

УДК 550.8

## Газонефтяная геостатистика недр шельфовых бассейнов Северной Евразии в связи с освоением запасов и ресурсов углеводородов до 2050 г.

Д.А. Астафьев<sup>1\*</sup>, Е.С. Давыдова<sup>1</sup>, Г.Р. Пятницкая<sup>1</sup>, В.А. Скоробогатов<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: D\_Astafiev@vniigaz.gazprom.ru

**Ключевые слова:** нефтегазоносные бассейны Северной Евразии, месторождения углеводородов, шельф, ресурсная база газодобычи.

**Тезисы.** Проанализированы геостатистические данные по нефтегазоносным бассейнам Северной Евразии, к которой отнесены территория России и окружающие ее арктические, дальневосточные и южные окраинные и внутренние моря. Учтены их размещение, тип, возраст, геологическое строение, особенности нефтегазоносности, ресурсы и запасы, перспективы открытия новых месторождений углеводородов. (Российская Федерация контролирует морские шельфы эпиконтинентальных морей Северного Ледовитого океана – с запада на восток: Баренцева, Карского, Лаптевых, Новосибирского и Чукотского общей площадью 5 млн км<sup>2</sup>). Отмечено, что в 1990-х гг. последовали выдающиеся открытия месторождений в Обской губе и на присахалинском шельфе, которые продолжают и до настоящего времени: 2000 г. – Северо-Каменномыское; 2003 г. – Каменномыское-море; 2007 г. – Чугорьяхинское; 2011 г. – Южно-Киринское гигантское по запасам газа; 2016–2017 гг. – крупные Южно-Лунское и Нептун.

В период 2001–2010 гг. активные поисково-разведочные работы в арктических морях, в том числе в Обской и Тазовской губах, привели к значительному увеличению запасов: были доразведаны и подготовлены к промышленной эксплуатации такие месторождения, как Штокмановское уникальное, гигантские Каменномыское-море и Северо-Каменномыское и др. После 2010 г. активизировались поиски и разведка газосодержащих месторождений на присахалинском шельфе. Также в XXI в. началась активная разработка на газ ряда месторождений Охотского моря – Лунского, Чайво, Пильтун-Астохского и др., Юрхаровского в Тазовской губе, Бейсугского на Азовском море. Недр открытого шельфа Баренцева и Карского морей (без учета Печорского моря и Тазовской губы) преимущественно газоносны.

Геостатистические данные 2017 г. показали, что на шельфах Северной Евразии открыты 22 газоконденсатных, 22 смешанных и 13 нефтяных месторождений; соотношение геологических запасов свободного газа и нефти составляет 13,5:5,5, а извлекаемые запасы нефти более чем в 10 раз меньше запасов газа. Безусловно, арктический, преимущественно шельфовый, газ России обеспечит развитие ее газовой промышленности в течение еще многих десятилетий XXI в., а для Арктического региона и в целом для России сохраняется возможность расширенного воспроизводства ресурсной базы газодобычи.

Среди 240 осадочных нефтегазоносных бассейнов мира, расположенных на всех континентах, кроме Антарктиды, к чисто материковым – находящимся только на суше, принадлежат 140, к морским – 45, к смешанному типу «суша/море» – 55. В пределах Северной Евразии (СЕА), к которой относятся территория России и окружающие ее арктические, дальневосточные (континентальных окраин) и южные внутренние моря, известны 12 бассейнов и мегабассейнов различного типа, возраста и строения [1], из них к материковым относятся Волго-Уральский и Восточно-Сибирский, к морским – Баренцевоморский, Охотоморский и три бассейна Восточной Арктики (море Лаптевых и др.). Бассейны типа «суша/море» – это Западно-Сибирский с Южно-Карской шельфовой областью (ЮКО), Прикаспийский (суша – Россия, суша + шельф – Казахстан), Предкавказско-Мангышлакский (Предкавказье и Южно-Мангышлакская область на суше с Азовским, Черным и Каспийским морями) и Тимано-Печорский с Печороморской шельфовой областью [2]. Северо-Карская шельфовая область, тяготеющая более к Баренцевоморской газоносной провинции, отделена от ЮКО тектоническим порогом. Кроме того, в Калининградской административной области открыты нефтяные месторождения, в том числе шесть – на шельфе Балтийского моря.

Российская Федерация контролирует морские шельфы эпиконтинентальных морей Северного Ледовитого океана – с запада на восток: Баренцева, Карского, Лаптевых, Новосибирского и Чукотского общей площадью 5 млн км<sup>2</sup>. Геологическое строение и газонефтеобеспеченность недр арктических и дальневосточных морей изучаются уже более 40 лет. Активное участие в этих исследованиях принимали и принимают Д.А. Астафьев, В.П. Гаврилов, Е.В. Захаров, В.А. Скоробогатов, А.В. Ступакова, О.И. Супруненко, В.А. Холодилов и др. Геологическое строение недр западно-арктических морей отличается как от бассейнов прилегающей суши, так и от моря к морю [3, 4]. В Баренцевом море мощные толщи девона, перми и триаса сочетаются с маломощной юрой и тонким мелом (в сумме 12...14 км), однако основные запасы свободного газа сосредоточены именно в средней юре. В Карском море мощная, в низах заглинизированная толща неокома-апта (до 2,5 км) перекрывается глинами нижнего альба с опесчаненным сеноманом.

