

УДК 553.04

Д.В. Люгай, В.А. Скоробогатов

Концептуальные основы стратегии развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности России и ПАО «Газпром» до 2050 г.

Ключевые слова:

концептуальные основы, минерально-сырьевая база, развитие.

Keywords:

conceptual grounds, mineral resources, development.

История развития нефтяной и газовой отраслей промышленности мира насчитывает более 100 лет. За это время в 230 осадочных бассейнах (ОБ) и мегабассейнах Земли открыто около 90 тысяч месторождений углеводородов (УВ) различной величины (по геологическим и извлекаемым запасам) и разных фазовых состояний – нефтяных (Н), газовых и газоконденсатных (Г и ГК) и смешанных (нефтегазоконденсатных – НГК, газоконденсатнонефтяных – ГКН, газонефтяных – ГН). К началу 2014 г. в целом в мире было добыто нефти 174,0 млрд т, газа – 127,3 трлн м³. Соответственно текущие разведанные (доказанные) запасы составляли 190,4 млрд т и 228,2 трлн м³, неоткрытые (прогнозные) традиционные ресурсы оценивались в 201,6 млрд т и 309,2 трлн м³, начальные потенциальные ресурсы (НПР) – в 566 млрд т (В.И. Высоцкий, С.Л. Фельдман, 2014 г.) и 665 трлн м³ (В.И. Высоцкий, В.А. Скоробогатов, 2014 г.). Таким образом, текущая обеспеченность мирового развития минерально-сырьевой базы (МСБ) газо- и нефтедобычи по газу лучше, чем по нефти, точнее, по жидким УВ (за рубежом конденсат учитывается вместе с нефтью, в России – отдельно). Россия обладает наибольшей общей и перспективно нефтегазоносной площадью ОБ в пределах Северной Евразии (СЕА) и арктического шельфа. Здесь же находятся две из трех наиболее крупных мегапровинций (мегабассейнов) мира – Западно-Сибирская (ЗСМП) и Восточно-Сибирская (ВСМП). Они сопряжены в пространстве (граница – р. Енисей).

Важнейшей предпосылкой прогресса горнодобывающей отрасли промышленности, с тем чтобы она обеспечивала своей продукцией промышленное развитие стран и регионов мира, является «минеральная самодостаточность» этих стран и регионов. Установлена закономерность: чем больше территория страны и площадь контролируемого шельфа, тем более страна самодостаточна в плане обеспечения текущей и перспективной добычи запасами и ресурсами широкого спектра полезных ископаемых (рудных и нерудных, в т.ч. горючих и др.). Мировыми лидерами в области самообеспечения природными ресурсами полезных ископаемых и самодостаточности считаются следующие страны (перечислены в порядке убывания ресурсов): Россия (1-е место), США, Австралия, Канада, Бразилия, КНР, Индия, Алжир и ЮАР, Мексика, Аргентина.

Безусловно, в мире нет ни одной страны, полностью обеспеченной минеральными ресурсами, в том числе природными энергоносителями, но в значительной степени этого положения можно достигнуть за счет дальнейшего изучения собственных недр (по площади и глубине). Например, Россия не вполне обеспечена такими видами минерального сырья, как марганец, титан, редкоземельные металлы и некоторые другие, но наблюдается высокая обеспеченность (на многие десятилетия) углем, природным газом, золотом, алмазами, железной рудой, в несколько меньшей степени – нефтью. Однако и по жидким УВ Россия – страна самодостаточная, если свести до разумного минимума экспортные поставки, и самообеспеченная (имеются в виду только традиционные ресурсы).

Нефте- и газодобывающая отрасли мира, несмотря на кризисы последнего десятилетия, неуклонно увеличивают производство УВ, что определяется ростом спроса на нефть и газ. Основные нефтедобывающие страны мира – Россия, Саудовская Аравия,

США, Китай. В 2014 г. в мире добыто почти 4 млрд т жидких УВ. Объем мировой добычи природного газа в 2009 г. составил 3,04 трлн м³; в 2012 г. – 3,43; в 2013 г. – 3,50; в 2014 г. – 3,52. Крупнейшие газодобывающие страны, млрд м³: США – 695; Россия – 641; Катар – 159; Иран – 158,2; Канада – 156,5. Быстрыми темпами увеличивают национальную газодобычу Саудовская Аравия, Туркменистан, Нигерия, Австралия, Египет. В большинстве стран продолжают активные поисково-разведочные работы (ПРР) применительно к нефти и газу на суше и особенно в шельфовых областях.

В последние годы среднегодовой уровень национальной добычи природного газа (свободный газ + нефтяной попутный газ) в России составлял 650–660 млрд м³, уровень нефтедобычи неуклонно возрастал. В 2013 г. добыча ОАО «Газпром» оставалась практически на уровне 2012 г., другие производители продолжали увеличивать свою долю на газовом рынке России. В 2014 г. произошло «конъюнктурное» снижение производства до объема 443,9 млрд м³ (табл. 1).

В современном мире существенно усложняются и условия развития нефтегазовой промышленности, усиливается геополитическое влияние на ведение нефтегазового бизнеса не только отдельными компаниями-производителями (операторами), но и целыми странами и регионами. Предполагается, что мировое производство/потребление газа будет экспоненциально возрастать и к 2035 г. превысит 5,0 трлн м³, а к 2050 г. достигнет, вероятно, 5,7–6,0 трлн м³. Однако не исключено, что реализация программ энергосбережения обусловит некоторое снижение темпов потребления, а значит, и производства УВ.

Большинство крупных горнодобывающих компаний планируют и развивают производственно-коммерческую деятельность

не хаотично (импульсно), а в рамках разработанных корпоративных программ на ближнюю, среднюю и дальнюю перспективу. Как правило, в основу программ закладывается определенная стратегия развития компании, в частности в области разведки и добычи УВ. В свою очередь базовым фундаментом стратегии служит концепция развития, философски и профессионально осмысленное обоснование дальнейших действий, которые могут и должны привести к успеху.

