в том числе предприятиями ОАО «Газпром» – до 730÷760 млрд м³, при этом морская добыча только традиционного газа превысит 200 млрд м³/год. Весьма актуальна проблема

Таблица 1

Прогноз динамики мирового производства минерального газа

Объем производства, трлн м ³ (в том числе РФ)	Годы				
	2010	2020	2030	2040	2050
2,6 (0,58)	3,2 (0,65)	4,0 (0,82)	4,5 (0,94÷1,0)	5,2÷5,5 (1,1*)	до 6,0 (1,1÷1,2*)

* С учетом добычи газа из нетрадиционных источников (ПГ, УГ) до 15÷18 (20 %).

оценки уровней добычи на перспективу. В частности, интервал неопределенности интегральной добычи по предприятиям ОАО «Газпром» оценивается экспертно в ± 10 млрд м³ в 2020 г., ± 20 млрд м³ в 2030 г. и до ± 35 млрд м³ в 2035 г. в связи с рядом причин (неопределенностей):

- не поддающейся точному прогнозу конъюнктурой мирового газового рынка, подверженной периодическим подъемам и спадам (как например, в 2009–2010 гг.);
- неполным учетом/неучетом потенциальной добычи газа из ряда газоносных объектов (ачимовской толщи), а также газовых шапок нефтегазоконденсатных месторождений (Новопортовского, Тазовского, группы Месояхских месторождений в ЯНАО, Юрубчено-Тохомского и Курумбинского в Красноярском крае и др.).

Таким образом, в 2035 г. диапазон возможной интегральной добычи газа ОАО «Газпром» в России составит от 700÷703 до 763÷765 млрд м³ (без вероятной добычи угольного, плотного и сланцевого газов).

Ни одна страна в мире в обозримом будущем не достигнет уровня национальной добычи в 1 трлн м³/год ни за счет свободного газа обычных скоплений, ни за счет нетрадиционного газа. Уровень национального производства США к 2030 г. ожидается в пределах 750÷770 трлн м³ (60÷70 % которого по современным критериям составит газ из нетрадиционных источников).

К 2035–2040 гг. в России объемы добычи газа сверх 1,0 трлн м³ будут обеспечиваться, скорее всего, нетрадиционным газом (более 100÷150 млрд м³/год), что составит десятки доли процента от их технологически извлекаемых объемов. Таким образом, реально максимальный уровень национального производства природного газа России оценивается в 1,10÷1,20 трлн м³. В предстоящие двадцать лет в России появится ряд новых крупных центров газодобычи: Ямальский (с Карским шельфом), Гыданский (с Обской и Тазовской губами), Иркутский, Якутский на суше, а также Баренцевоморский, Охотоморский и др. В дальнейшем предполагаются стабилизация достигнутого уровня (примерно до 2040 г.) и снова медленный рост, но уже за счет все более активной разработки нетрадиционных источников природного газа, прежде всего плотного и угольного, так как реальные ресурсы сланцевого газа в России относительно невелики.

За период 2011–2030 гг. суммарная добыча по России составит около 18,5 трлн м³, в том числе по ОАО «Газпром» – 13,5 трлн м³ (± 10 %, за счет ряда неопределенностей).

За последующие 20 лет добыча всех компаний-операторов на суше и шельфе России оценивается в 20,5÷21,0 трлн м³ (при ежегодной добыче до 1030÷1050 млрд м³/год после 2035 г.), суммарно за 40 лет – в 39,0÷39,5 (до 40) трлн м³.

Авторский прогноз производства газа ОАО «Газпром» после 2030 г. в России и странах ближнего и дальнего зарубежья (БДЗ) отражен на рис. 1.

Какова же ресурсная обеспеченность национальной добычи России до 2050 г. (имея в виду, что запасы – открытая часть ресурсов)?