Песчано-глинистые толщи нижней-средней юры (верхняя юра заглинизирована) в ЮКО погружены на большие глубины. Изученность арктических морей геолого-геофизическими работами и особенно бурением резко снижается с запада на восток – от десятков морских скважин в Баренцевом море, особенно в его норвежском секторе, до шести в Карском (без Обской и Тазовской губ) и до нуля на шельфах восточнее Таймыра [5].

Изученность бурением наиболее перспективной части охотоморского шельфа – присахалинской – оценивается высоко: не менее 55...60 % (по сумме выделяемых перспективных структур).

На шельфе СЕА, подконтрольном Российской Федерации, обнаружены всего 57 месторождений углеводородов (МУВ) из 3500 открытых месторождений, в том числе чисто газовых (Г), без конденсата – 12, газоконденсатных (ГК) – 10, нефтегазовых (НГ) + нефтегазоконденсатных (НГК) – 22, чисто нефтяных (Н) – 13. Наибольшее число МУВ (17 ед.) известно на присахалинском шельфе Охотского моря [6], в российской части Каспийского моря открыты 11 МУВ, меньше всего (одно) МУВ найдено на шельфе Японского моря. К бассейнам (мегабассейнам) приурочены и одноименные провинции (мегапровинции). Среди

шельфов СЕА газоносны три – баренцево-морский, ЮКО, Японского моря; нефтеносен один – Балтийского моря; преимущественно газоносны азовский и охотоморский шельфы; преимущественно нефтеносны области Каспийского и Печорского морей (морской части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции) [7].

Показательна динамика открытий месторождений в шельфовых областях СЕА. Первые морские месторождения были обнаружены в южных морях – малые по запасам на каспийском шельфе (Ачису-море и др.); в восьмидесятых – начале девяностых открыты месторождения в Баренцевом море (1982 г. – Мурманское, 1985 г. – Северо-Кильдинское, 1990 г. – Лудловское, 1989 г. – Штокмановское, 1992 г. – Ледовое), Охотском море (1977 г. – Одопту-море, 1984 г. – Лунское, 1986 г. – Аркутун-Даги, 1986 г. – Пильтун-Астохское, 1992 г. – Кириновское) и ЮКО (Русановское и Ленинградское в 1988–1989 гг.). Число новых открытий МУВ в XX в. на шельфе России и приросты запасов газа и нефти по ним увеличивались медленно в силу ряда причин. После непродолжительной паузы в 1990-х гг. последовали выдающиеся открытия месторождений в Обской губе и на присахалинском шельфе, которые продолжаются и до настоящего времени (2000 г. – Северо-Каменномысское, 2003 г. – Каменномысское-море, 2007 г. – Чугорьяхинское, 2011 г. – Южно-Кириновское гигантское по запасам газа, 2016–2017 гг. – крупные Южно-Лунское и Нептун).

Общие разведанные запасы свободного газа (СГ) по шельфам России составляли на 01.01.2001 менее 2 трлн м<sup>3</sup>, почти все месторождения были существенно недоразведаны (запасы категории<sup>1</sup> С<sub>2</sub> превышали запасы категорий В+С<sub>1</sub>). В период 2001–2010 гг. активные поисково-разведочные работы (ПРР) в арктических морях, в том числе в Обской и Тазовской губах, привели к значительному увеличению запасов: были доразведаны и подготовлены к промышленной эксплуатации Штокмановское уникальное, гигантские Каменномысское-море и Северо-Каменномысское месторождения и др. [7, 8].

<sup>1</sup> Здесь и далее категории запасов и ресурсов нефти и газа указаны согласно утвержденной в 2001 г. Временной классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов.

После 2010 г. активизировались поиски и разведка газосодержащих месторождений на присахалинском шельфе [9].

Уже в XXI в. началась активная разработка на газ ряда месторождений Охотского моря: Лунского, Чайво, Пильтун-Астохского и др., Юрхаровского в Тазовской губе, Бейсугского на Азовском море.

За последнее пятилетие (2012–2016 гг. включительно) запасы СГ в недрах морей СЕА увеличились ненамного (на 1,6 трлн м<sup>3</sup>) (табл. 1–4). Отметим исключительную газоносность недр открытого шельфа Баренцева и Карского морей (без учета Печорского моря и Тазовской губы) [7, 10]. Геостатистические данные 2017 г. показывают, что на шельфах СЕА открыты 22 ГК, 22 смешанных и 13 Н месторождений, соотношение геологических запасов СГ и нефти равно 13,5:5,5, а извлекаемые запасы нефти более чем в 10 раз меньше запасов газа. Это свидетельствует о преимущественной *газоносности* недр большинства шельфовых бассейнов.

