

УДК 553.981.2

DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-45-57

Где искать новые крупнейшие, гигантские и уникальные газосодержащие месторождения в Северной Евразии?

© 2018 г. | Е.Е. Поляков¹, В.В. Рыбальченко², А.Е. Рыжов¹, В.А. Скоробогатов¹, Д.Я. Хабибуллин²

¹ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская область, Россия; e_polyakov@vniigaz.gazprom.ru; a_ryzhov@vniigaz.gazprom.ru; v_skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru;

²ПАО «Газпром», Москва, Россия; v.rybalchenko@adm.gazprom.ru; d.khabibullin@adm.gazprom.ru

Поступила 28.06.2018 г.

Принята к печати 10.07.2018 г.

Ключевые слова: крупнейшие и гигантские месторождения; запасы газа; Арктика; прогноз; открытия.

Статья посвящена анализу размещения и перспективам поисков крупнейших (100–300 млрд м³), гигантских (0,3–300 трлн м³) и уникальных (более 0,3 трлн м³) месторождений газа. Проанализированы условия, благоприятные для крупномасштабному газонакоплению в различных геолого-генетических условиях разновозрастных осадочных бассейнов России и мира. Выполнен геостатистический анализ открытия, размещения и запасов крупнейших, гигантских и уникальных газосодержащих месторождений в осадочных бассейнах России. Дан вероятностный прогноз новых открытий значительных по запасам месторождений. Например, в арктических областях Западной Сибири (суша) уже не прогнозируется открытие гигантских газосодержащих месторождений, но можно ожидать 5–7 крупнейших (100–250 млрд м³ каждое). В Восточной Сибири прогнозируется открытие 2–3 сверхгигантских (более 1 трлн м³) и до 12 крупнейших и гигантских месторождений. Наибольшее число (76) и самые значительные по запасам месторождения предполагаются в недрах западно-арктического сектора морей (от 0,1 до 2,2–2,50 трлн м³ каждое).

Для цитирования: Поляков Е.Е., Рыбальченко В.В., Рыжов А.Е., Скоробогатов В.А., Хабибуллин Д.Я. Где искать новые крупнейшие, гигантские и уникальные газосодержащие месторождения в Северной Евразии? // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s. – С. 45–57. DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-45-57.

Northern Eurasia: where to look for new largest, giant, and unique gas fields?

© 2018 | E.E. Polyakov¹, V.V. Rybal'chenko², A.E. Ryzhov¹, V.A. Skorobogatov¹, D.Ya. Khabibullin²

¹Gazprom VNIIGAZ LLC, Moscow oblast, Russia; e_polyakov@vniigaz.gazprom.ru; a_ryzhov@vniigaz.gazprom.ru; v_skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru;

²Gazprom, Moscow, Russia; v.rybalchenko@adm.gazprom.ru; d.khabibullin@adm.gazprom.ru

Received 28.06.2018

Accepted for publication 10.07.2018

Key words: largest and giant fields; gas reserves; Arctic; prediction; discoveries.

The paper focuses on position analysis and outlook of largest (100 to 300 BCM), giant (0.3 to 300 TCM), and unique (exceeding 0.3 TCM) fields prospecting. In Eurasia (Russian land, and Arctic and Far East sea shelf), there are total of 3.5 thousand hydrocarbon fields are discovered and partially explored, among them are 990 gas bearing fields. The discovered fields include: 6 unique (4 of them are in the West Siberian mega-province); 47 are giant and supergiant; 36 are largest; altogether, there are 89 fields with initial total in-place resources of 65.9 TCM (while initial in-place resources in Russia as a whole make 91.8 TCM). The conditions favourable for large-scale gas accumulation in different geological and genetic conditions are analysed for heterochronous basins in Russia and all over the world. Geostatistical analysis of discovery, position, and reserves is carried out for the largest, giant, and unique gas bearing fields in the Russian sedimentary basins. Probabilistic forecast for discovery of new fields with considerable reserves is presented. For instance, discovery of new giant gas fields is no longer predicted in the West Siberian Arctic areas (land), but we can expect 5 to 7 largest fields (each in the range of 100 to 250 BCM, hardly more). Discovery of 2–3 supergiant fields (exceeding 1 TCM) and up to 12 largest and giant fields is predicted in Eastern Siberia. The largest number of fields (76) and those with the largest reserves are assumed to occur in the West Arctic marine sector (ranging from 0.1 to 2.2–2.50 TCM each).

For citation: Polyakov E.E., Rybal'chenko V.V., Ryzhov A.E., Skorobogatov V.A., Khabibullin D.Ya. Northern Eurasia: where to look for new largest, giant, and unique gas fields? *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(4s):45–57. DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-45-57.

В 1970–1980-х гг. ведущие геологи мира уделяли большое внимание анализу условий формирования уникальных, гигантских и крупнейших (Кр) месторождений УВ, закономерностям их размещения в осадочных бассейнах, прогнозированию их открытия

в различных геологических условиях земных недр [1–5]. К тому времени в мире было открыто несколько подобных месторождений на суше и единицы — на шельфе. Этот интерес не иссякал и в последующие десятилетия, вплоть до наших дней [1, 2, 6, 7].

Геологи-газовики традиционно выделяют следующие градации крупности газосодержащих месторождений *свободного газа*, трлн м³:

- 1) суперуникальные >10;
- 2) уникальные 3–10;
- 3) супергигантские 1–3;
- 4) гигантские 0,3–1,0;
- 5) крупнейшие 0,1–0,3 и т. д.

Действительно, месторождений с начальными запасами более 3 трлн м³ в мире крайне мало — они уникальны по всем своим параметрам, а гигантских и сверхгигантских насчитывается много десятков. В следующей двоичной градации заключен глубокий генетический смысл:

- 1) уникальные + суперуникальные;
- 2) гигантские + супергигантские;
- 3) крупные (более 30 млрд м³), крупнейшие и т. д.

Геостатистика газовых гигантов в мире по состоянию на середину 1980-х гг. отражена в работах [1, 3]. За все годы целенаправленных поисковых работ на нефть и газ во всем мире на 01.01.2018 г. по разным данным обнаружено от 45 до 50 тыс. месторождений УВ различного типа (по фазовому состоянию: Г, ГК, ГКН, НГК, Н) и различного объема геологических/извлекаемых запасов (от 0,03–0,1 до 30–35 млрд т усл. топлива). Численно преобладают нефтяные месторождения. Общего числа открытых единичных скоплений (залежей) нефти и свободного газа не знает никто, но по сугубо экспертной оценке их число достигает 200 тыс. (очень большое число однозалежных месторождений). В России обнаружено около 3500 месторождений (на 01.01.2018 г.), в том числе с залежами свободного газа — 990. Начальные запасы природного газа в мире составляют 335 трлн м³ (извлекаемые — по всем странам с учетом запасов России, где до последнего времени традиционно учитывались геологические запасы свободного газа + + извлекаемые запасы нефтяного попутного газа).