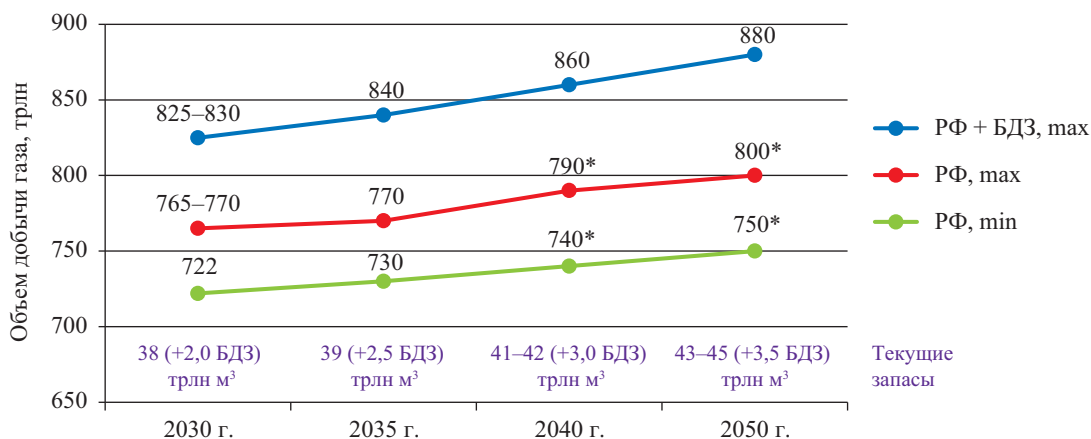
По данным работы [2], на начало 2010 г. разведанные запасы России составляли 48,2 трлн м³, в том числе 33,6 трлн м³ приходилось на ОАО «Газпром», 10,8 трлн м³ составляли запасы вертикально интегрированных нефтяных и независимых компаний, 3,4 трлн м³ приходилось на нераспределенный фонд, контролируемый государством. Накопленная добыча газа в целом по России составила к началу 2010 г. 17,9 трлн м³. Запасы газа категории С₂ по предприятиям Общества составляли 8,0 трлн м³. В России на начало 2012 г. было открыто и разведано 3264 месторождения УВ, в том числе газосодержащих (с залежами свободного газа) – 940.

К 2013 г. накопленная добыча нефти в России превысила 21 млрд т. Добыто 20 трлн м³ газа, начальные открытые запасы (с учетом категории С₂) составляют 88 трлн м³. В запасах, добыче и промышленной значимости огромное значение имеют гигантские и уникальные месторождения УВ (с запасами более 300 млрд м³ каждое).

Современное состояние сырьевой базы газовой отрасли и МСБ газонефтедобычи ОАО «Газпром» отражено на рис. 2.

ОАО «Газпром» в России контролирует 165 газосодержащих месторождений, в их составе – более 800 единичных залежей с запасами свободного газа (типа Г, ГК, ГКН, НГК и др.). Разведанные запасы газа по категориям А + В + С₁ на 2013 г. составляют 35,15 трлн м³.

Согласно последней официальной оценке (2002 г.) начальные потенциальные ресурсы газа осадочных бассейнов России составляют 248,6 трлн м³, в том числе 174,8 трлн м³ –



* С учетом добычи газа из нетрадиционных источников (ПГ, УГ, СГ и др.)

Рис. 1. Прогноз уровней добычи газа ОАО «Газпром» после 2030 г.

