

## ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ

*В.А. Скоробогатов, С.Н. Сивков, С.А. Данилевский  
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Развитие минерально-сырьевой базы (МСБ) газодобычи – фундаментальное направление деятельности ОАО «Газпром» «на все времена».

Сырьевая база газовой отрасли промышленности России создавалась более 40 лет, сначала медленными темпами (до 1964–1965 гг.), а потом, с открытием Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции (ЗСМП), – стремительно до 1993–1994 гг. Активно воплощавшийся в практику лозунг последней трети XX века: «Сначала надо создать запасы, а потом уже думать, как их расходовать», в условиях существовавшей социально-экономической системы России имел огромное значение для быстрого роста разведанных запасов благодаря приростам в 1,6–2,2 трлн м<sup>3</sup> и более в год и для обеспечения добычи на последующие два десятилетия вперед (1991–2011 гг.).

Во избежание ошибок и просчетов, чреватых крупными финансовыми и временными потерями («не туда шли... и нашли не то, что нужно...»), необходима разработка стратегически обусловленной концепции развития МСБ газовой отрасли промышленности России на среднюю (до 2020 г.) и дальнюю перспективу, в которой тактические задачи, стратегические цели и показатели были бы оптимально взаимосвязаны. Главная стратегическая цель развития МСБ – обеспечение разведанными запасами газа и жидких УВ (конденсата и нефти) ныне действующих и вновь формируемых крупных центров газодобычи на территории России и на шельфе арктических и дальневосточных морей.

За счет сырьевой базы, окончательно сформированной в России в последнее предкризисное десятилетие 1981–1990 гг., прежде всего на севере Западной Сибири (в Надым-Пур-Тазовском регионе (НПТР) и на п-ове Ямал) национальное производство газа «продержится» до 2021–2022 гг. Однако без активного воспроизводства разведанных запасов взамен отбираемых из недр объемов газа поддержание добычи даже на уровне 650–700 млрд м<sup>3</sup>/год станет невозможным. В этой связи новая Концепция развития МСБ до 2035 г., уточняющая разработанную в 2008–2009 гг. (с периодом действия 2010–2030 гг.) [1], обосновывает цели, задачи и наиболее эффективные направления проведения поисково-разведочных/геолого-разведочных работ (ППР/ГРР) на газ (и нефть) для подготовки новых разведанных запасов УВ во всех перспективных регионах суши и на шельфе, обладающих реальными неоткрытыми (прогнозными) ресурсами.

Ныне действующие и новые крупные центры газодобычи, которые появятся к 2035–2040 гг., в том числе в совершенно не изученных областях Арктического и Дальневосточного шельфа, показаны на рис. 1. Необходимо подчеркнуть, что кроме Астраханского, Заполярного и Ямальского центров на суше, а также Штокмановского в Баренцевом море ни один из 15 других не обеспечен в полной мере необходимой сырьевой базой газо- и нефтедобычи. Даже базовые – крупнейшие из открытых месторождений – недоразведаны, не изучены их глубокие горизонты, недостаточно исследованы ареалы и месторождения-спутники и т.д. В равной степени это относится и к традиционным центрам – Надым-Пурскому и Оренбургскому.

Проблемы обоснования необходимости дальнейшего развития МСБ газа России и ОАО «Газпром» в частности обсуждаются в работах [2–5]. Безусловным является тот факт, что во всех осадочных и нефтегазоносных бассейнах (НГБ) на суше России все уникальные по геологическим запасам месторождения (более 3,0 трлн м<sup>3</sup> и 3,0 млрд т) уже выявлены, разведаны и находятся в интенсивной разработке (кроме Астраханского, в силу геозекологических причин). Есть некоторая (невысокая) вероятность открытия подобных газосодержащих месторождений (одного-двух, вряд ли более) в пределах древней Сибирской платформы, если, конечно, известное Ковыктинское месторождение (запасы менее 2 трлн м<sup>3</sup>) не окажется в конечном итоге самым крупным из возможных, сохранившихся в ходе очень сложной геодинамической истории развития (многочисленные перестройки структурных планов, траппы – наземный вулканизм, разломообразование и др.).