Начальные разведанные (доказанные) запасы свободного газа в России составляют 73,2 трлн м³, из них на накопленную добычу приходится 22,9 трлн м³. Суммарные *открытые* запасы газа превысили 90 трлн м³ (с учетом предварительных оцененных запасов категорий В₂ + С₂), при их полномасштабной доразведке начальные разведанные запасы составят 82–83 трлн м³ (с учетом неполной подтверждаемости запасов категорий В₂ + С₂ при их переводе в разведанные запасы — обычно от 30 до 70 %, а иногда и их практически полного списания при подтверждаемости 0–10 %).

Наибольшую ценность и значимость для промышленной разработки имеют гигантские, сверхгигантские и уникальные по запасам месторождения, независимо от числа залежей в разрезе (от 1 в одно-

залежных до 30–40 и более в многозалежных), хотя и крупнейшие газосодержащие месторождения также необходимы в любой стране/регионе при поисково-разведочных работах, так как добыча на каждом из них может составлять от 3–5 до 10 млрд м³/год — в масштабах отдельных регионов, областей и небольших стран весьма значительный показатель.

Во всем мире известно только два суперуникальных месторождения — Северный Купол — Южный Парс в Арабо-Персидском заливе (28,3 трлн м³ извлекаемых запасов) и Уренгойское (12,3 трлн м³ геологических), при этом первое — лидер по газонакоплению в карбонатах, второе — мировой лидер по газоносности терригенных толщ преимущественно не морского генезиса, в том числе угленосных [2, 4, 8].

В мире известно 8 уникальных месторождений свободного газа, из которых 5 — в Северной Евразии (России), сверхгигантских — 24 (в России — 8), гигантских — 69 (в России — 25) — всего 101 (в России — 38) [8]. Как видно, значительная часть гигантских и уникальных газосодержащих месторождений газа обнаружена в пределах осадочных бассейнов России и окружающих ее морей.

В последнее десятилетие в мире были открыты сверхгигантские и гигантские месторождения, преимущественно в шельфовых областях, однако на суше с высокой и очень высокой изученностью осадочных бассейнов до глубины 4,0–4,5 км открывают только крупные, средние и мелкие по запасам месторождения. В России последнее уникальное по запасам свободного газа месторождение — Штокмановское — было обнаружено в 1989 г., сверхгигантское — в 1987 г., однако даже с реальными разведанными (подтверждаемыми) запасами 0,1–1,0 трлн м³ было открыто всего 43 месторождения (все до 2003 г.), а средние запасы газа вновь открываемых месторождений составили 12 млрд м³ (нефти — менее 3 млн т извлекаемых, 10 млн т геологических). Это общемировая тенденция, наблюдаемая в XXI в.: открытие мелких и отдельных средних по запасам месторождений УВ.

Во многих регионах и областях газо- и нефтенакопления открыто и разведано большое число крупнейших месторождений свободного газа с единичными запасами 100–300 млрд м³, которые со временем приходят на смену гигантским и уникальным газосодержащим месторождениям как объекты поисков и дальнейшего освоения. Во всем мире подобных месторождений обнаружено не менее 200, в том числе в России — 36. Есть ряд регионов, в которых изначально не сложились условия для формирования месторождений крупнее 250–300 млрд м³. Например, в Предкавказье месторождение-лидер — Северо-Ставропольско-Пелагидинское с начальными запасами 220 млрд м³, остальные — менее 100 млрд м³. В центральных районах Западно-Сибирской мега-

провинции известно всего четыре крупнейших месторождения с залежами свободного газа в виде газовых шапок — Федоровское, Лянторское, Верхне-Коликъеганское, Варьеганское (ни одного гиганта) и т. д.

За последние 5 лет (2013–2017 гг.) в мире было открыто еще 3 гигантских и уникальных газосодержащих месторождения, в том числе такие крупные, как Зохр в дельте р. Нил (Египет, 0,8 трлн м³), одно на арктическом побережье Аляски (США), однако в России было выявлено только одно гигантское месторождение на шельфе — Южно-Кириновское (0,7 трлн м³). В целом в мире ощущается дефицит открытий новых, особенно крупных месторождений УВ [7, 9, 10].

По данным В.И. Высоцкого, в 2013–2016 гг. в мире открывалось ограниченное число гигантских (Г) и крупнейших (Кр) газосодержащих месторождений [11]: 2013 — 2 Кр; 2014 — 1 Кр (Победа, реальные, но не доказанные запасы); 2015 — 5 Г, 3 Кр; 2016 — 2 Кр.

Всего за 4 года было обнаружено 13 месторождений с запасами более 100 млн т усл. топлива при общем числе новых месторождений 700–750. По нефти картина открытий оказалась существенно хуже: за 4 года открыто всего 2 крупнейших нефтесодержащих месторождения (100–272 млн т извлекаемых запасов), 9 крупных (К) и всего 7 средних (10–30 млн т извлекаемых запасов), и ни одного нефтяного гиганта (более 300 млн т извлекаемых запасов), при этом 2/3 всех новых месторождений УВ приурочено к шельфовым областям. Из 40 вновь открытых месторождений с запасами более 20 млн т или млрд м³ газа 22 расположено в шельфовом ареале Африки, 6 — в Северной Америке, 7 — в зарубежной Азии, 4 — в России (2 открыты, но не подтверждены как промышленные), 2 — в Западной Европе.

Из подобного краткого анализа видно, что главный мировой тренд проведения поисково-разведочных работ с целевым назначением на открытие значительных по запасам месторождений УВ — шельфовый. Глубины морей, омывающих Северную Европу, не превышают 400–600 м, но арктические условия, льды, морозы и прочие неблагоприятные факторы затрудняют проведение поисковых работ. В мире же проводят поиски месторождений УВ и при глубине дна 1–2 км и более (в тропических областях).

Общемировой опыт показывает, что открытия новых крупнейших и даже гигантских месторождений УВ возможны только с выходом поисково-разведочных работ в новые высокоперспективные регионы и области на суше и особенно на шельфе: фонд неоткрытых гигантов на суше России исчерпан, крупнейших — ограничен.

Газовая отрасль России, которая находится на севере мегаконтинента Евразии, начала активно развиваться в конце 1940-х гг., по мере открытия,

разведки и освоения первых газосодержащих месторождений в Поволжье, Предкавказье, Тимано-Печорской провинции, а с 1953–1956 гг. — в Западно- и Восточно-Сибирской мегапровинциях и на шельфе арктических и дальневосточных морей (с середины 1980-х гг.) [1]. С 1948 по 2017 г. было открыто 988 газосодержащих месторождений, в том числе гигантских и уникальных газосодержащих месторождений — 39, крупнейших — 36. Геостатистические данные по этим месторождениям приведены в работе [8] и табл. 1–4.