В настоящее время опубликовано незначительное количество научных работ [1–8] по результатам исследований, посвященных долгосрочным концепциям развития МСБ газа и нефти тех или иных компаний. Концепция не предполагает изложения количественных критериев, в отличие от стратегии, которая должна содержать укрупненные интервальные количественные оценки показателей, и программы, подразумевающей точечные оценки и детальные расчеты. Концепция развития МСБ газонефтедобычи России должна всесторонне, обоснованно и аргументированно отвечать на следующие вопросы:

1) каковы стартовые позиции России и ПАО «Газпром» в области добычи нефти и газа и развития МСБ для обеспечения производства УВ до 2040–2050 гг. с точки зрения современных тенденций изменения мировой конъюнктуры в сфере разведки и добычи УВ, маркетинга и взаимопоставок?

2) как должны изменяться текущие запасы УВ по периодам (до 2020, 2030, 2040, 2050 г.) и регионам (суша, шельф) с учетом необходимости обеспечения добычи УВ, создания стратегических резервов – запасов нефти и газа в недрах хорошо изученных и подготовленных к разработке крупных/крупнейших месторождений?

3) на какие регионы и геологические объекты должны быть нацелены ПРР с оценкой необ-

Таблица 1

Добыча российских газа и нефти в 2008–2014 гг.

Добывающая компания	2008 г.*	2009 г.*	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
«Газпром», млрд м ³	550,9	462,0	508,6	515,0	487,0	487,4	443,9
«Новатэк», млрд м ³	30,9	32,8	37,7	53,5	57,3	62,2	70,0**
Другие производители, млрд м ³	83,0	87,0	104,0	100,5	110,7	118,4	125,1
Всего Россия, млрд м ³	664,9	581,8	650,3	669,0	655,0	668,0	641
Нефть (+ конденсат), млн т		461,0	508,6	513,0	518,0	523,1	526

* Кризис в Западной Европе.

** По оценкам.

ходимых объемов бурения и реально достигаемых/достижимых, необходимых и достаточных приростов разведанных запасов газа и нефти?

4) месторождения и залежи какой минимальной крупности по запасам целесообразно открывать и далее разведывать, особенно в труднодоступных районах суши и на арктическом шельфе? Какова будет их востребованность в обозримом будущем?

5) каковы достоверность, доверительность и будущая подтверждаемость официальных и корпоративных оценок величины и структуры прогнозных (неоткрытых) ресурсов свободного газа и нефти с учетом степени буровой изученности конкретных регионов и областей, геолого-генетических особенностей строения их недр и онтогенеза УВ? Какими темпами (необходимыми и достаточными) будет продолжаться освоение УВ-потенциала недр осадочных бассейнов России до 2040 и 2050 гг. и далее?

В рамках деятельности по расширению и освоению контролируемой МСБ газонефтедобычи в России необходимо выделять следующие аспекты:

- *ресурсно-геологический*: дальнейшее освоение УВ-потенциала недр осадочных бассейнов и прироста разведанных запасов газа и жидких УВ в ходе ПРР должны происходить в тех регионах и областях, где новые запасы нужнее всего (по периодам) и будут быстрее (масштабнее) востребованы с учетом их доразведки, ввода в разработку и временного лага с момента открытия месторождения до начала эксплуатации (5–15 лет на суше и 7–25 лет и более на шельфе);

- *экономический*: получение в конечном счете прибыли для компаний в целом и их акционеров от производственной (операторской) и коммерческой деятельности в области разведки, добычи и маркетинга;

- *геополитический*: реализация интересов России в различных регионах мира через монетизацию газа, добытого в стране, посредством экспортных поставок в восточном и западном направлениях;

- *геостратегический*: влияние на развитие мирового топливно-энергетического комплекса на долговременной основе (энергетическая геостратегия) через освоение ресурсной базы УВ в России;

- *инновационно-технологический*: новые объекты, новый опыт, новые альянсы по освоению месторождений.

Корпоративная концепция развития МСБ газо- и нефтедобычи ПАО «Газпром» должна отвечать тактическим задачам и стратегическим целям компании (Общества) и обеспечить обоснованные ответы на следующие практические вопросы развития сырьевой базы:

- сколько необходимо держать в целом по России, а также на балансе предприятий и ПАО «Газпром» запасов газа и жидких УВ для обеспечения добычи на ближнюю, среднюю и дальнюю перспективы, и каковы должны быть объемы прироста разведанных запасов¹ (кат. В+С₁) в динамике по годам и пятилетиям?

- где, что и как искать, ориентируясь на поиски прежде всего гигантских и крупнейших (более 100 млн т у.т.) месторождений и залежей УВ, которые становятся базовыми для разработки?

- какие результаты будут получены и какой ценой?

- каковы геологические, финансово-экономические, природно-экологические, социальные, геополитические и прочие риски проведения геологоразведочных работ (ГРР)?

Рассмотрим кратко концептуальные основы развития МСБ России и ПАО «Газпром» до 2040 и 2050 гг., полагая, что ввиду консервативного характера изменения сырьевой базы для будущей добычи УВ ее следует подготавливать заблаговременно – за 10–12(15) лет до начала промышленного освоения. В частности, современная МСБ («образца» 2015 г.) должна обеспечивать развитие производства газа и нефти до 2027–2030 гг., в 2020 г. – до 2035 г. и т.д. Стартовые позиции России и ПАО «Газпром» показаны в табл. 2.