Общемировой опыт подтверждает, что первые пять, максимум семь месторождений, открытых в любом осадочном бассейне, – хороший показатель преимущественного фазового состояния МУВ, которые будут открыты в целом к завершению «большой» разведки, а также запасов месторождения-лидера и величины начальных потенциальных ресурсов (НПР) газа и нефти и их соотношений, но на полуколичественном (= качественном) уровне: лучше/хуже, больше/меньше и т.д. В этой связи по пяти уже открытым месторождениям (ГК и Г) в Баренцевом море, в том числе уникальному Штокмановскому, и шести месторождениям (Г и ГК) в Карском море и Обской губе (лидер, по-видимому, еще не обнаружен, судя по разведанным запасам СГ) сделан вывод об исключительной текущей газоносности и преимущественно газоносности в будущем. Месторождение Победа в ЮКО не в счет до полноценных испытаний предположительно продуктивных горизонтов в разрезе сеномана-юрты: оно,

Таблица 1

**Накопленная добыча и запасы газа шельфа Российской Федерации,  
по данным Государственного баланса на 01.01.2012**

Шельф	Количество месторождений	СГ, млрд м <sup>3</sup>		
		накопленная добыча (Q)	кат. A+B <sub>1</sub> +C <sub>1</sub>	кат. C <sub>2</sub>
Каспийский	8	0,5	390,6	379,9
Черноморский	–	–	–	–
Азовский	3	9,5	13,9	9,9
Балтийский	–	–	–	–
Баренцевоморский	7	–	4191,8	590,9
Карский	8	105,5	2231,9	2057,3
Охотоморский	13	71,5	1187,9	655,1
Япономорский	1	–	3,8	0,8
<b>Итого по шельфу РФ</b>	<b>40</b>	<b>187,0</b>	<b>8019,9</b>	<b>3693,9</b>

Таблица 2

**Накопленная добыча и запасы газа шельфа Российской Федерации,  
по данным Государственного баланса на 01.01.2017**

Шельф	Количество месторождений	СГ, млрд м <sup>3</sup>		
		Q	кат. A+B <sub>1</sub> +C <sub>1</sub>	кат. B <sub>2</sub> +C <sub>2</sub>
Каспийский	11	7,3	382,3	315,6
Черноморский	–	–	–	–
Азовский	4	9,7	13,7	9,9
Балтийский	6	–	–	–
Баренцевоморский	10	–	4191,8	590,9
Карский	10	281,7	3084,7	2468,3
Охотоморский	15	202,3	1667,1	273,7
Япономорский	1	–	3,8	0,8
<b>Итого по шельфу РФ</b>	<b>57</b>	<b>500,9</b>	<b>9343,3</b>	<b>3659,2</b>

Таблица 3

**Интегральные оценки начальных геологических запасов углеводородов  
недр шельфовых бассейнов СЕА ( $Q+A+B_1+C_1+B_2+C_2$ )**

Тип месторождения	Количество месторождений	СГ, трлн м <sup>3</sup>	Конденсат, млрд т	Нефть, млрд т	Всего, млрд т у.т.
Г	12	1,5			1,5
ГК	10	8,1	0,2		8,3
НГ	1	0,5		0,9	1,4
НГК	21	3,4	0,4	3,0	6,8
Н	13			1,7	1,7
<b>Итого по шельфу РФ</b>	<b>57</b>	<b>13,5*</b>	<b>0,6</b>	<b>5,5</b>	<b>19,6</b>

\*  $Q = 0,5$ ;  $A+B_1+C_1 = 9,3$ ;  $B_2+C_2 = 3,7$ .