Структура начальных разведанных запасов свободного газа открытой части начальных потенциальных ресурсов зависит от реальной величины и структуры ресурсов и степени структурно-буровой изученности газоносных регионов и областей, а также от результативности проведенных поисково-разведочных работ [7, 8, 10]. Наиболее крупные по запасам месторождения нефти и газа (лидеры) в тех или иных областях при относительно равномерном разбуривании перспективных объектов открываются в числе первых 5, реже — 8–10 месторождений. Супер-уникальное Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение было обнаружено в 1966 г. третьим по счету в Надым-Пур-Тазовском регионе (после Тазовского и Заполярного), Бованенковское месторождение на Ямале — четвертым (после Новопортовского и др.). Крупнейшее по запасам Пеляткинское газоконденсатное месторождение (221 млрд м³) было открыто первым в Енисей-Хатангской области, Утреннее на Гыдане — третьим и т. д. Это объясняется избирательностью поискового процесса (действием так называемого поискового «фильтра», по В.И. Шпильману), когда в качестве первоочередных — целевых для поиска — рассматриваются самые крупные из возможных месторождения УВ на самых крупных структурах, которые и открываются в числе первых. Размещение гигантских и уникальных газосодержащих месторождений на севере Западной Сибири приведено на рис. 1.

В последнее десятилетие, в связи с малыми относительными и абсолютными объемами поискового бурения, особенно в Западной Сибири, число вновь открываемых месторождений уменьшается с каждым годом. В частности, в 2017 г. в России было открыто всего 40 месторождений УВ (из них 4 — ПАО «Газпром»), в том числе одно крупное — Южно-Лунское — 48,9 млрд м³. В таких еще сравнительно малоизученных областях, как Ямальская и Гыданская, после 1993 г. не было открыто ни одного месторождения.

Авторами статьи ранее была замечена закономерность, согласно которой, чем проще геологическое строение и история развития осадочных бассейнов (автономных комплексов пород), тем выше степень концентрации ресурсов и запасов в небольшом числе уникальных и гигантских месторождений [6, 8, 12, 13, 14]. Яркий пример — Западно-Сибирская мегапровинция,



Табл. 1. Начальные разведанные запасы свободного газа уникальных* газосодержащих месторождений Северной Евразии (на 01.01.2017 г.)

Table 1. Explored initial in-place reserves of free gas in the unique* gas bearing fields of Northern Eurasia (as of 01.01.2017)

Порядковый номер	Месторождение	Субъект Федерации	Тип месторождения	Залежи СВ/ГШ		Накопленная добыча и запасы, трлн м ³		
				год открытия	год ввода в разработку	накопленная добыча	A + B ₁ + C ₁	сумма начальных разведанных запасов
1	Большой Уренгой (в том числе Песцовое и Ен-Яхинское)	Ямало-Ненецкий АО	НГК	1966	1978	6,58	5,69	12,27
2	Ямбургское	То же	"	1969	1986	3,95	3,00	6,95
3	Бованенковское	"	"	1971	2012	0,22	4,18	4,40
4	Штокмановское	Шельф Баренцева моря	ГК	1988		0,00	3,94	3,94
5	Заполярное	Ямало-Ненецкий АО	НГК	1965	2001	1,39	2,21	3,60
6	Астраханское	Астраханская область	ГК	1976	1986	0,27	3,06	3,33
Итого						12,41	22,08	34,48

* Классификация месторождений по крупности НРЗ (по В.А. Скоробогатову): > 3,0 трлн м³ — уникальные; 1,0–3,0 трлн м³ — сверхгигантские; 0,3–1,0 трлн м³ — гигантские. СВ — свободный газ, ГШ — газовая шапка.

* Fields classification according to explored initial in-place reserves (after V.A. Skorobogatov): > 3.0 TCM — unique; 1.0–3.0 TCM — supergiant; 0.3–1.0 TCM — giant. СВ — free gas, ГШ — gas cap.

Табл. 2. Начальные разведанные запасы свободного газа сверхгигантских* газосодержащих месторождений Северной Евразии (на 01.01.2017 г.)

Table 2. Explored initial in-place reserves of free gas in the supergiant* gas bearing fields of Northern Eurasia (as of 01.01.2017)

Порядковый номер	Месторождение	Субъект Федерации	Тип месторождения	Залежи СВ/ГШ		Накопленная добыча и запасы, трлн м ³		
				год открытия	год ввода в разработку	накопленная добыча	A + B ₁ + C ₁	сумма начальных разведанных запасов
1	Медвежье (с Ныдинским участком)	Ямало-Ненецкий АО	НГК	1967	1972	1,92	0,56	2,48
2	Оренбургское	Оренбургская область	"	1966	1971	1,29	0,63	1,92
3	Ковыктинское	Иркутская область	ГК	1987		0,00	1,70	1,70
4	Харасавэйское	Ямало-Ненецкий АО, шельф Карского моря	"	1974	1985	0,00	1,42	1,42
5	Крузенштернское	То же	"	1976		0,00	1,35	1,35
6	Южно-Русское	Ямало-Ненецкий АО	НГК	1969		0,22	0,82	1,04
7	Чаяндинское	Республика Саха (Якутия)	"	1983		0,00	1,00	1,00
Итого						3,42	7,48	10,91

* Классификация месторождений по крупности НРЗ (по В.А. Скоробогатову): > 1 трлн м³ каждое.

* Fields classification according to explored initial in-place reserves (after V.A. Skorobogatov): > 1 TCM each.

Табл. 3. Начальные разведанные запасы свободного газа гигантских* газосодержащих месторождений Северной Евразии (на 01.01.2017 г.)

Table 3. Explored initial in-place reserves of free gas in the giant* gas bearing fields of Northern Eurasia (as of 01.01.2017)

Порядковый номер	Месторождение	Субъект Федерации	Тип месторождения	Залежи СВ/ГШ		Накопленная добыча и запасы на 01.01.2017 г., трлн м ³		
				год открытия	год ввода в разработку	накопленная добыча	A + B ₁ + C ₁	сумма начальных разведанных запасов
1	Южно-Тамбейское	Ямало-Ненецкий АО	ГК	1973		0,00	0,95	0,95
2	Северо-Уренгойское	То же	НГК	1970		0,42	0,48	0,90
3	Северо-Тамбейское	"	ГК	1982		0,00	0,86	0,86
4	Комсомольское	"	НГК	1966		0,60	0,22	0,82
5	Харампурское	"	"	1979		0,00	0,82	0,82
6	Южно-Киринское	Шельф Охотского моря	"	2010		0,00	0,68	0,68
7	Салмановское (Утреннее)	Ямало-Ненецкий АО	"	1979		0,00	0,67	0,67
8	Юбилейное	То же	"	1969	1992	0,36	0,24	0,60
9	Ямсовейское	"	"	1970		0,38	0,22	0,60
10	Юрхаровское	Шельф Карского моря	"	1970	2003	0,28	0,30	0,58
11	Каменно-мысское-море	То же	Г	2003		0,00	0,55	0,55
12	Тасийское	Ямало-Ненецкий АО	ГК	1988		0,00	0,50	0,50
13	Береговое	То же	НГК	1982	2007	0,09	0,41	0,50
14	Лунское	Шельф Охотского моря	"	1984	2009	0,12	0,35	0,47
15	Вуктыльское	Республика Коми	"	1964	1968	0,39	0,07	0,46
16	Губкинское	Ямало-Ненецкий АО	"	1965	1999	0,26	0,19	0,44
17	Малыгинское	То же	ГК	1986		0,00	0,44	0,44
18	Восточно-Таркосалинское	"	НГК	1971	1976	0,19	0,23	0,42
19	Северо-Каменномысское	Шельф Карского моря	ГК	2000		0,00	0,40	0,40
20	Вынгапуровское	Ямало-Ненецкий АО	НГК	1968	1978	0,34	0,05	0,38
21	Западно-Таркосалинское	То же	"	1972	1996	0,25	0,13	0,38
22	Семаковское	Шельф Карского моря, Ямало-Ненецкий АО	Г	1971		0,00	0,37	0,37
23	Чайво	Шельф Охотского моря	НГК	1979	2005	0,07	0,25	0,32
24	Еты-Пуровское	Ямало-Ненецкий АО	"	1971	2003	0,17	0,15	0,32
Итого						3,92	9,54	13,46

* Классификация месторождений по крупности НРЗ (по В.А. Скоробогатову): 0,3–1,0 трлн м³ каждое.