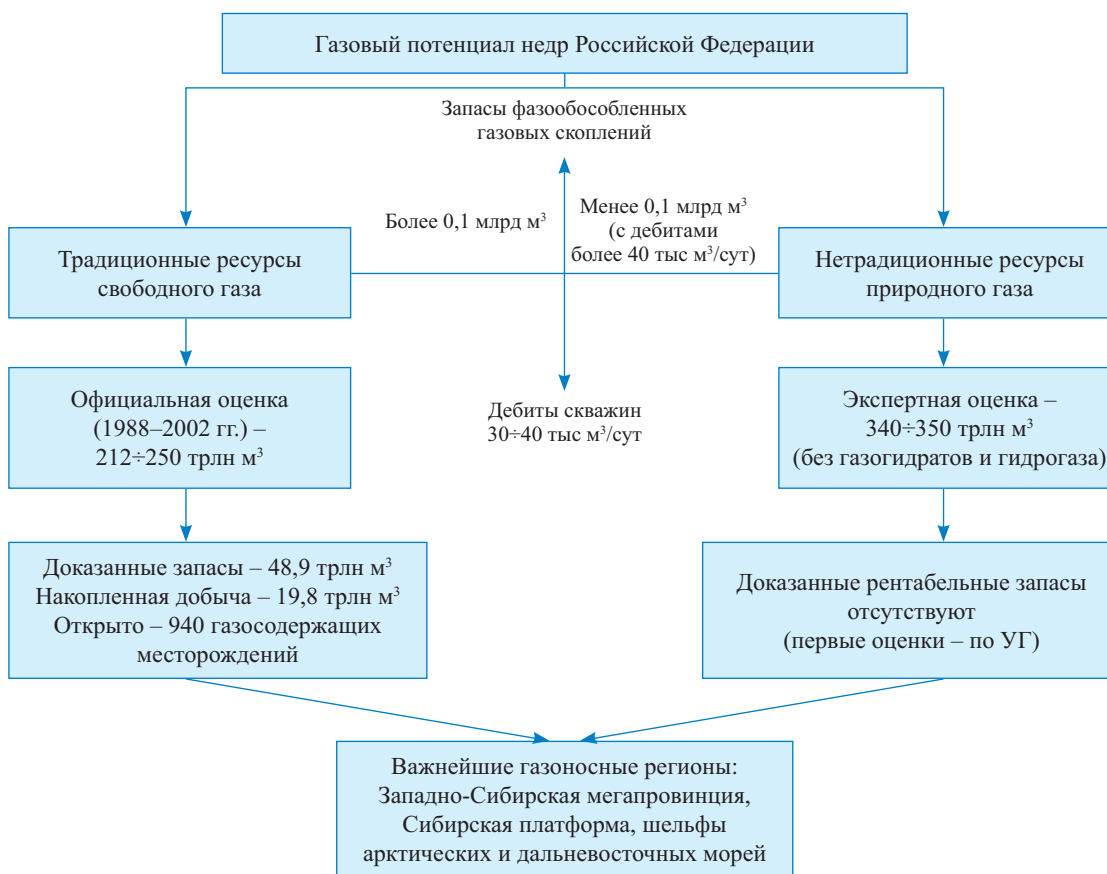


Рис. 2. Газовый потенциал недр Российской Федерации

суша, 73,8 трлн м³ – шельф. Открытая часть НППГ вместе с накопленной добычей составляет на 01.01.2013 г. 88 трлн м³, прогнозная – 160,6 трлн м³.

Большое значение для развития МСБ газовой промышленности имеют реальные оценки ресурсов газа важнейших регионов

современной и будущей добычи. Очевидно, что НППГ в таком регионе, как Надым-Пур-Тазовский, в значительной степени уже изучены и освоены, а неоткрытые ресурсы сосредоточены в большом числе прогнозируемых средних и малых по запасам газосодержащих месторождений.

Анализ достоверности официальной оценки ресурсов газа по отдельным продуктивным комплексам ЯНАО (суша) с учетом корпоративной оценки газового потенциала, полученной в 2008 г., приведен в табл. 2.

По данным Государственного баланса по состоянию на 01.01.2012 г., на суше ЯНАО накопленная добыча свободного газа составила 15,4 трлн м³, текущие запасы категорий А + В + С₁ – 31,2 трлн м³, категории С₂ – 9,0 трлн м³, сумма начальных открытых запасов – 55,6 трлн м³. При НПРГ в среднем около 95 трлн м³ весьма проблематичным оказывается подтверждение в ходе поисково-разведочных работ (ППР) 39,4 трлн м³ неоткрытых ресурсов на суше.

Особо необходимо отметить невысокую достоверность прогнозных ресурсов УВ в Восточно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции.

За длительный период ведения поисковых и разведочных работ (с 1953 г.) в пределах собственно Сибирской платформы к 2012 г. открыто всего 81 месторождение УВ (36 газовых и газоконденсатных, 35 нефтегазовых и нефтегазоконденсатных и только 10 чисто нефтяных) с суммарными открытыми геологическими запасами УВ 17,1 млрд т у.т. (газа больше, чем нефти).

Главная особенность Восточно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции – преимущественно смешанный характер накопления УВ, но в то же время по запасам здесь лидирует

Ковыктинское газоконденсатное месторождение (без нефти). Вторым по масштабам (если не учитывать Левобережное и Ангаро-Ленское месторождения, оценка запасов которых недостаточно обоснована) является Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение с крупными запасами свободного газа. Большинство месторождений этой мегапровинции недоразведаны: доля приходящихся на них запасов категории С₂ достигает 80÷95 %.

В силу генетических причин сопоставимость потенциальных геологических ресурсов свободного газа и нефти, по официальной оценке 2002 г. (34,2 трлн м³), и тем более преобладание геологических ресурсов нефти (37,9 млрд т) представляются маловероятными.

В силу особенностей геологической истории Сибирской платформы (древние полуразрушенные залежи, дожившие до наших дней после ряда переформирований в объеме осадочного чехла) оценка начальных потенциальных ресурсов УВ представляется завышенной не менее чем на 30÷40 % в целом (до 50 % по отдельным районам и зонам).

Газовый потенциал Лено-Тунгусской провинции (в составе Восточно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции) оценивается экспертами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» не более чем в 24 трлн м³, а его прогнозная часть – до 18 трлн м³. Перспективные и прогнозны ресурсы рассредоточены преимущественно по большому числу средних и малых по ожидаемым за-

Таблица 2

Распределение начальных потенциальных ресурсов и запасов газа ЯНАО по продуктивным комплексам (суша)

Комплексы и подкомплексы	Официальная оценка ресурсов, трлн м ³		Начальные запасы (Q + A + B + C ₁ + C ₂) на 01.01.2008 г., ² трлн м ³	Оценка прогнозных ресурсов официальная/авторская, трлн м ³	Комментарии
	на 01.01.1993 г.	на 01.01.2002 г.			
Турон-сенонский	1,1	1,1	1,3	-0,2/0,8	Недооценка ресурсов (на 0,7÷0,8 трлн м ³)
Апт-сеноманский	57,2 (47,0* + 10,2**)	55,0 (44,8* + 10,2**)	36,5 (29,9* + 6,6**)	18,5/7,2	Где искать неоткрытые 18,5 трлн м ³ ?
Неокомский	19,0	18,9	10,7	8,2/6,2	Оценка достоверна
Ачимовский	4,7	9,5	3,2	6,3/3,8	Оценка несколько завышена
Юрский (+ НГЗК)	12,7	12,2	2,2	10,0/5,6	Значительная часть ресурсов – ПГ и ГПНК
Всего	94,7	96,7	53,9	42,8/23,6	Общее завышение прогнозных оценки

*альб-сеноман; ** апт; ПГ – пограничный и плотный газ; ГПНК – газ плотных низкопроницаемых коллекторов; НГЗК – нефтегазоносная зона контакта.