Таблица 4

**Структура запасов углеводородов шельфовых областей на 01.01.2017**

Шельф	Месторождения		СГ, млрд м <sup>3</sup>			Нефть, млн т		
	тип	количество	$Q$	кат. $A+B_1+C_1$	кат. $B_2+C_2$	$Q$	кат. $A+B_1+C_1$	кат. $B_2+C_2$
Каспийский	Всего	11	7,3	382,3	315,6	7,6	629,7	583,9
	НГК	9	7,3	382,3	315,6	7,6	591,4	548,7
	Н	2	–	–	–	–	38,3	35,2
Азовский	Всего	4	9,7	13,7	9,9	0,0	1,3	3,4
	Г	3	9,7	13,7	9,9	–	–	–
Балтийский	Всего	6	–	–	–	7,5	38,3	30,4
	Н	6	–	–	–	7,5	38,3	30,4
Баренцевоморский	Всего	10	–	4191,8	590,9	3,3	480,5	1049,1
	Г	3	–	144,3	203,1	–	–	–
	ГК	3	–	4037,2	346,4	–	–	–
	НГК	1	–	10,4	41,4	–	2,6	35,3
	Н	3	–	–	–	3,3	477,9	1013,7
Карский	Всего	10	281,7	3084,7	2468,3	0,0	7,5	906,5
	Г	4	–	1069,3	22,5	–	–	–
	ГК	4	0,1	1665,6	1836,4	–	–	–
	НГ	1	–	21,7	477,5	–	4,1	862,8
	НГК	1	281,6	328,0	131,8	0,0	3,5	43,8
Охотоморский	Всего	15	202,3	1667,1	273,7	139,9	1086,7	505,4
	Г	1	–	1,5	–	–	–	–
	ГК	3	1,4	202,3	14,1	–	–	–
	НГК	10	200,9	1463,3	259,6	139,9	1085,5	503,2
	Н	1	–	–	–	0,0	1,2	2,2
Япономорский	Всего	1	–	3,8	0,8	–	–	–
	Г	1	–	3,8	0,8	–	–	–
<b>Итого по шельфу РФ</b>	<b>Всего</b>	<b>57</b>	<b>500,9</b>	<b>9343,3</b>	<b>3659,2</b>	<b>158,3</b>	<b>2244,0</b>	<b>3078,7</b>
	Г	12	9,7	1232,5	236,3	–	–	–
	ГК	10	1,5	5905,0	2197,0	–	–	–
	НГ	1	–	21,7	477,5	–	4,1	862,8
	НГК	21	489,8	2184,0	748,4	147,5	1683,0	1131,0
	Н	13	–	–	–	10,8	557,0	1084,9

вероятно, существует в природе, но, по сути, не открыто.

В Карском море известен ряд МУВ типа «суша/море»: Харасавэйское (приблизительно одну треть составляет акваториальная часть, две трети – Крузенштернское месторождение); месторождения Тазовской губы (Семаковское

ГМ и др.). Запасы их морских частей учтены (см. табл. 2–4).

Весьма показательное современное размещение разнофазовых МУВ на о. Сахалин и присахалинском шельфе [9]. На суше острова открыты и в значительной степени разработано большое число мелких месторождений типа Н

и НГК, на шельфе – 11 крупных и крупнейших типа ГКН и ГК (одно, Восточно-Кайганское, – чисто нефтяное), в том числе два гигантских – Лунское и Южно-Кириновское. Вообще, такое размещение МУВ весьма характерно для осадочных бассейнов типа «суша/море» с увеличением крупности и доли газа в суммарных запасах углеводородов от суши в прилегающие акватории, что объясняется весьма просто, а именно снижением степени нарушенности недр разноамплитудными «живыми» – проводящими (импульсно) – разломами и степени дегазации при одних и тех же газо- и битумогенерирующих материнских толщах (на суше и на море).

Распределение по крупности начальных запасов газа основных шельфовых месторождений СЕА показано в табл. 5 (данные округлены до целых чисел).

Что можно в дальнейшем ожидать от шельфовых областей СЕА в плане развития и освоения минерально-сырьевой базы газодобычи? Какова очередность проведения дальнейших ПРР в пределах акваторий? Какие открытия и приросты ожидаются до 2030, 2040, 2050 гг.? Величина и структура новых открытий по газу и по нефти определяются реальной величиной НПР СГ и нефти. На рубеже веков (1993–2002 гг.) оцененные ресурсы СГ шельфа не превышали 74 трлн м<sup>3</sup>, и эта официальная оценка устраивала всех экспертов по ресурсам углеводородов, в том числе «Газпром», однако в 2012 г. по состоянию изученности и геолого-геофизических материалов на 01.01.2009 она

без достаточных оснований была увеличена до 107 трлн м<sup>3</sup>.

По официальной оценке 2009 г., ресурсы свободного газа Баренцева моря оцениваются в 30 трлн м<sup>3</sup>, Карского моря – 54,6 трлн м<sup>3</sup>. Это, безусловно, завышенные оценки традиционных ресурсов. По последним оценкам экспертов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ресурсы газа недр двух морей (без Северо-Карской области, очередь которой к освоению наступит не скоро) составляют в сумме 33...35 трлн м<sup>3</sup> при небольшом преобладании газового потенциала ЮКО, ресурсы нефти не превышают 3,5 млрд т (геол.).

В ЮКО после длительного перерыва этап разведки уже открытых месторождений возобновился в 2017 г.: пробурена и испытана морская скв. 3 на Ленинградском месторождении, показавшая, по данным промыслово-геофизических исследований, газоносность всего вскрытого разреза от сеномана до верхов неокома, при этом ожидаются весьма значительные приросты запасов СГ по доразведке известных и вновь открытых залежей [8]. В средней перспективе (до 2030 г.) предстоит ввод в глубокое бурение всех наиболее крупных локальных поднятий на приямальском шельфе, возобновление ПРР в Баренцевом и продолжение работ в Охотском морях.