* Fields classification according to explored initial in-place reserves (after V.A. Skorobogatov): 0,3–1 TCM each.

Табл. 4. Начальные разведанные запасы свободного газа крупнейших* газосодержащих месторождений Северной Евразии (на 01.01.2017 г.)**Table 4.** Explored initial in-place reserves of free gas in the largest* gas bearing fields of Northern Eurasia (as of 01.01.2017)

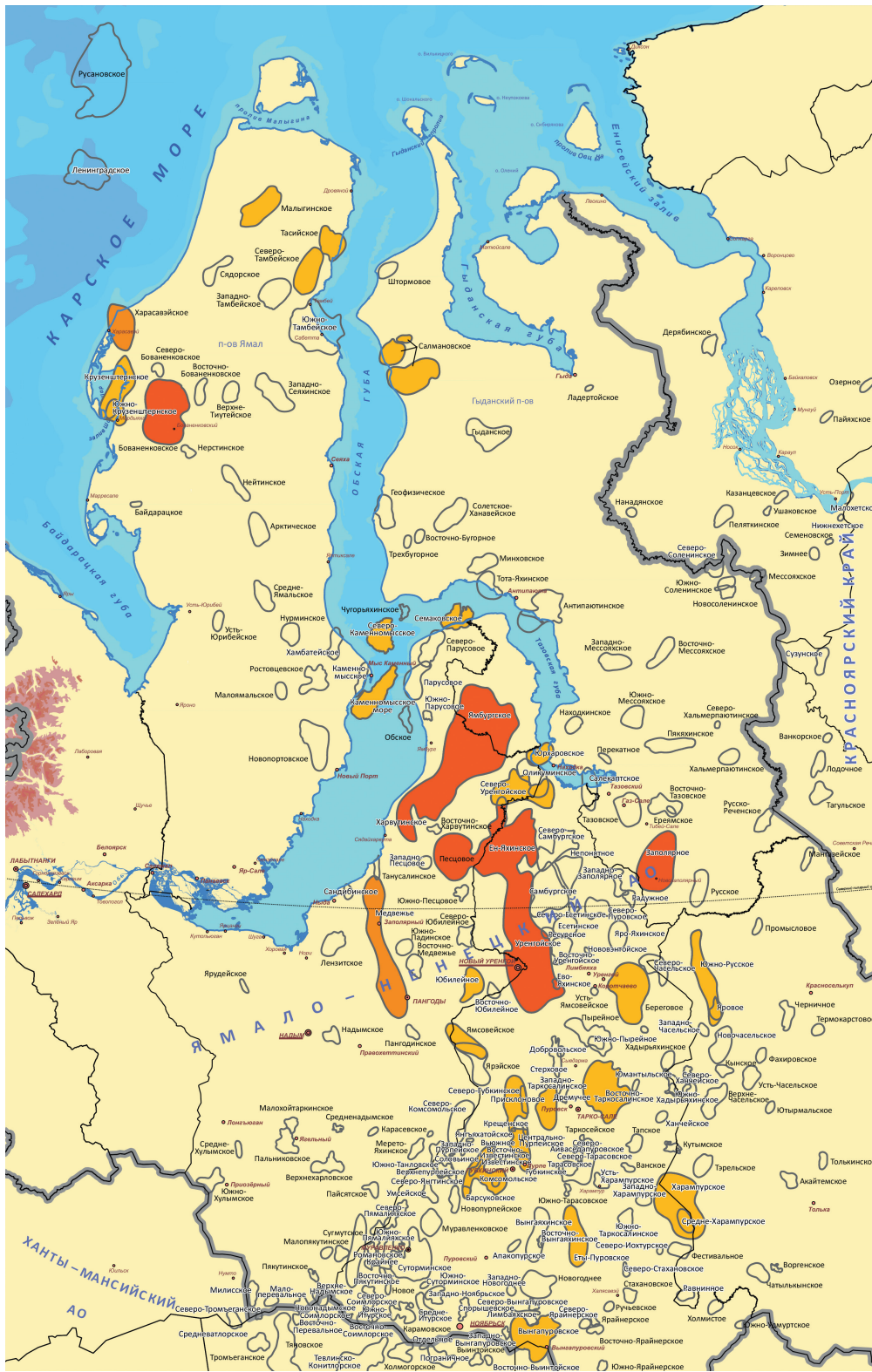
Порядковый номер	Месторождение	Субъект Федерации	Тип месторождения	Залежи СВ/ГШ		Накопленная добыча и запасы на 01.01.2017 г., трлн м ³		
				год открытия	год ввода в разработку	накопленная добыча	A + B ₁ + C ₁	сумма начальных разведанных запасов
1	Арктическое	Ямало-Ненецкий АО	НГК	1968		0,01	276,25	276,26
2	Новопортовское	То же	"	1964		0,85	267,91	268,76
3	Федоровское	Ханты-Мансийский АО	"	1971	1976	146,45	114,20	260,64
4	Хальмерпаутинское	Ямало-Ненецкий АО	ГК	1989		0,00	242,71	242,71
5	Русановское	Шельф Карского моря	"	1979		0,00	240,37	240,37
6	Находкинское	Ямало-Ненецкий АО	НГ	1974		87,31	150,22	237,53
7	Восточно-Уренгойское + Северо-Есетинское	То же	НГК	1978		9,04	215,53	224,56
8	Антипаютинское	Ямало-Ненецкий АО, шельф Карского моря	Г	1978		0,02	214,70	214,72
9	Пеляткинское	Красноярский край	ГК	1969	2003	20,87	190,42	211,30
10	Яро-Яхинское	То же	НГК	1985		15,84	189,98	205,82
11	Лянторское	Ханты-Мансийский АО	"	1966		140,51	62,16	202,67
12	Средне-вилюйское	Республика Саха (Якутия)	ГК	1965		37,69	163,51	201,20
13	Пяяхинское	Ямало-Ненецкий АО	НГК	1989		0,35	189,56	189,91
14	Нурминское	То же	"	1970		0,06	178,40	178,46
15	Средне-ботуобинское	Республика Саха (Якутия)	"	1970	1990	8,03	169,82	177,85
16	Самотлорское	Ханты-Мансийский АО	"	1965	1969	110,17	67,68	177,84
17	Хвалынское	Шельф Каспийского моря	"	2001		0,00	166,89	166,89
18	Кириное	Шельф Охотского моря	ГК	1992	2014	1,40	161,10	162,50
19	Юрубчено-Тохомское	Красноярский край	НГК	1991		0,00	161,15	161,15
20	Среднетюнгское	Республика Саха (Якутия)	ГК	1976		0,31	156,13	156,44
21	Геофизическое	Ямало-Ненецкий АО	НГК	1975		0,10	154,37	154,47
22	Северо-Комсомольское	То же	"	1969	1993	6,98	143,77	150,75
23	Тота-Яхинское	Шельф Карского моря, Ямало-Ненецкий АО	Г	1984		0,08	143,77	143,85