Открытия также гигантских и сверхгигантских месторождений (более 300 и 1000 млрд т у.т.) в материковой части характеризуются средней и малой вероятностью для большинства НГБ в силу их высокой изученности и природно-генетических причин, и именно подобные месторождения становятся



Рис. 1. Главные центры по объему добычи и значимости для развития газовой промышленности России до 2040 г.

базовыми для добычи УВ. Массовые открытия гигантских, сверхгигантских и отдельных уникальных газосодержащих месторождений предстоят на Арктическом шельфе, изученность недр которого менее 5 %, в отличие от высокой изученности сухопутных бассейнов (от 30–40 до 70–80 % и более).

Концепция развития МСБ газодобычи России должна исходить, прежде всего, из необходимости прироста запасов там (в тех регионах и областях), где они нужнее всего (по тактическим периодам – 5, 10 лет), и из возможностей (ресурсных) обеспечения необходимых приростов с приемлемой экономикой поисково-разведочного процесса.

Нужнее всего запасы в районах с падающей и ограниченной добычей (в Западном Предкавказье, Оренбургской области, в НПТР и Томской области), где они будут востребованы в кратчайшие сроки. Однако реальные неоткрытые ресурсы УВ не позволяют надеяться здесь на крупные открытия, по крайней мере, на средних глубинах (до 3,0–3,5 км), а глубже господствующими становятся скопления в плотных низкопроницаемых резервуарах (нетрадиционные ресурсы газа и нефти).

Геологическое изучение недр осадочных бассейнов, поиски, разведка и освоение месторождений и залежей УВ на территории России (Европейские районы, Сибирь и Дальний Восток) проводятся более 150 лет, наиболее активно – в период 1950–1980 гг. Геолого-разведочными работами на нефть и газ было охвачено до 80 % всей равнинной территории страны, перспективной для поисков и разведки УВС (вне горных сооружений). В Европейской части страны (суша) практически не осталось областей и районов, совершенно не опоскованных, т.е. не охваченных геофизическими исследованиями и бурением глубоких скважин. В Западно-Сибирской мегапровинции к таковым относятся отдельные зоны по периферии мегабассейна, вблизи линии выклинивания чехольных образований мелового и юрского возраста, а также восток и северо-восток Гыданской НГО. В пределах древней Сибирской платформы крайне слабо исследована вся ее северная половина в пределах Лено-Тунгусской провинции. Недостаточно изучены Енисей-Хатангский и Предверхоанский мезозойские прогибы, а также все межгорные впадины между р. Амур и Северным Ледовитым океаном (Зея-Буреинская, Момо-Зырянская, Чаун-Чукотская и др.). По глубине необходимо отметить высокую изученность до 4 км всех европейских областей и районов, кроме Коротайхинской впадины Предуральского прогиба. В Западной Сибири относительно хорошо изучены бурением глубины до 3,5 км повсеместно в Среднем Приобье и НПТР, до 3,0 км – Ямальского полуострова и Большехетской

впадины. То же относится и к Непско-Ботуобинскому и Камовскому сводам, а также к Иркутскому амфитеатру Сибирской платформы, где глубины до 3,0 км освоены бурением в большинстве районов и зон. По всем осадочным бассейнам, кроме Предкавказского, глубины 5–7 км практически не исследованы бурением (единичные параметрические и поисковые скважины).

Вместе с тем и до настоящего времени на суше России остаются обширные области, слабо изученные глубоким и, прежде всего, параметрическим бурением, в частности, глубоководные горизонты нижнего мела и средней юры арктических областей ЗСМП, что затрудняет выбор объектов зонального уровня для проведения поисково-оценочных работ. Крайне слабо изучены бурением шельфовые области Баренцева и особенно Карского морей, совершенно не охвачен бурением восточно-арктический сектор морей.