При этом до 2030 г. включительно на арктическом шельфе не стоит открывать месторождений СГ с запасами менее 100 млрд м<sup>3</sup>, на присахалинском шельфе – менее 30 и т.д.: они попросту не будут востребованы до 2040 г.

Таблица 5

**Распределение по крупности начальных запасов газа основных шельфовых месторождений СЕА на 01.01.2017, млрд м<sup>3</sup>**

Месторождение	Кат. А+В+С <sub>1</sub>	Кат. В <sub>2</sub> +С <sub>2</sub>
Штокмановское (Баренцево море)	3939	–
Южно-Кириновское ГКН (Охотское море) (предварительно)	677	34
Каменномысское-море (Обская губа)	555	–
Северо-Каменномысское (Обская губа)	405	27
Крузенштерновское (Карское море)	732	–
Чайво (Охотское море)	303	68
Семаковское (Тазовская губа)	273	–
Русановское (Карское море)	240	538
Ленинградское (Карское море)	71	980
Хвалынское (Каспийское море)	167	153
Кириновское (Охотское море)	162	–
им. Кувькина (Сарматское, Каспийское море)	118	113
<b>Всего</b>	<b>7642</b>	<b>2213</b>

Печальный опыт «преждевременного» открытия и дальнейшего очень длительного «простаивания» МУВ в Арктике у России есть. В этой связи торопиться с возобновлением масштабных ПРР в Баренцевом море, по крайней мере до 2028–2030 гг., не следует, хотя опосредованное крупными структурами в ЮКО, вероятно, окажется своевременным уже в ближайшие четыре-пять лет. Эту стратегическую необходимость следует реализовать с тем, чтобы уже к 2031–2032 гг., когда начнется полномасштабное освоение всех газовых гигантов Бованенковско-Харасавэйского и Тамбейского газоносных районов Ямала, реальная величина НПР газа ЮКО по лицензионным участкам ПАО «Газпром» была бы установлена хотя бы в интервальном выражении (оценки ресурсов СГ «снизу» и «сверху»). Это связано с тем, что на смену газоносному Надым-Пур-Тазовскому району приходит Ямальский и Гыданский районы с губами, после них – месторождения открытого шельфа Карского моря. Вообще, Ямало-Карский регион представляет собой наиболее мощный узел газонакопления в Арктике с реальными, подтверждаемыми ресурсами СГ в интервале 35...40 трлн м<sup>3</sup>.

Уже сейчас видно, что нефтеносность недр Баренцева и Карского морей будет минимальной, а редкие оторочки нефтей «континентального» облика (бессернистых, высокопарафиновых) станут только мешать активной и полноценной отработке запасов смешанных залежей (типа ГКН в неокоме, юре и триасе обоих морей).

Относительно маломасштабная добыча тяжелой «незрелой» нефти на месторождениях Печорского моря (Приразломном, Долгинском и др.) уже началась и продолжится по мере подготовки запасов, однако ее уровень вряд ли превысит 15...17 млн т, в то время как добыча газа в Баренцевом море достигнет не менее 90...100 млрд м<sup>3</sup>/год, и уже существующие разведанные запасы (4,2 трлн м<sup>3</sup>) позволяют добиться этого. Быстро и достаточно масштабно будут освоены «тактические» (по величине) запасы присахалинского шельфа. Уже сейчас ежегодная добыча природного газа (СГ+НПГ) достигает 30 млрд м<sup>3</sup> (нефти – 17 млн т), а к 2030 г., вероятно, увеличится до 40...45 млрд м<sup>3</sup> с вводом гигантского Южно-Кириного газоконденсатнонефтяного месторождения.

Разведка и добыча газа и нефти в пределах акваторий южных морей будет иметь еще

менее масштабную, тактическую направленность; наоборот, обширная стратегия освоения запасов и ресурсов СГ намечена к реализации в Западной Арктике [8, 10]. При этом, по оценке авторов, до 2040 г. прирост новых разведанных запасов газа составит в ЮКО не менее 9...10 трлн м<sup>3</sup> (более половины реального газового потенциала шельфа), в Баренцевом море – до 3...4 трлн м<sup>3</sup>, что позволит увеличить морскую добычу газа в России к 2045 г. и далее до 350...370 млрд м<sup>3</sup>/год, а при благоприятной конъюнктуре мирового газового рынка – и до 450 млрд м<sup>3</sup> и более (не менее 80 % – добыча предприятиями ПАО «Газпром»).

Освоение газового потенциала морей Восточной Арктики [5], величина которого не превышает, по общему мнению, 7,5 трлн м<sup>3</sup>, станет целесообразным только после 2030 г., когда появятся отечественные технологии подводной добычи УВ в арктических условиях при полном отсутствии инфраструктуры на суше. Отметим, что для освоения газового потенциала Карского моря уже сейчас имеются инфраструктурные условия на Ямале.