24	Собинское	Красноярский край	НГК	1973		0,00	140,33	140,33
25	Верхне-вилючанское	Республика Саха (Якутия)	"	1970		0,07	139,62	139,69
26	Южно-Мессояхское	Ямало-Ненецкий АО	ГК	1982		0,02	138,65	138,67
27	Лаявожское	То же	НГК	1966		0,65	137,92	138,57
28	Тазовское	"	"	1979		2,65	135,80	138,45
29	Самбургское	"	"	2010		22,98	111,53	134,50
30	Западно-Тамбейское	"	"	1979		0,00	124,37	124,37
31	Ванкорское	Красноярский край	"	1969	1992	32,23	91,55	123,78
32	Вынгайхинское	Ямало-Ненецкий АО	"	1970		67,11	55,72	122,83
33	Северо-Соленинское	То же	ГК	1970	2003	79,56	43,01	122,57
34	Северо-Часельское	"	НГК	2003		0,01	115,63	115,64
35	Мало-Ямальское	"	ГК	1988		0,03	114,71	114,75
36	Южно-Соленинское	"	"	1982	2007	59,44	54,01	113,45
37	Верхнетиутейское	"	Г	1984		0,02	110,74	110,76
38	Ханчейское	"	НГК	1964		43,25	62,26	105,51
39	Ван-Еганское	Ханты-Мансийский АО	"	1965	1999	16,13	89,15	105,28
40	Верхнеколик-Еганское	То же	"	1986		5,97	96,83	102,80
41	Тас-Юряхское	Республика Саха (Якутия)	"	1971	1976	0,05	102,73	102,79
42	Ново-Часельское	Ямало-Ненецкий АО	"	2000		0,52	101,77	102,29
43	Кумжинское	То же	ГК	1968		0,08	101,54	101,62
Итого						916,84	6088,43	7005,27

* Классификация месторождений по крупности НРЗ (по В.А. Скоробогатову): 100–300 млрд м³ каждое.

* Fields classification according to explored initial in-place reserves (after V.A. Skorobogatov): 100–300 BCM each.

Рис. 1. Схема размещения газовых месторождений-гигантов на севере Западно-Сибирской НГП
Fig. 1. Location map of giant gas fields on the north of West Siberian Petroleum Province



1 2 3

Газовые месторождения-гиганты, начальные запасы, млрд м³ (1–3): 1 — 300–1000, 2 — 1000–3000, 3 — 3000–12000
 Giant gas fields, initial in-place reserves, BCM (1–3): 1 — 300–1000, 2 — 1000–3000, 3 — 3000–12000

Табл. 5. Экспертная оценка изученности основных газоносных регионов России (суша и шельф)
Table 5. Expert review of exploration maturity of the major Russian gas bearing regions (land and shelf)

Регионы и области	Средние и максимальные глубины поисковых и разведочных скважин (диапазон, км)	Структурно-буровая изученность (разбуренность крупных положительных структур I, II и III порядков, %)
Суша		
<i>Европейские регионы</i>		
	3,5–5,0	75–85
<i>Западная Сибирь (до средней юры, горизонты Ю₂–Ю₄)</i>		
Надым-Пуртазовский регион	3,3–4,0	60–70
Ямал	2,7–3,5	55–65
Гыдан	2,5–3,3	30–40
Енисей-Хатангская область	2,4–3,2	50–55
<i>Восточная Сибирь (до низов венда)</i>		
южные области	2,2–3,0	45–65
северо-западные платформы	–	От 0–5 до 10
Лено-Виллюйская область	2,5–3,2	40–55
Шельф		
Баренцево море	2,7–3,1	30–35
Южно-Карская область	2,0–2,2	< 5
Присахалинский шельф	2,2–2,7	40–60
Восточно-Арктическая	–	0

где в недрах 4 уникальных месторождений сосредоточено 27,0 трлн м³ начальных разведанных запасов свободного газа (см. табл. 1), в 4 сверхгигантских — 6,4 трлн м³ (см. табл. 2), в 20 гигантских — 11,3 трлн м³ (см. табл. 3), в сумме — 40,1 трлн м³ (более 70 % начальных запасов Западно-Сибирской мегапровинции).

По мнению авторов статьи, чем выше абсолютная и относительная величина прогнозных/начальных ресурсов свободного газа, тем выше шансы открытия достаточно крупных по запасам месторождений для данного перспективного объекта, однако выявление еще не открытых гигантов зависит от степени буровой изученности объектов опосредования. Оценка текущей изученности различных областей Северной Евразии приведена в табл. 5.

При повышенной (более 40 %) и высокой (более 60 %) разбуренности непоискованными остаются преимущественно зоны впадин, прогибов, моноклиналей, тектонических седловин — не самые выигрышные объекты для успешных поисково-разведочных работ на газ.

Как показали результаты исследований В.И. Ермакова, В.А. Скоробогатова и В.П. Ступакова в 1970–1980-х гг. [1, 8], в большинстве нефтегазоносных бассейнов мира (НГБ) крупность месторождения-лидера определяется величиной начальных потенци-

альных ресурсов газа при вероятном отношении 1:10 (в диапазоне 1:(8–12) — точно установленный эмпирический факт), тогда по системе «обратных связей», в случае если есть уверенность, что самое крупное по запасам месторождение уже обнаружено и разведано с соотношением запасов категорий (B₁ + C₁):(B₂ + C₂)=(70–80):(30–20), то возможна оценка начальных потенциальных ресурсов всего бассейна (мегабассейна). Например, общие начальные подтвержденные запасы свободного газа месторождений Большого Уренгоя (по всем залегам в сеномане, нижнем мелу и юре) составляют 12,3 трлн м³ (крупнее не будет обнаружено не только в Западно-Сибирской мегапровинции, но и в России — уникальной стране по запасам и ресурсам свободного газа), тогда отношение должно быть меньше чем 1:10, однако необходимо снижение отношения в связи с уникальностью. Примем его как 1:8–1:9. В этом случае начальные потенциальные ресурсы газа составят 98–111 трлн м³, что близко к их реальной величине, поскольку ресурсы газа Западно-Сибирской мегапровинции оценивались в разные годы в интервале 99–105 трлн м³. И наоборот, по величине начальных потенциальных ресурсов можно оценивать («предсказывать») величину запасов еще не открытого месторождения-лидера, если конечно есть уверенность, что величина ресурсов достоверна и достоверна, а не завышена. Последняя официальная оценка (на 01.01.2009 г.) по всей мегапровинции составила 164 трлн м³, в том

числе по шельфу — 54 трлн м³, она безусловно завышенная, особенно для Карского моря [7].