пасам месторождений (менее 30 млрд м³), хотя в северной, неизученной половине Лено-Тунгусской провинции вероятность открытия нескольких газосодержащих месторождений крупнее 300 млрд м³ каждое (до 1 трлн м³ и более) достаточно высока. Именно на поиск таких месторождений, т.е. наиболее крупных из оставшихся неоткрытыми, и должна быть нацелена стратегия геологоразведки ОАО «Газпром» в восточных регионах страны.

На 01.01.2013 г. в акваториальной части осадочных бассейнов России открыто 41 месторождение УВ, в том числе 15 – в Баренцево-Карском ареале, 15 – на Присахалинском шельфе Охотского моря. Начальные разведанные запасы газа к настоящему времени достигли 8,4 трлн м³ (в том числе 4,2 трлн м³ – в Баренцевом, 2,4 трлн м³ – в Карском и 1,3 трлн м³ – в Охотском морях), нефти – менее 0,6 млрд т. Уникальным по запасам газа (3,9 трлн м³) месторождением на шельфе является Штокмановское.

Наиболее крупное из разведанных газовых месторождений в Карском море – Каменномысское-море (0,6 трлн м³), в Охотском море – Лунское (0,5 трлн м³). На шельфе южных морей открыты относительно небольшие месторождения УВ преимущественно типа НГК/ГКН (российский сектор Каспийского моря).

По оценке авторов, в пределах акваторий (арктических и дальневосточных морей) реальная величина НППГ составляет около 50 трлн м³. В силу ряда причин, в том числе субъективных (кто и как оценивал ресурсы), для разных регионов вероятности подтверждения НПР УВ (полного, неполного, нулевого) различаются существенно, что в свою очередь определяет величины рисков (табл. 3).

Общий потенциал газонефтенакопления и сохранность осадочных бассейнов России (традиционные ресурсы) составляют, согласно официальной оценке, около 390,0 млрд т у.т. (газ –

геологические запасы, жидкие УВ – извлекаемые); по данным экспертов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» – около 300 млрд т у.т. (с вероятностью подтверждения в будущих запасах кат. В + С₁ – на 60 и 80 % соответственно). Изучение и освоение этого громадного потенциала продолжится весь XXI в., причем после 2030 г. наряду с традиционными будет происходить активное освоение нетрадиционных ресурсов газа и нефти, прежде всего в плотных газо- и нефтенасыщенных резервуарах.

Основные неоткрытые ресурсы газа в Западной Сибири сосредоточены в апте, неокومه и средней юре арктических областей, включая Карское море.

Таким образом, с высокой вероятностью можно рассчитывать, что в будущих разведанных запасах (категорий В + С₁) в ходе ПРП подтвердится не менее 80÷85 трлн м³ перспективных и прогнозных ресурсов в малоизученных областях суши, но, главным образом, при освоении углеводородного потенциала акваторий арктических и дальневосточных морей. Основополагающий вывод: будущие поиски и разведка новых месторождений газа ресурсно (речь идет о традиционных ресурсах газа) обеспечены, по крайней мере, на 50÷60 лет (до 2065–2070 г. включительно).

Дальнейшее развитие, укрепление и расширение (географическое и ресурсное) МСБ газовой отрасли России (силами нефтегазодобывающих государственных, полугосударственных и частных компаний) должно способствовать достижению следующих стратегических целей:

- поддержанию не снижаемого, а лучше постепенно увеличивающегося объема текущих разведанных (промышленных, категорий В + С₁) запасов, контролируемых государством (нераспределенный фонд) и национальными компаниями-операторами (в том

Таблица 3

Риски неполного подтверждения официальной оценки прогнозных ресурсов углеводородов осадочных бассейнов Сибири и Дальнего Востока

УВ	Уровень риска в регионах и бассейнах				
	север Западно-Сибирской мегапровинции		Сибирская платформа	Енисей-Хатангский мегапрогиб	Охотоморский (шельф)
	Суша	Шельф			
Газ	Средний	Низкий	Повышенный (по отдельным областям – высокий)	Средний	Пониженный
Нефть	Высокий	Высокий	Повышенный	Высокий	Средний

числе транснациональными), что определяет их имидж и общую капитализацию (запасы УВ в недрах – не только национальное достояние, но и хороший, «не портящийся при длительном хранении», высоколиквидный товар). Это может быть достигнуто при простом/расширенном воспроизводстве запасов категорий В + С₁ в динамике отбор/прирост за счет всех возможных направлений и источников получения новых разведанных запасов, главным из которых было, есть и будет проведение активных ПРР на суше и в акваториях, в том числе других стран и регионов;

- обеспечение добычи газа и жидких УВ на ближнюю, среднюю и дальнюю перспективу активными запасами во избежание кризисных явлений, в том числе ее резкого снижения в тех или иных регионах;

- формирование стратегического резерва промышленных запасов на случай форс-мажорных ситуаций.