После кризисного (во всех отношениях) периода 1991–2000 гг. поисково-разведочные работы на нефть и газ в последующее десятилетие «набирали обороты» крайне медленными темпами и проводились в районах и зонах газонефтедобычи. Это определяло не в последнюю очередь и низкий уровень воспроизводства МСБ ( $\pm 10\%$  от добываемых объемов).

Основные проблемы, осложняющие производство ГРП в России для всех компаний-операторов в настоящее время, отражены на рис. 2.



Рис. 2. Проблемы развития геолого-разведочных работ на газ в России: современный этап

В рамках новой стратегии развития МСБ предполагается, что в предстоящие 25 лет расширится география поисков месторождений УВ, увеличится глубинность разведки и спектр направлений и объектов ГРП. К наиболее перспективным районам для развития и укрепления МСБ газо- и нефтедобычи в период 2011–2035 гг. относятся:

- на суше:
  - арктические области Западной Сибири (Ямал, Гыдан, северный и восточный ареалы Большехетской впадины, северо-запад Красноярского края (левобережье эстуария р. Енисей));
  - Западно-Енисейская область (между р. Енисей и границей с Пур-Тазовской НГО), восточная половина Пур-Тазовской области, Обь-Надымское междуречье;
  - вся южная половина Лено-Тунгусской провинции (междуречья р. Енисея и Лены);

- Енисей-Хатангский мегапрогиб;
- юго-западная (российская) часть Прикаспийской впадины;
- северные впадины Предновоземельского прогиба (Коротаихинская, Косью-Роговская);
- на море:
  - прибрежный шельф, губы и заливы Печорского, Карского и Охотского морей, шельф Черного и Каспийского морей;
  - открытый шельф Баренцева и Карского морей;
  - отдаленная перспектива – весь восточно-арктический сектор морей Северной Евразии (Лаптевых, Восточно-Сибирское и др.).

Основные пути (направления/источники) развития МСБ показаны на рис. 3.



Рис. 3. Пути (направления) развития сырьевой базы газонефтедобычи ОАО «Газпром» в России

Реализация всех трех направлений будет происходить в условиях конкурентной борьбы между крупными вертикально интегрированными нефтедобывающими (ВИНК), газодобывающими и независимыми компаниями – аутсайдерами и «имперских предпочтений» со стороны государства, с тем или иным участием зарубежных компаний.

Главные цели развития МСБ газодобычи в различных регионах России за счет производства ГРП:

- в старых (традиционных) регионах (Оренбургская область, Северный Кавказ, Тимано-Печорская провинция, НПТР, Томская область) – стабилизация добычи или сдерживание темпов ее падения вследствие истощения эффективных запасов;
- в Обской и Тазовской губах и на юге Гыдана – организация нового района добычи сеноманского газа для поддержания эксплуатационной «жизни» Ямбургского промышленного газодобывающего узла;
- на суше и ближнем шельфе Ямала – доразведка базовых месторождений и их морских продолжений к 2020 г., опоскование малоизученных зон на севере и юго-западе полуострова и глубин 3000–4500 м, прирост новых запасов газа в объеме не менее 2,5 трлн м<sup>3</sup> для обеспечения стабильной газодобычи после 2030 г.;
- на Гыданском полуострове – полномасштабное опоскование нижнемеловой части разреза и среднеюрских горизонтов до глубины 4000 м с приростом разведанных запасов не менее 2,0 трлн м<sup>3</sup>;
- в Восточной Сибири – прирост новых запасов УВ в объеме не менее 6,0 млрд т у.т. (газа – до 80 %) для организации масштабной добычи в рамках Восточной программы (доразведка открытых

месторождений, поиски и оценка новых крупных месторождений углеводородов всеми компаниями-операторами), в том числе ОАО «Газпром» – не менее 2,5 млрд т у.т.;

- в ареале Западно-Арктического шельфа – обеспечение запасами новых крупных центров газодобычи (после 2020 г. – в Баренцевом море, после 2025 г. – в Карском море);
- в Охотском море – укрепление МСБ новыми открытиями с приростом не менее 1,0 трлн м<sup>3</sup> разведанных запасов газа (на Присахалинском и Прикамчатском шельфах).