Отметим, что запасы всех категорий свободного газа в ОБ России примерно в 2 раза превышают запасы обычной нефти, то же и с начальными потенциальными, в том числе с прогнозными, ресурсами (НПР) газа и нефти, освоение которых в ходе ПРР должно обеспечить развитие сырьевой базы на дальнюю перспективу.

Показательны геостатистика открытий и современное состояние МСБ важнейших регионов суши СЕА и шельфовых областей. В 2002–2013 гг. на севере ЗСМП (табл. 3) открыто 37 новых месторождений: 12 Г и ГК,

¹ Здесь и далее категории запасов и ресурсов УВ указаны согласно Временной классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной в 2001 г.

Таблица 2

Нефтегазовая геостатистика России и ПАО «Газпром» (данные на начало 2015 г.)

Россия	Осадочных бассейнов и суббассейнов – 30 ед., нефтегазоносных – 12 ед., в т.ч. 2 мегабассейна (ЗСМП и ВСМП)
	Открыто 3374 месторождения УВ, в т.ч. Г+ГК – 422 ед., Н – 2401 ед., НГК+ГКН+НГ – 551 ед. (2014 г.)
	Добыча за 2014 г.: 641 млрд м ³ и 526 млн т (Н+ГК)
	Накопленная добыча (НД): 20,4 трлн м ³ / 2,2 млрд т
	Текущие запасы разведанные: 49,5 трлн м ³ / 18,2 млрд т; кат. С ₂ – 19,7 трлн м ³ / 11,0 млрд т (2014 г.)
	Текущая структурно-буровая изученность нефтегазоносных бассейнов (НГБ)/ нефтегазоносных провинций (НГП): суша 30–90 %; шельф 5–25 %
В том числе ПАО «Газпром»	Добыча газа – 443,9 млрд м ³ , жидких УВ – 45,5 млн т. Запасы газа (А+В+С ₁) – 35,6 трлн м ³ , жидких УВ – 3,4 млрд т

Таблица 3

Нефтегазовая геостатистика ЗСМП (2002–2013 гг.)

Тип месторождения	Кол-во месторождений	Суммарные начальные геологические запасы категорий НД+А+В+С ₁ +С ₂			Всего, млрд т у.т.
		газ, трлн м ³	нефть, млрд т	конденсат, млрд т	
Г	50	2,0			2,0
ГК	64	12,2		0,6	12,9
НГК	124	48,7	40,0	15,1	103,7
ГН	28	0,4	3,3		3,7
НГ	2	0,3	0,1		0,4
Н	624		51,3		51,3
Итого	892	63,6	94,6	15,7	174,0

17 Н и 8 НГК/ГКН, в том числе на суше – 35, в Обской губе – 2. Из них: *по газу* – 2 крупных (40 млрд м³) на суше, 1 крупное (42,5 млрд м³) на шельфе, 4 средних (12,7–22,0 млрд м³), 11 мелких и мельчайших (0,7–3,0 млрд м³), 2 с запасами только по кат. С₂ (в промышленном отношении фактически еще не открыты); *по нефти (извлеч.)* – 1 крупное (37,0 млн т), 2 средних (5,8–8,1 млн т), 22 мелких и мельчайших (0,017–2,2 млн т). Самое крупное НГКМ – Ярудейское в Надым-Пурской нефтегазоносной области (НГО) – 49,8 млн т у.т. Приоритеты разведанных запасов, млрд м³: газ – 211,7 (в том числе в сенманском комплексе 27 млрд м³ газа по 5 месторождениям); конденсат – 13,4; нефть – 62,6. По текущим запасам отношение газ/нефть равно почти 3: по состоянию на 1 января 2014 г. текущие разведанные запасы свободного газа составляли 35 трлн м³, жидких УВ – 13 млрд т.

За этот же период в Восточной Сибири (табл. 4) открыли 39 новых месторождений УВ (17 Г и ГК, 12 Н, 10 НГК/ГКН), причем только одно крупное, 6 средних, 32 мелких и мельчайших по разведанным запасам.

Большинство ГК-залежей Восточной Сибири характеризуются пониженным и низким содержанием жидких УВ, нередко почти полным отсутствием конденсата, что свидетельствует о «позднезрелом» этапе газообразования (уровень катагенеза² материнского органического вещества не ниже МК₃). И если начальные открытые геологические запасы нефти несколько превышают запасы газа, то по текущим извлекаемым запасам газ значительно превосходит нефть (в 5 раз!), что показывает существенное различие их промышленной значимости для организации добычи в ближайшем будущем и на среднюю перспективу.

В акваториях морей СЕА открыто 50 месторождений, резко преобладают газовые и газоконденсатные месторождения. Суммарные запасы газа с учетом кат. С₂ достигли 13 трлн м³, жидких УВ – менее 5 млрд т. Текущие разведанные запасы газа (9 трлн м³) более чем на порядок превышают извлекаемые запасы нефти.

² По Н.Б. Вассоевичу, А.Э. Конторовичу, Н.В. Лопатину и др., 1976 г.

Расчет и переоценка/уточнение начальных потенциальных и неоткрытых ресурсов газа и нефти России проводятся более 50 лет. Современная оценка структуры НПР газа России приведена в табл. 5.

Оценка начальных ресурсов газа – 287,5 трлн м³, безусловно, завышена не менее чем на 35–40 % в результате включения ресурсов газа, являющихся «пограничными» (по добычным возможностям) и содержащихся в плотных низкопроницаемых коллекторах типа ачимовской толщи и юры ЗСМП, рифей-вендских толщ ВСМП на больших глубинах и мн. др. По мнению авторов, реальная оценка традиционных ресурсов свободного газа составляет 200–210 трлн м³ с вероятностью подтверждения на уровне 75–80 % (к 2050–2060 гг. после масштабных ПРР на суше СЕА и в акваториях арктических морей). Но даже в рамках этой оценки неоткрытые ресурсы превышают

110 трлн м³ (при открытых 90 трлн м³), т.е. даже авторская версия – это, по сути, оценка «сверху» реального газового потенциала недр СЕА (без нетрадиционных ресурсов).