Общеизвестна высокая инерционность, длительность и сложность развития МСБ, состоящей из запасов множества отдельных месторождений и залежей УВ, находящихся на разных этапах изучения и освоения (поиск – разведка – освоение – эксплуатация), с периодами роста добычи, постоянного уровня (выход на «полку») и ее падения. Период жизни месторождения достигает нередко десятков лет, и чем больше начальные запасы УВ, сложнее их структура, строение и условия залегания природных резервуаров в недрах, тем длительнее этапы разведки, подготовки, временной консервации и, собственно, эксплуатации. Продолжительность типового цикла открытия и подготовки к разработке месторождений УВ составляет не менее 10÷12 лет на суше и до 20 лет и более на шельфе. Для небольших по запасам, глубокопогруженных, удаленных от Единой системы газоснабжения (ЕСГ) месторождений этот срок достигает 30÷40 лет. Именно вследствие вышеупомянутых причин большое число месторождений УВ, открытых и разведанных в той или иной степени, находятся в плановой или вынужденной (в силу разных причин и условий) консервации, составляя эксплуатационный резерв текущей МСБ газонефтедобычи. Так, более 20 лет была заморожена уже подготовленная к 1990 г. мощная по потенциальным возможностям газодобычи сырьевая база на суше п-овов Ямал и Гыдан – промышленная добыча газа началась только в октябре

2012 г. Образно выражаясь, принцип геолого-разведки (в плане получения новых запасов и ресурсного обеспечения добычи) таков: завтра обеспечено еще вчера, а сегодня обеспечит послезавтра.

Современный период функционирования газовой отрасли России в части развития и освоения МСБ характеризуется:

- быстрым истощением извлекаемых запасов свободного газа базовых залежей месторождений европейских районов, а также Надым-Пур-Тазовского региона, наблюдаемым в последние два десятилетия;

- невозможностью быстрого вовлечения в масштабную разработку крупнейших по запасам месторождений газа сложного состава (сероводородсодержащего Астраханского, гелийсодержащего Ковыктинского и других месторождений), удаленных от ЕСГ районов (п-ов Гыдан, шельф Баренцева и Карского морей);

- высоким уровнем геологической и буровой изученности глубин до 3,5÷4,0 км большинства освоенных районов на суше, а также крупнейших и гигантских месторождений газа, которые определяют добычу;

- недоразведанностью глубоких горизонтов базовых месторождений Западной Сибири: Ямбургского, Заполярного, Ен-Яхинского, Песцового, Харасавэйского и многих других;

- исчерпанием возможностей для обнаружения в большинстве регионов суши крупнейших (более 100 млн т у.т.) и даже крупных (более 30 млн т у.т.) месторождений УВ, которые определяют развитие центров добычи;

- значительным усложнением структуры неоткрытых ресурсов газа и нефти в недрах осадочных бассейнов России (суша);

- дефицитом выявленных и подготовленных объектов с крупными перспективными ресурсами УВ как в распределенном, так и в нераспределенном фондах недр на суше России;

- удаленностью формируемых региональных центров газодобычи от потребителей;

- резким увеличением количества и географии поисковых и эксплуатационных объектов;

- значительным увеличением наукоемкости процесса развития сырьевой базы газонефтедобычи (ошибки научного прогноза обходятся все дороже);

- повышением роли комплексных геофизических исследований при решении практически всех задач развития МСБ (поиск, разведка, моделирование и т.д.).

В настоящее время МСБ традиционных центров газодобычи сильно истощена, перспективы ее развития в ареале эксплуатируемых месторождений ограничены глубокопогруженными горизонтами и нетрадиционными ресурсами субэкономического характера.

Главные вопросы развития МСБ: насколько обеспечены ресурсной базой новые, намечаемые ко вводу в 2014–2035 гг. центры газодобычи; как обеспечены прогнозными ресурсами УВ новые направления и районы проведения ПРР.

Ресурсно-сырьевая база газодобычи России в целом и ОАО «Газпром» в частности позволяет обеспечивать поддержание (и удержание) и дальнейшее увеличение объемов производства природного газа за счет уже открытых месторождений в районах с развитой инфраструктурой только до 2018–2020 гг. Дальнейшее увеличение добычи УВ на фоне резкого падения отборов газа из крупнейших базовых месторождений возможно только за счет подключения разведанных запасов удаленных от ЕСГ областей и регионов Западной (п-ов Ямал (в полном объеме), п-ов Гыдан, Обская и Тазовская губы, ближний шельф Карского моря) и Восточной Сибири, главным образом, за счет поисков и разведки новых, прежде всего, крупных и крупнейших месторождений УВ как на суше, так и на шельфе.