Принципы развития МСБ и прироста новых разведанных запасов УВ:

- в старых европейских и традиционных западно-сибирских районах газодобычи – чем больше, тем лучше, но не любой ценой; максимально возможная компенсация добычи в конкретных районах;
- в новых районах развития ГРП на суше (регионы Сибири и Дальнего Востока) – поиски, оценка и разведка наиболее крупных из оставшихся не открытыми месторождений УВ (чем удаленнее районы от действующей инфраструктуры, тем крупнее должны быть месторождения, прогнозируемые к открытию);
- на шельфе арктических морей – опоскование наиболее крупных (по перспективным ресурсам УВ) объектов, максимально приближенных к береговой линии для обеспечения планируемой добычи в 2031–2050 гг.

В рассматриваемый период Западно-Сибирская нефтегазоносная мегапровинция (ЗСМП) останется одним из основных регионов проведения поисково-разведочных работ на газ (север) и нефть (центральные и западные районы).

Основой стратегии развития ГРП для укрепления сырьевой базы газодобычи России до 2035 г. будет являться освоение остаточного углеводородного потенциала (без добычи и запасов C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>) недр ЗСМП (суша и шельф Карского моря) в силу следующих причин:

1. Мегапровинция, приуроченная к одноименной молодой плите, уникальна по разведанным запасам и неоткрытым (предполагаемым) – перспективным и прогнозным – ресурсам газа и конденсата и является одной из ведущих в мире по запасам и ресурсам нефти. В недрах северной части мегапровинции сформировался крупнейший в мире узел газонакопления в терригенных толщах, ограниченный трендом месторождений Медвежье – Ямбургское – Заполярное – Губкинское – Ямсовейское, с центром – уникальным по запасам газа месторождением Большой Уренгой. Арктические районы мегапровинции изучены недостаточно, особенно по средним и нижним горизонтам осадочного чехла (низы мела, юра, доюрские породы).

Современная сейсмобуровая (геолого-геофизическая) изученность осадочного чехла (до кровли средней юры) оценивается по Ямальской НГО на уровне 55–60 %, Гыданской – 30–35 %, Карского моря, включая губы и заливы, – менее 5 %. Слабо изучены средние и нижние горизонты неокма на Гыдане и в шельфовых зонах, весь юрский продуктивный комплекс повсеместно.

2. Генетические условия в нижнемеловых и юрских толщах севера мегапровинции обусловили формирование и сохранность преимущественно газосодержащих скоплений, вследствие чего газовый потенциал осадочного чехла намного превосходит нефтяной потенциал, что и подтверждается современным размещением УВ-скоплений и соотношением между геологическими запасами газа и жидких УВ в открытых месторождениях. Будущие открытия вряд ли существенно изменят отношение газ/нефть в начальных запасах (с учетом накопленной добычи) арктических областей ЗСМП [2–4].

3. Осадочный чехол северных и арктических областей Западной Сибири обладает колоссальным УВ-потенциалом (в первую очередь за счет его газовой составляющей), обусловленным развитием огромных масс ОВ как рассеянного, преимущественного гумусового и лейптинито-гумусового состава, так и концентрированного, в виде углей и углистых сланцев. Потенциальные ресурсы свободного газа Ямальской, Южно-Карской и Гыданской областей в сумме, по оценке 2010 г., достигают 68–70 трлн м<sup>3</sup>. Геологические ресурсы в плотных низкопроницаемых газонасыщенных коллекторах сопоставимы с традиционными газовыми ресурсами и составят главный объект изучения, освоения и промышленного использования в 2026–2050 гг. и в последующий период сначала на суше, а в дальнейшем – и на шельфе.

4. Арктические области Западной Сибири (Ямал, Гыдан, шельф Карского моря) – стратегический резерв развития МСБ и добычи природного газа России. Изучение и освоение углеводородного, прежде всего, газового потенциала недр этих областей будет активно продолжаться до 2050–2060 гг., а глубоких горизонтов – и до последних десятилетий XXI в.