Официальная оценка НПР нефти несколько превышает 100 млрд т (извлеч.). При ресурсных исследованиях надо четко учитывать уровень структурно-буровой изученности объектов анализа и прогноза (насколько изучены глубоким бурением крупные и средние по размерам положительные тектонические структуры, к которым приурочены до 90 % запасов газа и не менее 80 % нефти). При несоответствии изученности и степени освоенности НПР УВ (перевод их в начальные запасы) сразу встает вопрос о недостаточной достоверности официальных оценок ресурсов. Характерный пример – альбеноманский уникальный газоносный комплекс севера Западной Сибири. Как только начальные запасы комплекса достигли 30 трлн м³,

Таблица 4

Нефтегазовая геостатистика ВСМП (2002–2013 гг.)

Тип месторождения	Кол-во месторождений	Суммарные геологические запасы категорий НД+А+В+С ₁ +С ₂			Всего, млрд т у.т.
		газ*, трлн м ³	нефть**, млрд т	конденсат, млрд т	
Г	16	0,4			0,4
ГК	23	4,7		0,2	4,9
НГК	29	3,4	8,3	0,2	11,9
ГН	2	0,03	0,6		0,6
НГ	3	0,03	0,1		0,1
Н	13		0,9		0,9
Итого	86	8,5	9,9	0,4	18,8
Текущие разведанные запасы (извл.)		3,9	0,8	0,2	4,9

* Значительная часть запасов свободного газа связана с газоконденсатными и газовыми месторождениями (без нефти).

** Практически все запасы нефти приурочены к смешанным месторождениям (НГК/ГКН).

Таблица 5

Величина и структура начальных суммарных/потенциальных ресурсов свободного газа России, трлн м³

Провинция, область	Накопленная добыча и потери	Запасы		Начальные запасы	Категория ресурсов				НПР*
		А+В+С ₁	С ₂		С ₃	D ₁	D ₂	С ₃ +D	
Западно-Сибирская	16	32,8	9,4	58,2	14	26	18,1	58,1	116,3
Восточно-Сибирская	0,1	3,5	4	7,6	6,1	12,6	15,8	36,5	44,1
Прикаспийская	0,2	2,6	2,1	4,9	0,2	2,7	2,8	5,7	10,6
Тимано-Печорская	0,5	0,6	0,1	1,2	0,1	0,8	1,1	2	3,2
Прочие НГО (Восточно-Уральская, Северо-Кавказская и др.)	2,1	1,3	0,3	3,7	0,2	2,7	3,1	2,9	6,6
Континентальный шельф	0,2	8	3,7	11,9	8,9	24,7	61,1	94,8	106,7
Всего (2012 г.)	19,1	48,8	19,6	87,5	29,5	69,5	102	200	287,5
Всего (2014 г.)	20,4	49,5	19,7	89,6	29	66,9	102	197,9	287,5

* Приведены официальные оценки ресурсов на 01.01.2009 г., запасы текущие.

практически прекратились новые открытия залежей в сеномане (на суше мегапровинции) и приросты запасов кат. В+С₁. При текущей изученности комплекса около 75–80 % неразбуренными остаются отдельные окраинные зоны (моноклинали) и днища впадин и прогибов с минимальными (нулевыми?) перспективами газоносности, а официально прогнозные ресурсы газа составляют еще 18 трлн м³ (НПР = 48 трлн м³ на суше). Где их искать, есть ли они в природе? Скорее всего, нет...

Подобная ситуация наблюдается во многих регионах России для ряда комплексов пород (табл. 6).

Ситуация с ресурсами нефти в России сложнее, чем с газом. Согласно официальной оценке, по состоянию на 01.01.2009 НПР нефти почти достигли 110 млрд т (извлек.) при соотношении начальных открытых запасов и прогнозных ресурсов 4/6. С учетом повсеместно высокой изученности недр преимущественно нефтеносных областей России (Среднего Приобья, Волго-Уральской провинции и др.) это совершенно невероятное событие, если иметь в виду, что в последние десятилетия массово открывались лишь мелкие и отдельные средние по запасам, крайне редко – крупные (более 30 млн т), нефтесодержащие скопления на суше, а шельфовые области, за исключением северо-западной части Каспия, преимущественно (часто исключительно) газоносны по факту и генетическим предпосылкам. Очевиден вывод о значительном завышении официальной оценки нефтяного потенциала недр России. И сколько бы в будущем ни открывали небольших по запасам месторождений нефти – многие сотни, первые тысячи – они не смогут заменить в ресурсном отношении нескольких гигантов и уникальных месторождений типа Самотлора, Ромашкинского и др., которые в значительной

степени освоены и многие из них находятся на этапе падающей добычи. В частности, начальные извлекаемые запасы нефти уникального Самотлорского месторождения эквивалентны примерно 200–300 месторождениям с запасами 3–15 млн т каждое (только экономические затраты на поиски и освоение запасов в первом и втором случаях существенно разнятся).

Оценка углеводородного потенциала двух мегапровинций (ЗСМП + ВСМП) такова: суммарные углеводороды – 284–309 (~300) млрд т у.т., в том числе свободный газ – 130–138 трлн м³. По авторской оценке 2014 г., газовый потенциал России интервально оценивается в 204–210 трлн м³, в том числе 144–148 трлн м³ – суша, 60–62 трлн м³ – шельф.

Развитием МСБ газо- и нефтедобычи в ближайшие десятилетия будут заниматься целый ряд крупных, средних и даже небольших компаний-операторов, государственных и частных – публичных. Ареной их деятельности станет вся территория России, а применительно к крупным «финансово достаточным» компаниям – и шельфовые области Арктики и Дальнего Востока (рис. 1).