Важнейшее значение имеет проблема необходимости и достаточности приростов новых запасов газа (и других УВ). В идеале прирост новых запасов должен происходить в тех же районах (областях), где производится и добыча. В этом случае необходимый прирост обеспечивается с коэффициентом восполнения $K_{\text{в}} = 1,20$ и более, достаточный (обеспечивающий хотя бы номинальное воспроизводство запасов) – с $K_{\text{в}} = 1,05 \div 1,20$.

К 2035 г. практически все газосодержащие месторождения, открытые в России к 2013 г., будут введены в разработку; значительная часть из них (на суше) войдет в стадию падающей добычи или будет полностью выработана (например, сеноманский и неокомский комплексы Надым-Пур-Тазовского региона).

В разные периоды развития МСБ газодобычи ОАО «Газпром» уровни необходимых и достаточных текущих запасов газа будут различными. В частности, запасы на 01.01.2013 г. – 35,15 трлн м^3 – выше необходимых для обеспечения добычи до 2025 г., но совершенно недостаточны для ее обеспечения в 2026–2035 гг.

и тем более до 2040 г. и далее (например, добыча газа по ОАО «Газпром» в Восточной Сибири до 100 млрд $\text{м}^3/\text{год}$ потребует запасов не менее 3,3 трлн м^3 , а в настоящее время имеется 2,4 трлн м^3 ; масштабная добыча планируется на шельфах Охотского (к 2020 г.) и особенно Карского (к 2030 г.) морей, хотя на современном этапе эти регионы остаются недоразведанными и т.д.).

Общемировой опыт показывает, что чем сложнее (по структуре запасов) и выработанный сырьевая база газодобычи, тем больший объем геологических запасов должен находиться в единовременной разработке.

Даже простое воспроизводство запасов, уменьшающихся в ходе добычи, требует прироста новых геологических запасов с коэффициентом не менее $1,20 \div 1,25$. Только непрерывный процесс подготовки новых активных запасов в ходе ПРР обеспечивает непрерывность процесса добычи газа и жидких УВ на среднюю и дальнюю перспективу.

В осадочных бассейнах России (суша) необходимо бурить много, в экспоненциально увеличивающихся год от года объемах, чтобы получать какие-то ощутимые приросты разведанных запасов УВ. В частности в Надым-Пур-Тазовском регионе с этой целью необходимо бурить на глубокопогруженные горизонты ачимовской толщи и юры (3,5–4,2 км), но подготавливаемые после 2013 г. запасы будут востребованы не ранее 2021–2025 гг. в силу сложности условий их локализации и будущей разработки.

Однако проблема ГРР (ПРР) заключается не столько в объемах бурения, сколько в их целевом назначении и, главное, в результативности по отношению к новым открытиям и новым приростам запасов газа, конденсата и нефти там, где они нужнее всего для обеспечения бескризисного развития добычи УВ на ближнюю, среднюю и дальнюю перспективу (до 2040–2050 гг.)

Необходимо еще раз подчеркнуть, что МСБ будущего, например 2015 г., обеспечит в том или ином объеме добычу газа в 2026–2030 гг., МСБ 2022–2025 гг. – газодобычу в 2036–2040 гг., в ходе ПРР после 2025 г. будет готовиться сырьевая база для обеспечения ежегодной и интегральной добычи в России в 2041–2050 гг. Точно так же будущие запасы категорий В + С₁ по состоянию на 31.12.2035 г. составят основу добычи 2048–2050 гг. и далее.

Этот непрерывный (в идеале – непрерываемый) процесс и составляет основу динамического развития МСБ газодобычи России. Именно по этой причине и была разработана и утверждена Правлением ОАО «Газпром» в июне 2011 г. стратегическая Программа развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности на период 2011–2035 гг., нацеленная на обеспечение газовыми ресурсами в первой половине XXI в. Развитие своих газовых программ декларировали в последние годы многие крупные и некоторые средние по финансово-производственным возможностям компании, в том числе независимые (частные) операторы. Объединяющим эти программы (до 2015 г., 2020 г., 2025 г., вплоть до 2035 г.) документом служит Генеральная схема развития газовой промышленности до 2030 г. Согласно ее разработкам в части развития МСБ, общий прирост новых запасов категорий В + С₁ до 2030 г. на суше и в пределах акваторий всеми компаниями-операторами составит не менее 23÷24 трлн м³ с К_г около 1,18÷1,24. По сути, это простое восполнение, так как мы приращиваем геологические, а добываем извлекаемые запасы, если считать товарную добычу газа (без объемов обратной закачки на нефтяных месторождениях).