5. Промышленное освоение громадного газового потенциала недр арктических областей Западной Сибири является транснациональной задачей и потребует объединения финансовых возможностей, использования новейших технических средств (на суше и особенно на море) и инновационных технологий целого ряда крупнейших отечественных и транснациональных компаний-операторов.

Концепция изучения и освоения УВ-потенциала Гыданской области, Обской и Тазовской губ Карского моря сводится к следующему:

- до 2020 г. – поиски и разведка УВС в нижнемеловой части разреза, где может быть получен максимальный эффект в виде новых разведанных запасов преимущественно газа. Необходимо предусмотреть бурение до горизонтов средней юры ( $Ю_2$ – $Ю_4$ ) только единичных поисковых скважин и только на самых крупных поднятиях (до глубин 3,4–3,8 км, ниже – ресурсы в низкопроницаемых резервуарах);

- в 2021–2030 гг. – массовое бурение глубоких скважин со вскрытием среднеюрского разреза на 400–500 м (до горизонтов  $Ю_{6-7}$ );

- с 2031 г. – опоскование низов юры, зоны контакта (НГЗК) и начало изучения доюрских осадочных комплексов пород.

В табл. 1 приведена экспертная оценка рисков при проведении ГРП в Западно-Сибирской мегапровинции.

Таблица 1

**Особенности геологических условий, повышающих риски низкой эффективности ГРП в арктических районах Западной Сибири в период 2011–2030 гг.**

Малоизученные районы суши и шельфа	Степень риска	Геологические причины (согласно прогнозу)
Северные и восточные районы п-ова Гыдан	Высокая	Малоперспективны сеноман и апт
	Средняя	Относительно невысокие перспективы неокома
Обская и Тазовская губы	Средняя	Пониженная перспективность неокома-апта
	Высокая	В юре вероятны нетрадиционные ресурсы газа
П-ов Ямал	Средняя	Высок риск пониженной газонефтеносности неокома в зонах впадин и прогибов
	Высокая	В юре – преимущественно нетрадиционные ресурсы газа («плотный» газ)
Ближний шельф Карского моря	Средняя	Сеноман средне- и малоперспективен (в целом)
	Малая	Неоком-апт – высокоперспективные объекты
	Повышенная	Высок риск бесперспективности нижних горизонтов неокома
	Очень высокая*	В юре вследствие жестких термобароглубинных условий – низкопроницаемые газонасыщенные коллекторы (нетрадиционные ресурсы газа)

\* По отношению к залежам «нормального» газа.

Вторым главным стратегическим направлением развития МСБ газа на суше является освоение УВ-потенциала древней Сибирской платформы, которое будет продолжаться всю первую половину XXI в. Вместе с тем реализация этого направления характеризуется большим спектром рисков и неопределенностей, главные из которых – геологические.

Оптимальный алгоритм очередности проведения ГРП на Сибирской платформе:

- доразведка Чаюдинского НГКМ и месторождений-сателлитов в его ареале;
- доразведка Ковыктинского ГКМ и месторождений-сателлитов;
- доразведка месторождений Юрубчено-Тохомской зоны и всего ареала Камовского свода;
- поиски и доразведка месторождений вдоль трасс строящихся и проектируемых нефтегазопроводов, в том числе в ареале Присяяно-Енисейской впадины, на юго-востоке Якутии и др.;
- освоение ресурсного потенциала перспективных зон, расположенных севернее территорий современного лицензирования юга Сибирской платформы (северо-западные области Лено-Тунгусской провинции в 2026–2035 гг.).