Современный период функционирования нефтяной и газовой отраслей промышленности России в части развития и освоения МСБ характеризуется:

- малообоснованным существенным завышением официальных оценок НПР нефти и особенно газа при отсутствии крупных принципиальных открытий на суше и шельфе арктических морей (в период 2002–2012 гг.);
- значительным усложнением структуры неоткрытых ресурсов газа и нефти в недрах ОБ России (суша);
- резким увеличением количества и географического разброса поисковых и эксплуатационных объектов;

Таблица 6

Авторская оценка изученности ЗСМП и ВСМП, %

ЗСМП (до гор. Ю ₃₋₄)	центральные области	75–80	Основные перспективы дальнейшего развития ГРП
	Надым-Пур-Тазовский регион	70–75	
	п-ов Ямал	60–65	
	п-ов Гыдан	35–40	
	Обская и Тазовская губы (апт-сеноман)	30–35	
	Открытый шельф Карского моря	2–3	
ВСМП (до кровли рифея)	южные области	35–60	
	северная половина	8–10	



Рис. 1. Нефтегазогеологическое районирование Российской Федерации, НГ-мегапровинции, провинции и области: 1 – Северо-Кавказская; 2 – Волго-Уральская + Прикаспийская; 3 – Тимано-Печорская; 4 – Западно-Сибирская; 5 – Восточно-Сибирская; 6 – Баренцевоморская; 7 – Восточно-Арктическая; 8 – Охотоморская; 9 – Тихоокеанская

- общим снижением доли поисковых работ в объеме ПРР и приростов за счет «чистых» открытий;

- отсутствием даже моральной ответственности за просчеты в прогнозировании: планирование и проводка глубоких и сверхглубоких скважин на заведомо малоперспективных объектах (при минимальной перспективности глубокопогруженных горизонтов – сухие коллекторы и пр.);

- повышением роли комплексных геофизических исследований при решении практически всех задач развития МСБ (поиски, разведка, моделирование, подсчет запасов и мн. др.);

- значительным увеличением «научности» процесса развития сырьевой базы газонефтедобычи: ошибки прогноза становятся все дороже.

Согласно оценкам Министерства энергетики России (март 2015 г.), общенациональное производство газа в 2035 г. прогнозируется в объеме 871–926 млрд м³ (пессимистический сценарий), нефти и конденсата – 525 млн т. Таким образом, по газу необходим и реален неуклонный рост добычи, по нефти главная задача – удержание ее на достигнутом в 2014 г. уровне.

С целью развития МСБ в рамках государственной подпрограммы «Воспроизводство мине-

рально-сырьевой базы, геологическое изучение недр» (февраль 2015 г.) предусматривается увеличение прироста новых разведанных запасов газа с 1,4 трлн м³ в 2015 г. до 1,8 трлн м³ в 2020 г. и далее, нефти – стабильный прирост в 0,8 млрд т ежегодно. Достижение этих показателей будет обеспечено проведением ПРР всеми компаниями, владеющими лицензиями на участки недр. В период 2015–2035 гг. по предприятиям ПАО «Газпром» предусмотрено прирастить около 15 трлн м³ новых запасов газа и до 3 млрд т жидких УВ преимущественно на севере ЗСМП и шельфе. Многие «тактические» объекты потеряют свою привлекательность с точки зрения поиска и разведки УВ-скоплений уже к 2018–2020 гг. Например, стратегические и тактические направления ПРР на суше Ямало-Ненецкого автономного округа и шельфе Карского моря (Южно-Карская область) показаны на рис. 2.

Особо необходимо отметить целесообразность дальнейших работ в Восточно-Сибирском мегарегионе. В период до 2035 г. ПАО «Газпром» необходимо решить следующие стратегические и тактические задачи развития МСБ газо- и нефтедобычи в Восточной Сибири:

1) в ближайшем пятилетии (2016–2020 гг.) осуществить полномасштабную

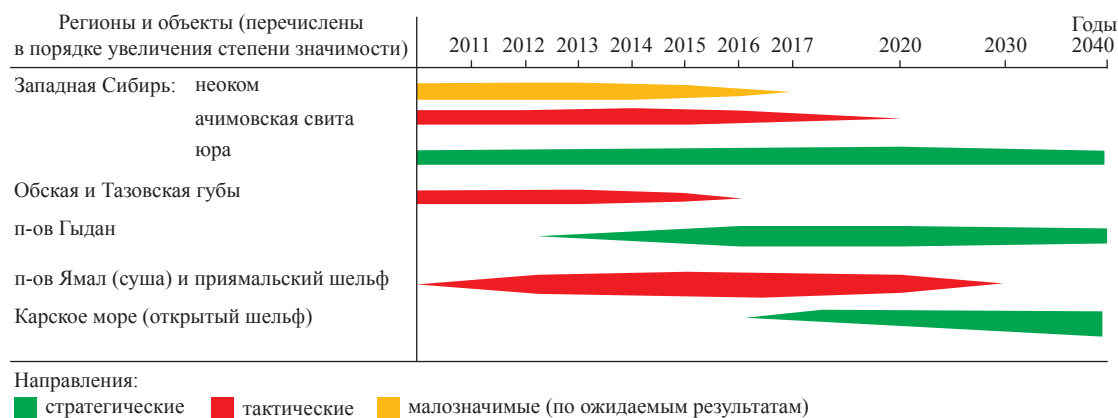


Рис. 2. Основные области и литолого-стратиграфические объекты на севере Западной Сибири, перспективные для ПРР в 2011–2040 гг. (с учетом степени значимости и геологических рисков)