При повышенной изученности недр (основных продуктивных комплексов) — на уровне 55–65 % — по сути, исключено открытие новых крупнейших месторождений свободного газа, при 35–50 %-й изученности маловероятно обнаружение гигантских, при 25–30 %-й — сверхгигантских месторождений. При малой изученности (0–20 %) возможно открытие всего спектра месторождений по крупности, даже уникальных, но это зависит уже от величины и структуры реальных начальных потенциальных ресурсов газа в недрах. Для существования уникального месторождения свободного газа (> 3 трлн м³) его начальные ресурсы должны быть не менее 24–30 трлн м³, а среди всех мировых бассейнов к подобным (уникальным газоносным) относится немного (менее 20 из 240 известных в мире НГБ и все они уже в той или иной степени разбурены).

Условия формирования первичных месторождений-гигантов свободного газа, от которых зависит их размещение, проанализированы в работах [1, 2, 4, 11, 15]. В терригенных песчано-глинистых толщах преимущественно не морского генезиса — это гумусовый и смешанный тип газоматеринской органики, в том числе углей, невысокий и средний уровень углефикации катагеназа (ПК₃–МК₁, бурые, длиннопламенные угли в разрезе), повышенная песчанистость, наличие значительных по размерам положительных структур (валов, куполовидных поднятий и др.). Благоприятные условия формирования гигантских и уникальных газосодержащих месторождений в карбонатных толщах иные. Для них необходимы жесткие геотермокатагенетические условия в первично битумогенерирующих — вторично газоносных материнских формациях морского генезиса с сапропелевым рассеянным ОВ, когда и битумоиды, и первичная нефть в залежах разрушаются и дают начало вторичному газу, который чаще всего скапливается также в карбонатных природных резервуарах (месторождения Северное — Южный Парс, Астраханское, Оренбургское и др.). В данном случае определяющий фактор — уровень катагеназа (интегрального прогресса) материнского ОВ — не менее 1,10–1,25 % (R₀, МК₃²–МК₄¹, жирные и коксовые угли в разрезе вплоть до апокатагеназа — АК₁, тощие угли) [1, 2, 8].

В предыдущих работах авторов статьи приведены результаты анализа онтогенеза УВ во всех крупных осадочных бассейнах, провинциях и мегапровинциях России (суша) и ближнего шельфа (Карского, Присахалинского, Печорского и др.) по аналогии с изученными бурением областями суши (Тимано-Печорской провинции, Ямальской и др.). Настоящей «terra incognita» остается вся северная половина Сибирской платформы, а также восточно-арктический сектор морей. Каким же может быть ответ на поставленный в настоящей статье вопрос? Рассмотрим ситуацию с прогнозированием новых

крупных месторождений УВ в ходе дальнейших поисково-разведочных работ.

Европейские области и районы

В Предкавказье, на юге Волго-Уральской и на севере Тимано-Печорской провинций, открытие средних и большого числа мелких по запасам газосодержащих месторождений в будущем станет редким. Открытия крупнейших и тем более гигантских месторождений невозможны по генетическим и статистико-ресурсным «условиям». Что касается новых открытий в российской газоносной части Прикаспийской впадины (провинции), то может быть обнаружено 2–3 гиганта (более 300 млрд м³), однако открытие сверхгигантских месторождений в подсолевых карбонатах маловероятно. Возможны открытия и нескольких крупнейших месторождений свободного газа (на уровне 100–200 млрд м³, вряд ли более).

Западная Сибирь

Исходя из достигнутого высокого и очень высокого уровня изученности недр Среднеобской и других центральных областей Западно-Сибирской мегапровинции (в диапазоне сеноман — средняя юра), здесь также прогнозируется открытие только средних и малых по запасам месторождений, хотя вероятность обнаружения «среднекрупных» месторождений (30–50 млрд м³) не равна нулю.

В Надым-Пур-Тазовском регионе последние из числа открытых месторождений газа относились также к категории средних и малых, здесь вряд ли стоит ожидать открытия месторождений с запасами более 50–70 млрд м³. Недавно открытое Падинское газоконденсатное месторождение (запасы категории С₁ — 8,2 млрд м³, категории С₂ — 185,4 млрд м³), вероятнее всего, окажется крупным (но не крупнейшим), так как при доразведке его «конечные» разведанные запасы не превысят 100 млрд м³ (у местных геологов при открытии месторождения были надежды на величину вероятных запасов 400 и даже 700 млрд м³ в залежах ачимовской тощи, однако эти цифры следует отнести к «невероятным» в силу ряда негативных генетических условий: впадина, малоблагоприятная характеристика коллекторов ачимовской толщи на глубине 3850–3920 м, жесткие термокатагенетические условия и др.).

На Ямале (суша) новых крупнейших месторождений может быть открыто 1–2 (с запасами не более 150–200 млрд м³ каждое), в Обь-Енисейском арктическом междуречье — не более 4–5, да и то в самой неизученной восточной части Гыдана и западной части Енисей-Хатангской области/левого бережье р. Енисей, из них одно — Гыданское (58,4 + 57,7 млрд м³) — уже открыто, и при доразведке его выявленных залежей и опоисковании невоскрытых горизонтов (неоком, средняя юра) оно может «вырасти» по запасам до

крупнейшего (более 100 млрд м³, во всяком случае не менее 78–90 млрд м³).

Восточно-Сибирская мегапровинция

В южных областях Восточно-Сибирской мегапровинции уже открыто 2 сверхгигантских газосодержащих месторождения, ни одного гиганта и 7 крупнейших, в том числе 5 — в Якутии (учитываются только разведанные запасы категорий В₁ + С₁). В относительно изученных и разбуренных южных областях обнаружение газовых гигантов маловероятно, но несколько месторождений крупнее 100 млрд м³ вполне возможны. Не стоит серьезно относиться к спекулятивным запасам газа таких месторождений, как Ангаро-Ленское (категория С₁ — 1,5 млрд м³, категория С₂ — 1220 млрд м³), — они, безусловно, не подтвердятся при разведке.

В недрах Сибирской платформы прогнозируется 2–3 сверхгигантских месторождения газа (со средней вероятностью подтверждения) и до 12 (возможно, больше) гигантских и крупнейших, однако зоны и конкретные объекты их локализации остаются загадкой. Прогноз сделан исходя из объема неоткрытых (прогнозных) ресурсов газа — 18–22 трлн м³ («гарантированный» минимум, исходя из расчетов экспертов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2015–2016 гг.), так как прогнозные ресурсы не могут распределяться только по средним и мелким месторождениям. Несколько тысяч подобных месторождений не могут быть распределены на непоискованной площади мегапровинции, хотя в Западной Сибири 909 месторождений УВ находится на площади 2 млн км², но там совершенно другие условия локализации углеводородных скоплений (несравненно более благоприятные для концентрации УВ [12, 13, 15]; при подобном размещении уже нет места для гигантов, занимающих значительные площади (в среднем не менее 3 тыс. км²), а с ареалом их аккумуляционного влияния (водоносный внешний ареал) — до 4,5–6,0 тыс. км². В настоящее время адресная привязка прогнозируемых месторождений в диапазоне крупности 0,3–1,5 трлн м³ отсутствует, а более крупные — с высокой вероятностью не будут открыты.