Определение объемов добычи нефти в Арктике (Ямал и Гыдан на суше, все арктические моря) – задача с неопределенным решением. Достаточная ясность существует только в отношении Ненецкого округа и шельфа Печорского моря, однако «тактический» уровень производства очевиден уже сейчас (максимум нефтедобычи – до 22...25 млн т/год – при максимальной ожидаемой в 2030 г. общероссийской добыче 480...500 млн т, т.е. менее 5 %).

Итак, положение с дальнейшим изучением и освоением газового потенциала недр шельфовых областей СЕА таково:

- ЮКО – легко открыть новые МУВ (все без исключения замкнутые положительные поднятия-структуры будут заполнены газом, в низах – с конденсатом), достаточно легко разведать (до низов мела), но трудно освоить и начать добычу;

- *открытый баренцевоморский шельф* – затруднительно открыть крупнейшие месторождения (с запасами 150...200 млрд м<sup>3</sup> и более) и разведать, трудно освоить, непонятно куда и кому поставлять. Последняя проблема, по-видимому, останется открытой до 2028–2030 гг., если она вновь не трансформируется в проблему производства (на суше) сжиженного природного газа;

• *море Лаптевых и другие восточные моря* – трудно все (!), при этом высоки геологические риски неподтверждения оценок НПП углеводородов;

• *присахалинский шельф* – заканчивается фонд неопределенных объектов с реально крупными запасами углеводородов, хотя прогнозные (неоткрытые) ресурсы газа составляют не менее 3,0...3,5 трлн м<sup>3</sup> (оценка «сверху» газового потенциала всей Охотоморской провинции составляет 6,5 трлн м<sup>3</sup>), разработка отечественных технологий подводной добычи потребует еще нескольких лет (до четырех-пяти), однако был бы «большой газ», а способы его извлечения из недр в любых условиях когда-нибудь да и найдутся. При этом возможности для реализации добытой продукции просто великолепные (!): добывай, транспортируй, продавай в любую страну Азиатско-Тихоокеанского региона.

Безусловно, арктический, преимущественно шельфовый, газ России обеспечит развитие ее газовой промышленности в течение еще многих десятилетий XXI в. при последовательной смене доминантных регионов газодобычи: Надым-Пур-Тазовский регион → Ямал, юг Восточной Сибири → западно-арктический шельф. Другие регионы на суше и шельфе будут иметь тактическое значение в деле национального производства природного газа. Однако потенциальные ресурсы углеводородов и перспективы открытия достаточно крупных зон нефтегазоаккумуляции, и прежде всего газа [3, 10–12], в предстоящие три десятилетия способны обеспечить восполнение добычи, а для Арктического региона и в целом для России сохраняется возможность расширенного воспроизводства ресурсной базы газодобычи.

### Список литературы

1. Рыбальченко В.В. Запасы и ресурсы свободного газа осадочных бассейнов Северной Евразии как основа развития газодобывающей отрасли России до 2050 г. / В.В. Рыбальченко, Ю.И. Пятницкий, В.А. Скоробогатов // Тез. докл. IV Международн. науч.-практич. конференции «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» (WGRR-2017). – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – С. 7–8. – [http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgrr-2017\\_ru.pdf](http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgrr-2017_ru.pdf)
2. Варламов А.И. Газовое будущее России: Арктика / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, О.М. Прищепа и др. // Тез. докл. IV Международн. науч.-практич. конференции «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» (WGRR-2017). – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – С. 9–10. – [http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgrr-2017\\_ru.pdf](http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgrr-2017_ru.pdf)
3. Захаров Е.В. Перспективные зоны нефтегазоаккумуляции – главное направление освоения нефтегазового потенциала недр шельфа морей России / Е.В. Захаров, О.И. Супруненко // Геология нефти и газа. – 2013. – № 5. – С. 3–10.
4. Ступакова А.В. Структура и нефтегазоносность баренцево-карского шельфа и прилегающих территорий / А.В. Ступакова // Геология нефти и газа. – 2011. – № 6. – С. 99–115.
5. Астафьев Д.А. Обоснование первоочередных для проведения поисково-разведочных работ зон нефтегазоаккумуляции на шельфе морей Восточной Арктики / Д.А. Астафьев, В.Г. Каплунов, В.А. Шеин и др. // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 3 (14). – С. 70–78.
6. Астафьев Д.А. Результаты, проблемы и перспективы поисково-разведочных работ на шельфе Сахалина / Д.А. Астафьев, В.А. Толстикова, М.А. Калита и др. // Тез. докл. XI Всероссийск. науч.-практич. конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России». – М.: РГУНиГ имени И.М. Губкина, 2016. – С. 10.
7. Скоробогатов В.А. Крупнейшие и уникальные газонефтеносные бассейны Земли и их роль в развитии мировой газовой промышленности / В.А. Скоробогатов // Тез. докл. IV Международн. науч.-практич. конференции «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» (WGRR-2017). – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – С. 21. – [http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgrr-2017\\_ru.pdf](http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgrr-2017_ru.pdf)