всеобъемлющую доразведку всех залежей сверхгигантских месторождений – Ковыктинского и Чаяндинского – с целью обеспечения газом стратегического газопровода «Сила Сибири», а также опосредованное в их ареале площадей- и месторождений-спутников;

2) организовать поиски новых крупнейших и крупных месторождений (с запасами более 50 млн т у.т.) во всех областях ВСМП;

3) сформировать в зоне Ангарских складок и прилегающих районов (Красноярский край) новый тактический (субрегиональный) центр газодобычи, для чего должны быть дополнительно разведаны запасы газа в объеме не менее 280–300 млрд м³ (для организации добычи 12–15 млрд м³/год). В настоящее время запасы газа кат. В+С₁ по пяти месторождениям, контролируемым всеми компаниями-операторами, составляют менее 50 млрд м³, по кат. С₂ – менее 200 млрд м³;

4) развитие МСБ газодобычи в Восточной Сибири и на суше Дальнего Востока (Якутия) должно обеспечить к 2035 г. добычу по всем компаниям-операторам не менее 110–115 млрд м³/сут с поддержанием достигнутого уровня до 2050 г. и далее и доведением экспортного потенциала до 75–80 млрд м³/год;

5) с учетом доразведки известных нефте-содержащих месторождений и открытия новых на Сибирской платформе добыча жидких УВ может быть доведена к 2030 г. до 65–70 млн т/год (в т.ч. конденсата ~10–11 млн т). В объеме производства доля ПАО «Газпром» составит, вероятно, 20–22 млн т/год.

Особенности планирования и проведения ГРП в Восточной Сибири

Поисково-разведочные работы в южных областях ВСМП, безусловно, *необходимо продолжать*, несмотря на более чем скромные результаты ПРР, реализованных с целью выполнения лицензионных соглашений и обеспечения прироста новых промышленных запасов УВ. Однако следует, по возможности, учитывать (выполнять) следующие рекомендации:

1) не брать лицензионные участки с оценкой реальных (существующих в природе) потенциальных ресурсов УВ менее 70–80 млн т у.т., так как в этом случае вероятность обнаружения в их пределах крупных месторождений (более 30 млн т у.т.) невелика;

2) не бурить до 2020 г. (2025 г.) поисковые скважины глубиной 4000 м и более вследствие крайне низких фильтрационно-емкостных свойств коллекторов *терригенных* пород в древних толщах Сибирской платформы на больших глубинах. На глубинах более 3500 м сохранность карбонатных пород-коллекторов «оставляет желать много лучшего», что предопределяет вероятное неполучение промышленных притоков газа и особенно нефти;

3) в случае открытия месторождений с вероятными суммарными запасами УВ (В+С₁) менее 30 млн т у.т. целесообразно прекращать разведку «до лучших времен», т.к. средние и особенно малые месторождения (менее 10 млн т у.т.) попросту не нужны до 2030 г., особенно в случае их некомпактного расположения. Масштабная разведка/доразведка таких

месторождений будет снижать общую эффективность ГРР.

Принимая во внимание неодинаковые потребности в новых открытиях и приростах, современную разбуренность перспективных регионов и разную освоенность ресурсов их недр, крупность новых месторождений УВ оценивается в широком диапазоне (табл. 7). Например, «гоняться» по гыданской тундре (Гыданская область, суша) за средними и малыми месторождениями до 2030 г. нет никакого смысла, т.к. их освоение будет еще долгое время экономически нецелесообразным. Точно также открытия месторождений с запасами менее 100 млн т у.т. на шельфе следует признать неэффективными, по крайней мере, до 2030 г.

Период «легких» открытий и легко осваиваемых запасов на суше в России завершился еще на рубеже 80–90-х гг. XX столетия, а новые открытия даже гигантских газосодержащих месторождений в недрах арктических морей «легкими» в плане промышленного освоения не назовешь, как показывает пример Ленинградского и Русановского месторождений на шельфе Карского моря, Штокмановского ГКМ в Баренцевом море (открыты в конце 80-х гг. прошлого столетия) и др. Достаточно быстро и экономически эффективно могут быть освоены только месторождения УВ на Присахалинском шельфе Охотского моря, что и наблюдается после 2000 г. Главная причина: востребованность

газа, конденсата и нефти, высокая ликвидность осваиваемых запасов и добычи (поставки УВ в страны Восточной Азии).

Динамика развития МСБ и новых приростов до 2050 г. должна соотноситься с динамикой добычи УВ по периодам и регионам. До 2040 г. национальное производство газа будет постепенно, но неуклонно возрастать. Уже сейчас ресурсные возможности позволяют добывать из недр ОБ СЕА ежегодно 720–750 млрд м³ газа. С высокой вероятностью производство газа в России к 2035 г. превысит 900 млрд м³ (до 950–1000 млрд м³), хотя в таком прогнозе очевидна глобальная конъюнктурная составляющая, которая в конечном счете и определит абсолютные объемы добычи в стране. Объемы морской газодобычи составят до 240–250 млрд м³/год, в том числе Группой Газпром – не менее 200–210 млрд м³. После 2050 г. в структуре национального производства все более ощутимую роль станет играть газ из нетрадиционных источников (низкопрофилируемых коллекторов, сланцевых и угольных толщ, газогидратов): до 100–120 млрд м³ и более – к 2040 г., до 200 млрд м³ – к 2050 г.