Арктический шельф

Ни у кого и никогда не возникало сомнений в том, что будущее российского газа в XXI в. связано с освоением недр шельфовых и арктических бассейнов Северной Евразии; причины этому следующие:

- большие размеры, значительная мощность и объем мезозойского осадочного чехла;
- невысокая изученность недр западно-арктических морей — Баренцева и Карского — в сочетании с очень высокими официальными оценками ресурсов газа и умеренно высокими корпоративными оценками;
- уже установленная преимущественная газоносность отложений мела, юры и триаса;

- хорошая сохранность газосодержащих скоплений благодаря развитию малонарушенных разломами мощных региональных покровов;

- высокая плотность размещения крупных по площади и амплитуде положительных локальных структур, особенно в центральной и восточной (Приямальской) частях Карского моря;

- уже состоявшиеся открытия крупнейших и уникальных по запасам газа месторождений (начало этапа крупных открытий при освоении газового потенциала).

Безусловно, что при доразведке открытых залежей и опoisковании неискранных горизонтов два известных месторождения на шельфе Карского моря будут отнесены к категории сверхгигантов, однако их запасы не превысят 2,2–2,5 трлн м³ на каждом, поскольку в среднеюрской толще предполагается развитие плотных газонасыщенных коллекторов, за исключением окраинных зон Южно-Карской области [6, 10, 14]. Согласно корпоративной оценке газовых ресурсов Южно-Карской области, полученной авторами статьи в 2015 г., объем начальных потенциальных ресурсов газа составляет 16,6 трлн м³, а с ресурсами Обской губы — до 20 трлн м³. Это значит, что месторождение-лидер в Южно-Карской области будет иметь запасы от 1,8 до 2,0 трлн м³, при этом на роль реального лидера претендует только Ленинградское газоконденсатное месторождение, другие сверхгигантские месторождения будут иметь запасы свободного газа, по-видимому, меньше 1,5 трлн м³ (от 1,0 до 1,4 трлн м³).

Основные неоткрытые ресурсы газа сосредоточены в отложениях апта, неокома и средней юры (горизонт Ю₂₋₃) арктических областей мегапровинций, включая Карское море. Среди газосодержащих прогнозируется открытие 3–4 сверхгигантских (более 1 трлн м³, открытый шельф), 22–25 крупнейших и гигантских (0,1–1,0 трлн м³), 70–80 крупных (30–100 трлн м³) и многих сотен средних и мелких месторождений (одно- и многозалежных).

Восточно-Арктический сектор морей

Сейсмическая изученность моря Лаптевых и других морей достаточно высокая при полном отсутствии пробуренных на шельфе скважин. Согласно официальным оценкам, признанным и экспертами ПАО «Газпром», ресурсы свободного газа недр всех трех морей составляют 7,1 трлн м³ при относительно невысокой плотности газовых ресурсов, минимальной из всех морей Северной Евразии. Согласно экспертному мнению авторов, открытие месторождений с запасами более 1 трлн м³ не предполагается, гигантских может быть открыто от 4–5 до 7 (по 300–500 млрд м³ каждое), крупнейших, вероятно, до 10–12 (крупных несколько десятков). На такую структуру начальных потен-

Рис. 2. Важнейшие первоочередные и перспективные регионы развития минерально-сырьевой базы газонефтедобычи России
Fig. 2. Most important priority and promising regions of raw materials base development for gas and oil production in Russia

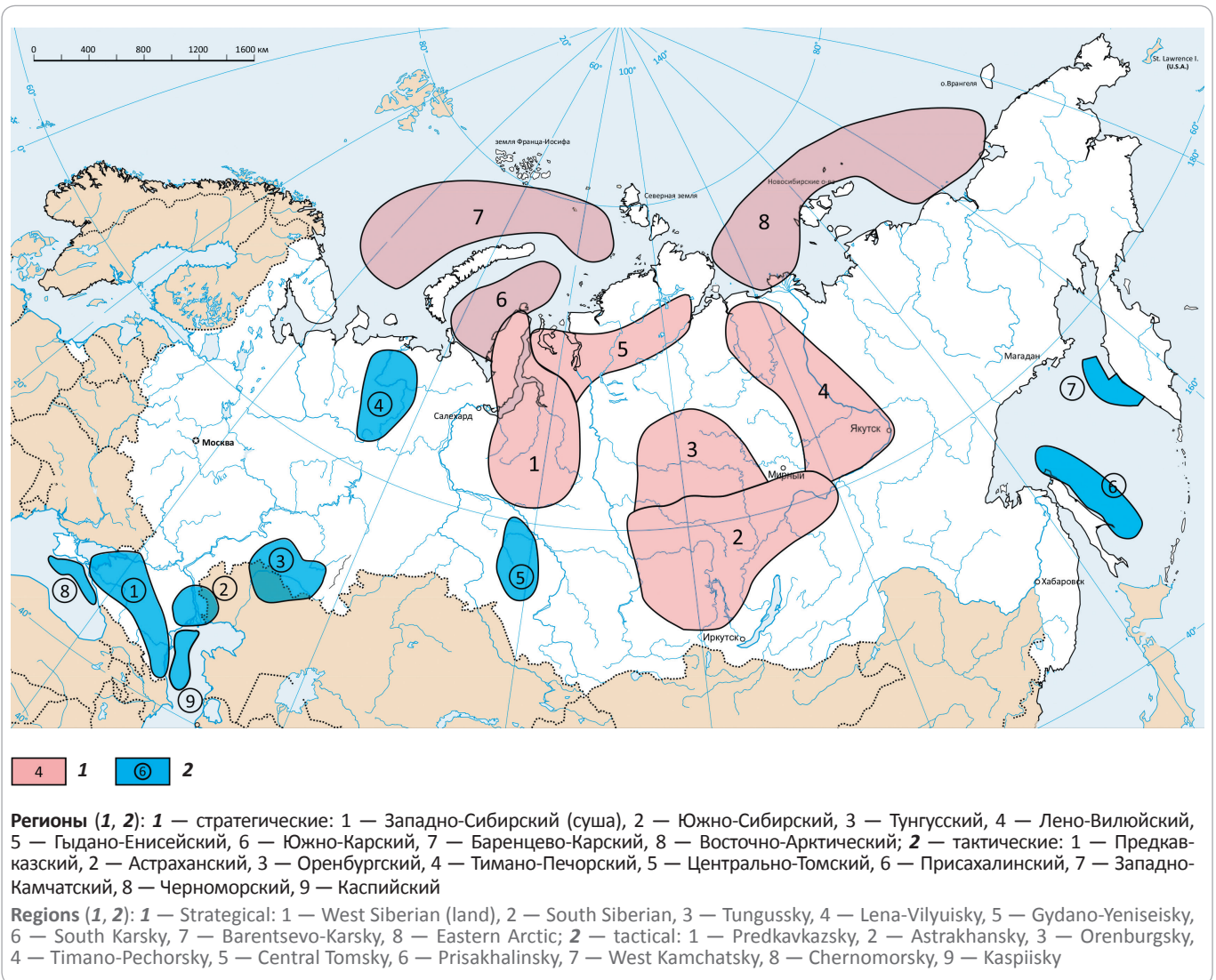


Таблица 6. Вероятности открытия новых гигантских* и сверхгигантских** газосодержащих месторождений на арктическом шельфе
Table 6. Probability of discovery of new giant* and supergiant** gas bearing fields on the Arctic shelf