В 2031–2050 гг., согласно экспертным расчетам авторов, общий прирост запасов газа оценивается в 28÷30 трлн м³, при этом объемы ГРП должны возрасти в 1,5÷1,8 раза против предыдущих 20 лет, что связано с неуклонным снижением эффективности глубокого бурения по всем регионам суши и по отдельным морям (южным, Охотскому и др.). В сумме прирост составит 51÷55 трлн м³ запасов традиционного газа (по современным технологическим и экономическим критериям), что превысит инте-

гральную добычу в 1,3÷1,4 раза. Такая необходимость обусловлена значительным ухудшением структуры и качества новых разведываемых запасов, прежде всего по сибирским и дальневосточным регионам (суша).

В России новые приросты запасов газа категорий В + С₁ нужнее всего в северных районах Западной Сибири для сдерживания темпов снижения добычи в Надым-Пур-Тазовском регионе (сеноманские и неокомские залежи) и укрепления МСБ новых добывающих районов в Арктике (суша и шельф).

При этом ресурсно-геологические и технологические возможности новых открытий и приростов в Обь-Енисейском междуречье ЯНАО уже в настоящее время ограничены и будут быстро исчерпаны в предстоящие 15÷20 лет (с приростом до 2035 г. в объеме не более 3,5÷4,0 трлн м³, главным образом, по глубокопогруженным горизонтам ачимовской толщи берриаса – валанжина и юры). Поэтому роль арктических областей в укреплении МСБ газодобычи Западной Сибири будет значительно возрастать после возобновления (с 2014–2015 гг.) активных ПРР. Реально достижимые приросты до 2035 г. приведены в табл. 4. Кроме того, в 2036–2050 гг. вероятный прирост оценивается в 2,5 трлн м³ по Ямалу и Гыдану и в 4,3 трлн м³ – по открытому шельфу Карского моря, в сумме за 2011–2050 гг. – около 25 трлн м³, а вместе с другими районами суши Надым-Пур-Тазовского региона – до 30,0 трлн м³, что составит более 50 % от общего предполагаемого прироста по России до 2050 г. (запасы из традиционных ресурсов). Остальной объем прироста предполагается получить по шельфу Баренцева моря и Сибирской платформе, а также в небольших объемах – по Восточно-Арктическим и Дальневосточным морям.

Таблица 4

Реально достижимые приросты разведанных запасов газа (категорий В + С₁) в арктических районах Западной Сибири в 2011–2035 гг. за счет доразведки открытых месторождений и проведения ПРР на новых объектах суши и моря

Комплексы	ЯНАО (суша), трлн м ³		Карское море, трлн м ³		Всего, трлн м ³
	п-ов Ямал	п-ов Гыдан	Обская и Тазовская губы	Приамальский шельф	
Сеноман-туронский	0,2	0,1	1,5	1,3	3,1
Аптский	0,6	1,0	0,7	3,1	5,4
Неокомский	1,2	1,3	1,2	3,6	7,3
Ачимовский	0,1	0,1	0,2	н/о	0,4
Юрский (+ НГЗК)	1,1	0,4	0,3	0,2	2,0
Всего	3,2	2,9	3,9	8,2	18,2

Проведение ПРР и освоение газового потенциала недр арктических и дальневосточных морей – не панацея для газовой отрасли России в плане укрепления ее сырьевой базы на среднюю перспективу, а стратегическое – с дальним прицелом – направление обеспечения морской газодобычи после 2035 г., когда объем газа, добываемого в Баренцевом, Карском, Охотском и Каспийском морях, приблизится или даже сравняется (примерно к 2040 г.) с объемом добываемого на суше газа (как из традиционных, так и из нетрадиционных источников его производства): 500/500 млрд м³ (декларируемый, но весьма вероятный достижимый уровень общероссийской добычи в 1,0 трлн м³ после 2030 г. в течение 15÷20 и, возможно, более лет). Во всех случаях континентальная добыча УВ в России будет превалировать до 2035 г., а для ее поддержания требуется проведение ПРР во все увеличивающихся объемах как в старых, так и в новых регионах и областях газо- и нефтедобычи, даже с учетом неуклонного уменьшения их эффективности из-за снижения крупности вновь открываемых газосодержащих месторождений и залежей на все увеличивающихся глубинах их локализации (в том числе и в регионах Сибири и Дальнего Востока).

Актуальное для многих стран запада уже сейчас активное промышленное освоение геологических ресурсов газа нетрадиционных источников для российской газовой промышленности также станет насущным (по масштабам) примерно к 2028–2030 гг.

Технологическая готовность разных видов нетрадиционных источников газа к промышленному освоению в пределах России ранжируется следующим образом (в порядке убывания): угольный газ, газ плотных коллекторов, сланцевый газ, газогидраты.