Таким образом, реально максимальный уровень национального производства природного газа России интервально оценивается в 1,08–1,10 трлн м³/год, а ресурсную обеспеченность добычи на дальнюю перспективу (до 2050 г.) следует оценить как высокую

Таблица 7

Месторождения, которые целесообразно открывать и далее разведывать (2016–2030 гг.) в регионах СЕА

Крупность (реально подтверждаемые запасы), млн т у.т., более	Регион						
	восточно-арктический шельф	западно-арктический шельф, север ВСМП	Ямальская НГО, Гыданская НГО, юг и восток ВСМП, Охотоморский шельф	Надым-Пур-Тазовский регион, Енисей-Хаганская область, Прикаспийская НПП	Ханты-Мансийский автономный округ, Тимано- Печорская НПП, Томская область	Волго-Уральская НПП, Поволжье	Северный Кавказ
300	+						
100,0		+					
30,0			+				
10,0				+			
3,0					+		
1,0						+	
0,3							+

(= достаточную) исходя из достоверных оценок прогнозных ресурсов, современных и будущих запасов традиционного газа, ресурсов же нетрадиционного газа хватит на многие десятилетия второй половины XXI века.

Общий прирост новых разведанных/доказанных запасов газа в период 2016–2035 гг. на суше России и в пределах акваторий Северной Евразии всеми компаниями-операторами составит не менее 22–23 (в т.ч. ПАО «Газпром» – 15 трлн м³, возможно, до 16 трлн м³) с коэффициентом восполнения добычи около 1,18–1,24. По сути, это простое воспроизводство запасов, т.к. приращиваем геологические запасы в недрах, а извлекаем... извлекаемые запасы, если считать товарную добычу газа без объемов обратной закачки на нефтяных месторождениях.

В 2036–2050 гг., по расчетам экспертов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», общий прирост оценивается в 27–28 трлн м³, при этом объемы ГРП должны возрасти в 1,8–2,0 раза по сравнению с предыдущими 20 годами, что связано с неуклонным снижением эффективности глубокого бурения по всем регионам суши и отдельным морям (южным, Охотскому и др.). В сумме прирост за период 2016–2050 гг. составит около 50 трлн м³ запасов «обычного»/традиционного газа (по современным технологическим и экономическим критериям) и превысит интегральную 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).

После завершения десятилетней программы ГРП на 2016–2025 гг. сформированные в этот период стратегические направления ПРП продолжают развиваться на суше Гыдана и Ямала за счет введения в разведку объектов нераспределенного фонда. В Надым-Пур-Тазовском регионе, а также в восточных и европейских регионах страны (суша) объемы прироста запасов позволят компенсировать падающую добычу в незначительной степени. Основная роль в восполнении сырьевой базы ПАО «Газпром» до 2040 г. отводится участкам на шельфе арктических и дальневосточных морей.

В 2016–2040 гг.:

а) практически полностью будет исчерпан газовый потенциал уникального сеноманско-го комплекса на суше ЗСМП и в значительной степени – запасы неокомских (валанжинских)

залежей УВ Надым-Пурской области (к 2025–2028 гг.);

б) завершится разработка практически всех гигантских базовых газосодержащих месторождений европейских районов и Надым-Пур-Тазовского региона (к 2030 г.);

в) большинство месторождений суши Ямала и Восточной Сибири, открытых до 2011 г., к 2030 г. вступят в «зрелую» стадию эксплуатации, а после 2035 г. – в «позднюю» стадию;

г) структура МСБ сильно усложнится за счет увеличения запасов УВ глубоководных, сложнопостроенных, сложного состава газа месторождений и залежей, удаленных от современных центров газонефтедобычи;

д) с учетом того, что в недрах длительно эксплуатируемых месторождений уже содержатся неизвлекаемые геологические запасы газа в объеме более 7 трлн м³, сырьевая база России «образца 2015 г.» к 2040 г. существенно уменьшится, остаток современных запасов перейдет в категорию пассивных (с падающей добычей).

Снизятся средняя крупность месторождений и доля запасов, приходящихся на гигантские (более 300 млрд м³ каждое) месторождения. Общая структура текущих разведанных запасов и прогнозируемых ресурсов газа России к 2040 г. значительно усложнится в результате структурного изменения ресурсного потенциала материковых бассейнов Сибири и Дальнего Востока; значительно увеличится доля запасов газа морских месторождений и прогнозных ресурсов морских бассейнов в сумме запасов и ресурсов России и ПАО «Газпром». Новые открытия и приросты запасов нефти на арктическом шельфе будут относительно невелики в силу преимущественной газоносности их недр.

Будущее развитие МСБ компаний Группы Газпром представляется следующим. Текущие разведанные запасы свободного газа Общества составляют 35,6 трлн м³. В качестве необходимого и достаточного объема текущих геологических запасов газа Группы Газпром нужно признать величину запасов кат. В+С₁ к концу 2030 г. – 39 трлн м³, к концу 2035 г. – 40 трлн м³, к 2041 г. – 41–42 трлн м³. Развитие МСБ за счет прироста разведанных запасов УВ в ходе ПРП в период 2016–2040 гг. в России должно обеспечить:

- восполнение (в значительной степени) отборов новыми приростами в районах современной газодобычи или тяготеющих

Таблица 8

**Баланс между текущими запасами, добычей и приростами газа России до 2050 г.
(суша и шельф), трлн м³**

Текущие запасы		Интегральная добыча традиционного газа (2016–2050 гг.)	Общий прирост запасов, разведанных всеми компаниями-операторами (2016–2050 гг.)	Разведанные (промышленные) запасы РФ на 01.01.2051 г.
кат. А+В+С ₁	кат. С ₂			
~50,0*	~20,0	32–33**	50** (в т.ч. 9–10 за счет запасов кат. С ₂)	~ 67–68

* В т.ч. геологически неизвлекаемый газ – до 7 трлн м³ (2016 г.), до 15–16 трлн м³ (2051 г.).