На рис. 4 показаны основные регионы и перспективные литолого-стратиграфические объекты проведения ГРП в России до 2040 г. Поисково-разведочные работы в европейских регионах страны, проведение которых рационально до 2025–2030 гг. для доизучения остаточного УВ-потенциала их

недр, представляются как тактическое направление развития сырьевой базы газодобычи. Ожидаются новые открытия исключительно мелких месторождений и залежей УВ и ежегодные приросты на уровне нескольких миллионов, реже – нескольких десятков миллионов тонн условного топлива в каждом из регионов. Суммарный прирост запасов кат. В+С<sub>1</sub> до 2030 г. по традиционным районам газонефтедобычи вряд ли превысит 400–500 млн т у.т. (суша), а с учетом выхода с ГРП в малоизученные районы – до 0,9–1,0 млрд т у.т. (газа больше, чем нефти).

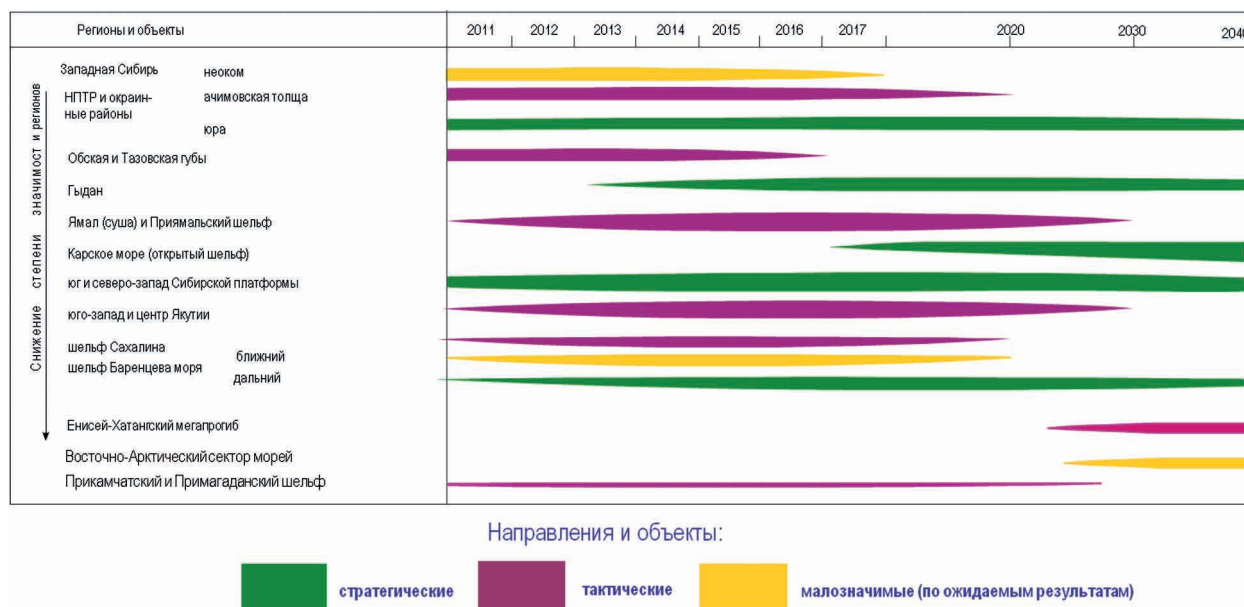


Рис. 4. Основные регионы и перспективные литолого-стратиграфические объекты проведения геолого-разведочных работ на газ в 2011–2040 гг. (с учетом степени значимости и геологических рисков)

В предстоящие 25 лет наибольшие объемы капитальных затрат и ГРП в физическом выражении должны быть проведены в континентальных областях России (Сибирь и Дальний Восток), а относительно невысокие приросты новых запасов УВ по регионам суши должны компенсироваться значительными открытиями и приростами на шельфе.

При планировании развития МСБ газовой промышленности в Арктике и на Востоке страны необходимо придерживаться «пошаговой стратегии» освоения УВ-потенциала шельфовых областей:

- *ближняя перспектива*: вначале разведка и освоение прибрежной части акваторий, прежде всего месторождений типа суша/море, в том числе перспективных площадей Тазовской и Обской губ (центр, север) – до средних глубин и неокомских горизонтов (2,3–3,0 км), Присахалинского шельфа, Печорского моря;
- *средняя перспектива*: поисково-оценочные работы на наиболее крупных, максимально перспективных площадях, умеренно (на 20–40 км) удаленных от берега (Приямальский, Причерноморский и Прикамчатский шельф), для определения масштаба открытия месторождений, освоение которых возможно в краткие сроки;
- *дальняя перспектива*: постановка масштабных поисково-разведочных работ во всем ареале открытого шельфа западно-арктического сектора морей на самых «выигрышных» объектах (в плане открытий и новых приростов разведанных запасов УВ).