8. Астафьев Д.А. Возможности оптимизации и повышения эффективности газонефтепоисковых работ в акваториях Баренцева и Карского морей / Д.А. Астафьев, А.В. Толстикова, В.А. Шейн и др. // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 36–47.
9. Харахинов В.В. Возможности открытия новых месторождений углеводородов на шельфах Сахалина и западной Камчатки / В.В. Харахинов, Д.А. Астафьев, М.А. Калита и др. // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 21–35.
10. 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.
11. Ахмедсафин С.К. О ключевых задачах развития минерально-сырьевой базы ПАО «Газпром» / С.К. Ахмедсафин, В.В. Рыбальченко, Д.Я. Хабибуллин // Тез. докладов IV Международн. науч.-практ. конференции «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» (WGRR-2017). – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – С. 4–5. – [http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgrr-2017\\_ru.pdf](http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgrr-2017_ru.pdf)
12. Люгай Д.В. Научное обоснование и сопровождение развития минерально-сырьевой базы газодобычи России и ПАО «Газпром» / Д.В. Люгай // Тез. докл. IV Международн. науч.-практ. конференции «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» (WGRR-2017). – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – С. 6. – [http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgrr-2017\\_ru.pdf](http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgrr-2017_ru.pdf)

## In-situ gas-and-oil statistics of the offshore basins in Northern Eurasia in relation to development of hydrocarbon reserves and resources till 2050

D.A. Astafyev<sup>1\*</sup>, Ye.S. Davydova<sup>1</sup>, G.R. Pyatnitskaya<sup>1</sup>, V.A. Skorobogatov<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: D\_Astafyev@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** Geostatistical data on the world and Northern-Eurasian oil-gas-bearing basins are analyzed (Northern Eurasia shall be considered as the territory of Russian Federation together with surrounding water areas of arctic, Far-Eastern and southern seas). Their location, age, geological structure, characteristics of oil-gas-bearing capacity, reserves and resources, as well as prospects for discovery of new hydrocarbon deposits are accounted. (Russia controls continental shelves of the following Arctic-Ocean epicontinental seas from West to East: the Barents, the Kara, the Laptev, the Novosibirsk, the Chukchi ones with a total area of  $5 \cdot 10^6$  km<sup>2</sup>.) It is noted that in 1990s there were few outstanding discoveries of fields in the Gulf of Ob and at the Sakhalin shelf, which continue nowadays: in 2000 – Severo-Kamennomysskoye field, in 2003 – Kamennomysskoye-more field, in 2007 – Chugoryakhinskoye field, in 2011 – Yuzhno-Kirinskoye field with gigantic gas reserves, in 2016–2017 – big Yuzhno-Lunskoye and Neptun fields.

In 2001–2010, the active searching and prospecting works in the Arctic seas including the Gulf of Ob and the Taz Bay led to considerable increase of reserves: such fields as the unique Shtokman, the gigantic Severo-Kamennomysskoye and Kamennomysskoye-more ones, etc. were supplementary explored and prepared to industrial operation. After 2010, prospecting of gas fields has been intensified offshore Sakhalin. Also in XXI century gas prospecting started within a number of fields in the Okhotsk Sea ( Lunskoye, Chayvo, Piltun-Astokhskoye etc.), in the Taz Bay (Yurkharovskoye), at the Azov Sea (Beysutskoye). The subsoil of the Barents and Kara shelves (excluding the Pechra Sea and the Taz Bay) are mainly gas-bearing.

Geostatistics of 2017 showed that 22 gas-condensate fields, 22 mixed and 13 oil fields have been discovered offshore Northern Eurasia; ratio between geological reserves of free gas and oil runs to 13,5:5,5, and recoverable oil reserves are ten times less than gas reserves. Certainly, the Arctic, predominantly offshore gas of Russia will provide development of its gas industry for many decades in XXI century, and the Arctic region and Russia at large will be able to reproduce the resource base of gas production extendedly.



**Keywords:** oil-gas-bearing basins of Northern Eurasia, hydrocarbon fields, continental shelf, resource base of gas production.