Число предполагаемых гигантских месторождений		Вероятность открытия
Западно-Арктический сектор (включая губы и заливы)	4 сверхгигантских и уникальных (от 1,0 до 2,5 трлн м ³)	Средняя
	12 — гигантских (300–1000 млрд м ³)	Высокая
Восточно-Арктический сектор	7 — гигантских (300–500 млрд м ³)	Высокая/средняя
Охотское море	3 — гигантских (300–700 млрд м ³)	Высокая

Классификация месторождений по крупности НРЗ (по В.А. Скоробогатову):

* > 300 млрд м³;
 ** 1,0–3,0 трлн м³.

Fields classification according to explored initial in-place reserves (after V.A. Skorobogatov):

* > 300 BCM;
 ** 1.0–3.0 TCM.

циальных ресурсов газа и следует рассчитывать в будущем компаниям-операторам при поисковых работах на востоке Арктики.

Охотское море

На Присахалинском шельфе уже открыто два газовых гиганта (Лунское и Южно-Кириновское) и два крупнейших месторождения. Общие разведанные запасы газа здесь достигли 1,5 трлн м³. Месторождение-лидер уже выявлено — Южно-Кириновское (0,7 трлн м³ разведанных запасов) при оценке ресурсов моря в диапазоне 6,5–7,6 трлн м³ (оценки «снизу»/«сверху»). Открытие месторождений с запасами более 300 млрд м³ уже не предвидится (маловероятно). Ожидаются новые открытия крупнейших месторождений газа (100–250 млрд м³), однако их число вряд ли превысит 4–5, и только в западной части моря, в ареале палеodelьты р. Амур, т. е. почти вся газоносность будет сосредоточена в субмеридиональной зоне к востоку от о-ва Сахалин (в плане прогнозной газонефтеносности и открытия достаточно крупных месторождений УВ). Две трети (три четверти) площади акватории рассматриваются как мало- и бесперспективные на газ,

и особенно на нефть. Размещение стратегических регионов и тактических областей дальнейшего проведения поисково-разведочных работ в России показано на рис. 2.

Необходимо отметить, что на морской арктической части Северной Евразии к настоящему времени сложилась обстановка, которая наблюдалась на суше в начале – середине 1960-х гг., т. е. 50 лет назад. Для полномасштабного освоения углеводородного потенциала материковых бассейнов России понадобилось три десятилетия, а разведка еще не завершилась (по глубоким горизонтам ряда областей). То же будет наблюдаться, вероятнее всего, и на арктическом шельфе, но первыми будут открыты, без сомнения, сначала гигантские и сверхгигантские, а в дальнейшем — и крупнейшие газосодержащие месторождения, запасы которых и составят основу добычного потенциала Карского, Баренцева и других морей. Всего в пределах шельфовых областей Северной Евразии ожидается открытие до 26 гигантских (табл. 6) и не менее 50 крупнейших газосодержащих месторождений. Таким образом, основные перспективы открытия месторождений свободного газа крупнее 100 млрд м³ связаны с Арктикой (суша и море).

Литература

1. Васильев В.Г., Ермаков В.И., Жабрев И.П. и др. Газовые и газоконденсатные месторождения // Справочник под ред. И.П. Жабрева: 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1983. — 375 с.
2. Кравченко К.Н. Размещение уникальных скоплений нафтидов в генерационно-аккумуляционных элементах богатейших бассейнов мира // Геология нефти и газа. — 1999. — № 7–8. — С. 46–55.
3. Перродон А. История крупных открытий нефти и газа: пер. с франц. — М.: Мир, 1994. — 256 с.
4. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти: перевод с англ. — М.: Мир, 1981. — 501 с.
5. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа: пер. с англ. — М.: Мир, 1982. — 703 с.
6. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. — 352 с.
7. Варламов А.И., Афанасенков А.П., Лоджевская М.И. и др. Количественная оценка ресурсного потенциала углеводородного сырья России и ближайшие перспективы наращивания его разведанной части // Геология нефти и газа. Спецвыпуск. — 2013. — С. 4–13.
8. Скоробогатов В.А., Силантьев Ю.Б. Гигантские газосодержащие месторождения мира: закономерности размещения, условия формирования, запасы, перспективы новых открытий. — М.: Изд-во Газпром ВНИИГАЗ, 2013. — 240 с.
9. Орлов В.П. О дефиците открытий в нефтегазовой геологии // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. — 2015. — № 5. — С. 18–25.
10. Рыбальченко В.В., Пятницкий Ю.И., Скоробогатов В.А. Запасы и ресурсы свободного газа осадочных бассейнов Северной Евразии как основа развития газодобывающей отрасли России до 2050 г. // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии освоения: тез. докл. IV Межд. науч.-практ. конф. «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии освоения» (WGRR-2017). — М.: Изд-во Газпром ВНИИГАЗ, 2017. — С. 10–12.
11. Высоцкий В.И. Нефтегазовая промышленность мира. Информационно-аналитический обзор. — М.: Изд-во ВНИИзарубежгеология, 2017. — 59 с.
12. Давыдова Е.С., Пятницкая Г.Р., Люгай Д.В., Скоробогатов В.А., Кананыхина О.Г. Современное состояние и перспективы освоения газового потенциала недр Западно-Сибирской мегапровинции // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. — М.: Изд-во Газпром ВНИИГАЗ, 2017. — № 3 (31). — С. 4–11.
13. Карнаухова С.М., Скоробогатов В.А. Западно-Сибирский и Восточно-Сибирский осадочные мегабассейны: сравнительная характеристика геологического строения, онтогенеза углеводородов, запасов и ресурсов газа и нефти // Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса. IX Всерос. науч.-техн. конференция. Тезисы докладов. Ч. I. Секции 1–4. — М.: РГУНГ, 2012. — С. 8–10.
14. Карнаухова С.М., Скоробогатов В.А., Кананыхина О.Г. Эра сеноманского газа: «от рассвета до заката» // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. науч. статей. — М.: Изд-во Газпром ВНИИГАЗ, 2011. — С. 15–25.
15. Ефимов А.С., Зайцева Ю.Л., Масленников М.А., Смирнов Е.В. Состояние и перспективы развития сырьевой базы // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. — 2017. — № 3. — С. 19–40.