В разных областях и регионах России, а также на шельфе существуют свои критерии поисковой крупности предполагаемых месторождений (по конечным – в результате ПРП – запасам газа). Это демонстрирует табл. 2.

Таблица 2

Критерии поисковой крупности (по уровню «отсечения» ожидаемых запасов месторождений) в средней перспективе (2011–2020 гг.) с учетом реальной подтверждаемости перспективных ресурсов и удаления (100 км) от действующих и строящихся ГТС

Прогнозируемые запасы газа (В+С <sub>1</sub> ), млрд м <sup>3</sup>	Северное Предкавказье	Поволжье	Оренбургская обл., Коми	НПТР	Ямал	Гыдан	Восточная Сибирь	Шельф	
								Охотского моря	Карского и Баренцева морей
100–300								+	+/-?
30–100						+	+	+/-?	-
10–30				+	+	+/-?	+/-?		
3–10		+	+	+/-?	+/-?				
1–3	+	+/-?	+/-?						
0,5–1,0	+/-?								

(-) поиски «временно» нецелесообразны

Например, предполагаемое (реально) месторождение с прогнозируемыми запасами в 5 млрд м<sup>3</sup> представляет несомненный поисковый интерес во всех европейских регионах и областях (до глубин не более 4,0 км) и совершенно не интересно для Гыдана и тем более – в Восточной Сибири (по крайней мере, еще не менее 20 лет).

Важнейшим моментом в выборе наиболее эффективных направлений ГРП при их планировании и проведении является прогнозирование на основе геолого-имитационного моделирования открытий гигантских и уникальных месторождений УВ в целом и газосодержащих, в частности. Подобный уточненный прогноз дается в табл. 3.

Таблица 3

Вероятность открытия новых гигантских<sup>1</sup>, сверхгигантских<sup>2</sup> и уникальных<sup>3</sup> газосодержащих месторождений по регионам России (суша и шельф)

Количество предполагаемых гигантских месторождений		Вероятность открытия
<i>Суша</i>		
Европейские районы России	Прикаспийская впадина. 2–3 гигантских в пограничных с Казахстаном районах	низкая
<i>Сибирь</i>		
Западная Сибирь	Ямал + Гыдан. 5–6 месторождений (по 200–400 млрд м <sup>3</sup> каждое)	высокая
Сибирская платформа	2–3 сверхгигантских (1,0–2,5 трлн м <sup>3</sup> ), 9–10 гигантских (300–700 млрд м <sup>3</sup> )	высокая
Енисей-Хатангский прогиб	2 (300–400 млрд м <sup>3</sup> )	средняя
<i>Шельф</i>		
Западно-Арктический сектор (включая губы и заливы)	4–5 сверхгигантских и уникальных (от 1,0 до 3,5 трлн м <sup>3</sup> )	средняя
	11–12 гигантских (300–1000 млрд м <sup>3</sup> )	высокая
Восточно-Арктический сектор	7–8 гигантских (300–700 млрд м <sup>3</sup> )	высокая
Охотское море	2–3 гигантских (300–500 млрд м <sup>3</sup> )	высокая

<sup>1</sup> Запасы > 300 млрд м<sup>3</sup>.

<sup>2</sup> Запасы 1,0–3,0 трлн м<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> Запасы > 3,0 трлн м<sup>3</sup>.



Всего прогнозируется 44–50 месторождений в диапазоне крупности 300–3500 (до 4000) млрд м<sup>3</sup> и не менее 115–120 крупнейших по геологическим запасам (101–300 млрд м<sup>3</sup>).