## References

1. RYBALCHENKO, V.V., Yu.I. PYATNITSKY, V.A. SKOROBOGATOV. Free gas reserves and resources in sedimentary basins of Northern Eurasia as a basis for development of gas-producing industry in Russia till 2050. In: *IV International Conference "World Gas Resources and Reserves and Advanced Development Technologies" (WGRR-2017)*: Abstract of papers presented at the International Conference, November 08–10, 2017 [online]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, pp. 6–7. Available from: [http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgrr-2017\\_en.pdf](http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgrr-2017_en.pdf)
2. VARLAMOV, A.I., A.P. AFANASENKOV, O.M. PRISHCHEPA et al. Gas future of Russia: Arctic. In: *IV International Conference "World Gas Resources and Reserves and Advanced Development Technologies" (WGRR-2017)*: Abstract of papers presented at the International Conference, November 08–10, 2017 [online]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, pp. 8–9. Available from: [http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgrr-2017\\_en.pdf](http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgrr-2017_en.pdf)
3. ZAKHAROV, Ye.V., O.I. SUPRUNENKO. Promising zones of oil-and-gas accumulation as a chief trend in development of the oil-gas offshore potential in Russia [Perspektivnyye zony neftegazonakopleniya – glavnoye napravleniye osvoyeniya neftegazovogo potentsiala neдр shelfa morey Rossii]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2013, no. 5, pp. 3–10. ISSN 0016-7894. (Russ.).
4. STUPAKOVA, A.V. Structure and oil-gas-bearing capacity of the Barents-Kara continental shelf and adjoining territories [Struktura i neftegazonosnost barentsevo-karskogo shelfa i prilegayushchikh territoriy]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2011, no. 6, pp. 99–115. ISSN 0016-7894. (Russ.).
5. ASTAFYEV, D.A., V.G. KAPLUNOV, V.A. SHEIN et al. A.G. CHERNIKOV. Substantiation of primary oil-and-gas accumulation areas for prospecting and survey works at the shelf of East Arctic seas [Obosnovaniye pervoocherednykh dlya poiskovo-razvedochnykh rabot zon neftegazonakopleniya na shelfe morey Vostochnoy Arktiki]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 3 (14): Modern approaches and advanced technologies in projects of development of Russian offshore oil-and-gas fields, pp. 70–78. ISSN 2306-8949. (Russ.).
6. ASTAFYEV, D.A., V.A. TOLSTIKOV, M.A. KALITA et al. Results, issues and outlooks for searching and prospecting works offshore Sakhalin [Rezultaty, problem i perspektivy poiskovo-razvedochnykh rabot na shelfe Sakhalina]. In: Proc. of XI All-Russia scientific-practical conference "Actual problems in development of the oil-gas complex of Russia". Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2016, pp. 10. (Russ.).
7. SKOROBOGATOV, V.A. The largest and unique gas- and oil-bearing basins of the Earth and their role in the development of the world gas industry. In: *IV International Conference "World Gas Resources and Reserves and Advanced Development Technologies" (WGRR-2017)*: Abstract of papers presented at the International Conference, November 08–10, 2017 [online]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, p. 16. Available from: [http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgrr-2017\\_en.pdf](http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgrr-2017_en.pdf)
8. ASTAFYEV, D.A., A.V. TOLSTIKOV, V.A. SHEIN et al. Resources to optimize and increase geological and economical efficiency of gas-and-oil surveys in the waters of the Barents and the Kara seas [Vozможности optimizatsii i povysheniya geologoeconomicheskoy effektivnosti gazoneftepoiskovykh rabot v akvatoriyakh Barentseva i Karskogo morey]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015, no. 2 (22): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at the Russian continental shelf, pp. 36–47. ISSN 2306-8949. (Russ.).
9. KHARAKHINOV, V.V., D.A. ASTAFYEV, M.A. KALITA et al. Prospects of new strikes of hydrocarbons at the continental shelves of Sakhalin and Western Kamchatka [Vozможности otkrytiya novykh mestorozhdeniy uglevodorodov na shelfakh Sakhalina i Zapadnoy Kamchatki]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015, no. 2 (22): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at the Russian continental shelf, pp. 21–35. ISSN 2306-8949. (Russ.).
10. SKOROBOGATOV, V.A., S.N. SIVKOV, S.A. DANILEVSKIY. Problems of resource support production of natural gas in Russia to 2050 [Problemy resursnogo obespecheniya dobychi prirodnogo gaza v Rossii do 2050 g.]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013, no. 5 (16): Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030, pp. 4–14. ISSN 2306-8949. (Russ.).
11. AKHMEDSAFIN, S.K., V.V. RYBALCHENKO, D.Ya. KHABIBULLIN. Key tasks of mineral resource base development in Gazprom PJSC. In: *IV International Conference "World Gas Resources and Reserves and Advanced Development Technologies" (WGRR-2017)*: Abstract of papers presented at the International Conference, November 08–10, 2017 [online]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, pp. 3–4. Available from: [http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgrr-2017\\_en.pdf](http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgrr-2017_en.pdf)
12. LYUGAY, D.V. Scientific substantiation and supporting the development of mineral resource base for gas production of Russia and Gazprom PJSC. In: *IV International Conference "World Gas Resources and Reserves and Advanced Development Technologies" (WGRR-2017)*: Abstract of papers presented at the International Conference, November 08–10, 2017 [online]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, pp. 5. Available from: [http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgrr-2017\\_en.pdf](http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/wgrr-2017_en.pdf)