Согласно программным заявлениям ОАО «Газпром», добыча угольного метана в Кемеровской области должна достигнуть к 2020 г. 3 млрд м³/год. Оценка добычи УГ в 2030 г. – 6 млрд м³/год, в 2035 г. – около 7 млрд м³/год, по всем угольным бассейнам – до 10,0 млрд м³.

Ресурсы газа, сосредоточенные в низкопроницаемых коллекторах, обладают значительным по величине ресурсным потенциалом. Они выделяются среди остальных видов нетрадиционных источников УВ своей близостью к традиционным залежам УВ и отличаются наиболее высоким уровнем технологи-

ческой готовности к освоению. Главное же достоинство ПГ – его повсеместная распространенность под большинством крупных месторождений ниже залежей с традиционным газом (на Уренгойском, Ямбургском, Харасавэйском и многих других месторождениях).

Нетрадиционные ресурсы УВ должны рассматриваться как один из источников поддержания добычи в районах с наибольшей выработанностью запасов в будущем. На этапе значительной выработанности запасов базовых месторождений (в 2021–2030 гг. и далее) наиболее перспективными для промышленного освоения нетрадиционных ресурсов УВ (в основном газ плотных коллекторов) будут ареалы крупных месторождений на суше с развитой инфраструктурой. При этом наиболее технологически доступными для освоения будут являться ресурсы, приуроченные к зонам трещинного разуплотнения/дробления пород вдоль и при пересечении разноамплитудных разломов.

Вероятные объемы добычи плотного газа в Западной Сибири из глубоких горизонтов таких месторождений, как Уренгойское, Ямбургское, Бованенковское, Харасавэйское и др., оцениваются экспертно в 18÷20 млрд м³ в 2030 г., до 25 млрд м³ – в 2035 г. и до 28÷30 млрд м³ – в 2050 г. (по минимальной реальной оценке).

Современная количественная оценка вероятной добычи сланцевого и гидратного газов после 2030 г. для России отсутствует и не может быть сколько-нибудь достоверной в силу ряда причин.

К 2035–2040 гг. объемы добычи газа сверх 1,0 трлн м³ будут обеспечиваться, скорее всего, нетрадиционным газом (на уровне 50÷80 млрд м³/год), что составит десятые доли процента от их технологически извлекаемых объемов (сотые доли – от геологических ресурсов в недрах). Таким образом, реальный максимальный уровень национального производства природного газа России оценивается в 1,08÷1,10 трлн м³ (до 1,2 трлн м³, если амбициозные планы газодобычи крупных нефтяных и независимых компаний будут реализованы к 2030 г. и в последующие два десятилетия), а ресурсную обеспеченность добычи газа на дальнюю перспективу (до 2050 г.) следует оценить как достаточную исходя из достоверных оценок прогнозных ресурсов, современных и будущих запасов традиционного газа, ресурсов же нетрадиционного газа хватит на многие десятилетия второй половины XXI в.

Список литературы

1. Ананенков А.Г. Воспроизводство минерально-сырьевой базы – одна из основных стратегических задач ОАО «Газпром» / А.Г. Ананенков // XI Координационное геологическое совещание ОАО «Газпром». – М.: ИРЦ Газпром, 2006. – С. 3–6.
2. Карнаухов С.М. Развитие минерально-сырьевой базы газовой промышленности / С.М. Карнаухов и др. // Газовая промышленность. – 2007. – № 3. – С. 22–25.
3. Подюк В.Г. Восполнение минерально-сырьевой базы Общества – основная задача геологоразведочных работ / В.Г. Подюк // Газовая промышленность. – 2007. – № 3. – С. 14–15.
4. Скоробогатов В.А. Коррективы Программы развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности на период до 2030 г. / В.А. Скоробогатов и др. // XIV Координационное геологическое совещание. – М.: Газпром экспо, 2009. – С. 3–13.
5. Вовк В.С. Освоение российских морских месторождений газа: состояние и перспективы / В.С. Вовк и др. // XIII Координационное геологическое совещание ОАО «Газпром». – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – С. 3–15.
6. Ефимов А.С. Оценка величины и достоверности потенциальных ресурсов углеводородов Сибирской платформы и выбор наиболее эффективных направлений развития поисково-разведочных работ / А.С. Ефимов и др. // XIII Координационное геологическое совещание ОАО «Газпром». – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – С. 218–226.
7. Якушев В.С. Традиционные и нетрадиционные ресурсы газа Надым-Пур-Тазовского региона и перспективы их освоения до 2040 г. / В.С. Якушев, В.А. Скоробогатов // Наука и техника в газовой промышленности. – М.: Газпром экспо. – 2010. – № 4. – С. 79–83.
8. Скоробогатов В.А. Газовый потенциал недр осадочных бассейнов Северной и Восточной Евразии: стратегия освоения / В.А. Скоробогатов, С.М. Карнаухов // Газовая промышленность. – 2007. – № 3. – С. 16–21.