Дальнейшее развитие МСБ за счет прироста разведанных запасов УВ в ходе поисково-разведочных работ в средней и дальней перспективе в России, в том числе по предприятиям ОАО «Газпром», должно обеспечить:

- восполнение (в значительной степени) отборов новыми приростами в районах современной газодобычи или тяготеющих территориально к действующей ЕСГ;
- организацию новых центров добычи УВ в Арктике, Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, включая шельфовый ареал о. Сахалин;
- формирование и развитие сырьевой базы по масштабной добыче жидких УВ, прежде всего, нефти в Печорском море, на севере Западной и на юге Восточной Сибири;
- разработку разноуровневой целевой инвестиционной стратегии освоения ресурсов УВ;
- создание контролируемой МСБ для добычи УВ за рубежом.

В мировой и отечественной нефтегазовой геологии (НГГ) наука всегда опережала практику (ПРР) на несколько лет или даже десятилетий [6].

В ближайшие годы научное обеспечение развития МСБ газонефтедобычи должно быть направлено на выполнение следующих исследований:

- переоценку прогнозных ресурсов УВ-сырья, в том числе с целью обоснования лицензионной деятельности;
- корректировку направлений ГРР и стратегии развития МСБ на дальнюю перспективу (до 2050 г.);
- создание новой методологии прогноза и поиска месторождений УВ;
- совершенствование методов геолого-технологического моделирования и оценки запасов, в том числе адаптированных под новую международную кластеризацию ресурсов и запасов.

В итоге достаточное целевое финансирование НИОКР в области НГГ должно обеспечить значительное повышение эффективности и результативности поисков и разведки новых месторождений и залежей УВ за счет повышения качества и снижения сроков бурения и испытания скважин, выполнение физических показателей, прежде всего, прироста разведанных запасов газа, конденсата и нефти.

Любая стратегическая Программа, если она принята и утверждена (на какой-то период ее действия) – не догма, а руководство к действию – это совокупность стратегических целей (целевых показателей) в качественном и количественном выражении, к выполнению которых надо стремиться, но при этом всегда помнить, что **в точности** она не будет выполнена никогда (всегда будет существовать интервал неопределенности и выполнимости по всем результирующим показателям).

Очевидна необходимость корректировки Программы каждые пять лет, включая развитие ее концептуальных основ.

## Список литературы

1. *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 // XIII Координационное совещание ОАО «Газпром». – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – С. 35–43.

2. *Скоробогатов В.А.* Обоснование наиболее эффективных направлений развития поисково-разведочных работ предприятиями ОАО «Газпром» на суше и шельфе России с целью расширенного воспроизводства минерально-сырьевой базы Общества в 2011–2020 гг. и на период до 2030 г. / В.А. Скоробогатов и др. // XII Координационное геологическое совещание. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – С. 162–173.

3. *Вовк В.С.* О соотношении газа и нефти в недрах морей Северной Евразии / В.С. Вовк, С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения (WGRR-2010): тезисы докладов II Международной научно-практической конференции 28–29 октября 2010 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С.15–16.

4. *Коваленко В.С.* Арктические районы Западной Сибири: запасы и ресурсы углеводородов, проблемы поисков, разведки и освоения месторождений газа и нефти / В.С. Коваленко, В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. – Кн. 1 / Под ред. Б.А. Соколова, Э.А. Абля. – М.: ГЕОС, 2002. – С. 233–237.

5. *Данилевский С.А.* Развитие сырьевой базы газонефтедобычи ОАО «Газпром» в северных районах Надым-Пур-Тазовского региона и на Гыдане до 2030 года / С.А. Данилевский и др. // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 8–11.

6. *Тер-Саркисов Р.М.* Проблемы подготовки сырьевой базы и задачи газовой геологии и геофизики на рубеже веков / Р.М. Тер-Саркисов и др. // Газовая геология России. Вчера. Сегодня. Завтра. – М.: ВНИИГАЗ, 2000. – С. 56–63.