** Оценка при средней годовой добыче 900–950 млрд м³ без учета прироста запасов и добычи нетрадиционного газа.

Таблица 9

Ресурсная обеспеченность развития газодобывающей отрасли промышленности стран и регионов мира до 2050 г. и далее

Ресурсы газа	Обеспеченность газом		
	высокая	средняя	низкая
Традиционные	Россия, Ближний Восток и Иран, Австралия	Норвегия, Северная Африка, Юго-Восточная Африка, Бразилия	Западная Европа, США, Канада, Китай, Индия
Нетрадиционные (ПГ, УГ, СГ и др.)*	Россия (ПГ, УГ), США (СГ, ПГ, УГ)	Канада (СГ, ПГ), Китай (ПГ, СГ, УГ), Индия (УГ), Австралия (УГ)	Западная Европа (все виды нетрадиционных ресурсов газа)

* ПГ – «плотный» газ, УГ – угольный газ, СГ – сланцевый газ.

территориально к действующей Единой системе газоснабжения (Обская и Тазовская губы, Ямал, Гыдан);

- организацию новых центров добычи УВ в Арктике, Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, включая шельфовый ареал о. Сахалин;

- формирование и развитие сырьевой базы добычи жидких УВ, прежде всего нефти, в Печорском море, на севере Западной и юге Восточной Сибири с доведением текущих запасов жидких УВ до 5,0 млрд т (к 2041 г., ПАО «Газпром»);

- разработку разноуровневой целевой инвестиционной стратегии освоения ресурсов УВ.

Генеральный посыл всех вариантов расчета: текущие геологические запасы ПАО «Газпром» в предстоящие 35 лет (до 2050 г. включительно) не должны уменьшаться – они должны или быть стабильными по величине (в отдельные периоды), или, что более предпочтительно, постепенно увеличиваться (в динамике добыча/прирост) (табл. 8).

Таким образом, положение России в «газовом мире» в ближайшие полстолетия представляется как выигрышное и оценивается весьма оптимистично (табл. 9).

Среди всех стран мира Российская Федерация благодаря максимально большой площади на суше СЕА и контролируемым шельфовым областям в Арктике и на Дальнем Востоке оптимально обеспечена широким спектром полезных ископаемых, прежде всего горючих, а также «рудно-металлургических» (развитие всех видов металлургического производства). Ее «минеральная самодостаточность» очевидна и просматривается вперед практически на весь XXI век. Прежде всего Россия была, есть и останется ведущей газовой державой мира, по крайней мере, до 2050 г., но, скорее всего, и далее.

Развитие газовой и нефтяной отраслей промышленности России в первой половине XXI века будет определяться освоением углеводородного потенциала недр малоизученных регионов Сибири, Дальнего Востока (суша), шельфов арктических и дальневосточных морей. Особо необходимо отметить Карское море, акватория которого вместе с сушей Западной Сибири, включая арктические п-ова Ямал и Гыдан, входит в состав крупнейшей – мирового уровня – мегапровинции. **Общее число месторождений крупнее 100 млрд м³**, которые могут быть еще открыты и разведаны до 2035 г. в северных и арктических областях Западной

Сибири, составляет 20–25 ед. с суммарными прогнозными ресурсами (подтверждаемыми запасами) до 14–16 трлн м³. Поиски и разведка таких месторождений рассматриваются в качестве главных приоритетов дальнейшего освоения газового потенциала недр ЗСМП (суша и шельф).

Ресурсная обеспеченность развития газовой отрасли промышленности в России в обозримом будущем оценивается как достаточная. Высокая освоенность и общая ограниченность традиционных ресурсов нефти России обусловит активное и масштабное освоение нетрадиционных ресурсов уже в ближайшее десятилетие (в 2021–2025 гг. и далее).

В предстоящие два десятилетия в России появится ряд новых крупных центров

газодобычи: на суше – Ямало-Карский (Ямальский п-ов и прилегающий шельф Карского моря), Гыданский (Гыданский п-ов с Тазовской губой и Западно-Енисейским районом), Красноярский, Иркутский, Якутский; на шельфе – Баренцевоморский и Охотоморский. Именно они и будут определять национальную газодобычу России до 2050 г.

Необходимо особо подчеркнуть следующее: несмотря на значительные текущие запасы свободного газа и нефти в России, их восполнение должно быть непрерывным в предстоящие 30–35 лет. Только так можно избежать форс-мажорных ситуаций с обеспечением будущей добычи доказанными запасами УВ.

Список литературы

1. Нежданов А.А. Концепция поисково-разведочных работ в Западной Сибири / А.А. Нежданов, Н.А. Туренков, В.В. Огибенин и др. // Газовая промышленность. – № 4. – 2006. – С. 26–28.
2. Скотт А.Н. Прогноз развития энергетики на период до 2030 г. / А.Н. Скотт // Геология нефти и газа. – № 5. – 2007. – С. 58–62.
3. Высоцкий В.И. Запасы, ресурсы и добыча природного газа в мире / В.И. Высоцкий, В.А. Скоробогатов // Актуальные проблемы и перспективы освоения месторождений углеводородов: тез. докл. III Междунар. науч.-практ. конф. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – С. 14–15.
4. Карнаухов С.М. Развитие минерально-сырьевой базы газовой промышленности / С.М. Карнаухов, В.С. Коваленко, В.С. Парасына и др. // Газовая промышленность. – 2007. – № 3. – С. 22–25.
5. 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.
6. Скоробогатов В.А. Проблемы ресурсного обеспечения добычи природного газа в России до 2050 года / В.А. Скоробогатов, С.Н. Сивков, С.А. Данилевский // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 4–14.
7. Скоробогатов В.А. Концепция развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности России и ОАО «Газпром» до 2030 г. с учетом расширения географии геолого-разведочных работ / В.А. Скоробогатов, Ю.Б. Силантьев, С.Н. Сивков // М-лы XIII Коорд. геол. совещания ОАО «Газпром». – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – С. 35–43.
8. Черепанов В.В. Российский газ в XXI веке / В.В. Черепанов, С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. – М.: РГУНГ, 2012. – № 1. – С. 20–23.