

УДК 553.98(268.45)

DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-73-85

## Запасы и ресурсы углеводородов, перспективы изучения и промышленного освоения недр морей России в XXI в.

© 2018 г. | А.В. Толстикова, Д.А. Астафьев, Я.И. Штейн, М.Ю. Кабалин, Л.А. Наумова

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская область, Россия; a\_tolstikov@vniigaz.gazprom.ru; d\_astafiev@vniigaz.gazprom.ru; yanshteyn@gmail.com; m\_kabalin@vniigaz.gazprom.ru; l\_naumova@vniigaz.gazprom.ru

Поступила 28.06.2018 г.

Принята к печати 10.07.2018 г.

**Ключевые слова:** углеводородные газы; нефть; ресурсы; запасы; газодобыча; шельф; лицензионные участки; кластеры; поисково-разведочные работы.

Показано текущее состояние ресурсов и запасов углеводородов на шельфе морей России. Обоснованы перспективы и тенденции их освоения, возможности создания крупных многофункциональных центров газо- и нефтедобычи, а в их границах – своеобразных кластеров, в рамках которых будут продолжены как поисково-разведочные работы, так и увеличение объемов нефтегазоперерабатывающих мощностей, направленных на сокращение сроков ввода в разработку разведанных запасов газа и жидких углеводородов.

Для цитирования: Толстикова А.В., Астафьев Д.А., Штейн Я.И., Кабалин М.Ю., Наумова Л.А. Запасы и ресурсы углеводородов, перспективы изучения и промышленного освоения недр морей России в XXI в. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4с. – С. 73–85. DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-73-85.

## Hydrocarbon reserves and resources, opportunities for Russian offshore subsoil studies and commercial development in 21 century

© 2018 | A.V. Tolstikov, D.A. Astaf'ev, Shtein Ya.I., Kabalin M.Yu., Naumova L.A.

Gazprom VNIIGAZ LLC, Moscow oblast, Russia; a\_tolstikov@vniigaz.gazprom.ru; d\_astafiev@vniigaz.gazprom.ru; yanshteyn@gmail.com; m\_kabalin@vniigaz.gazprom.ru; l\_naumova@vniigaz.gazprom.ru

Received 28.06.2018

Accepted for publication 10.07.2018

**Key words:** hydrocarbon gases; oil; resources; reserves; gas production; shelf; license areas; clusters; exploration and prospecting activities.

Current situation with hydrocarbon reserves and resources on the shelf of Russian seas is presented. The prospects and trends of their development are substantiated as well as the potential for large oil and gas production multipurpose centers creation including some sort of clusters within them, where E&P activities will continue together with oil and gas treatment facilities construction. Such an approach is aimed at reduction of time for bringing the explored gas and liquid HC reserves into development.

For citation: Tolstikov A.V., Astaf'ev D.A., Shtein Ya.I., Kabalin M.Yu., Naumova L.A. Hydrocarbon reserves and resources, opportunities for Russian offshore subsoil studies and commercial development in 21 century. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(4s):73–85. DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-73-85.

Заканчивающееся второе десятилетие XXI в. свидетельствует о росте в мире потребности в углеводородном (УВ) сырье и это при ускоряющемся развитии технологий использования многих альтернативных источников энергоносителей. В этой связи остается актуальной задача восполнения традиционных запасов УВ промышленных категорий и даже расширенного их восполнения с учетом растущего спроса как на газ, так и жидкие УВ [1, 2]. В России это возможно в течение следующих 2–4 десятилетий (2020–2060) [3], но только за счет эффективного освоения ресурсов УВ как на суше, так и на шельфе, прежде всего в наиболее перспективных арктических и дальневосточных морях [4, 5].

На протяжении 7 десятилетий в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» осуществлялся ежегодный мониторинг

результатов и состояния поисково-разведочных работ (ПРР), а также последующего освоения месторождений, содержащих преимущественно газовые, газоконденсатные и газоконденсатонефтяные залежи, выполнялись работы по уточнению количественной оценки ресурсов УВ. Институт является ответственным разработчиком и участником корпоративных и государственных постоянно действующих периодически обновляемых программ развития сырьевой базы газо- и нефтедобычи, в том числе программы освоения ресурсов УВ на шельфе РФ и программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона. Актуализация

этих программ требует практически ежегодного обновления данных о результатах ПРР, состоянии запасов и ресурсов УВ в каждом нефтегазоносном бассейне (НГБ), районе, на лицензионном участке, разведываемых месторождениях.

По результатам завершившегося уточнения количественной оценки ресурсов УВ в 2012 г. установлено, что на шельфах морей России сосредоточены значительные ресурсы природного газа, конденсата, нефти и растворенного газа в объеме более 122 млрд т усл. топлива (извлекаемые) (табл. 1).

В ресурсах УВ морских акваторий, за исключением Балтийского и, возможно, Черного морей, преобладает газ. В настоящее время морские лицензионные участки группы ПАО «Газпром» имеются на шельфах Баренцева (включая Печорский шельф), Карского (в том числе в акваториях Обской и Тазовской губ), Охотского, Восточно-Сибирского, Каспийского и Азовского морей. По состоянию на 01.09.2017 г. группе ПАО «Газпром» принадлежат лицензии на 41 участок. В их число входят:

– 26 участков, оформленных непосредственно на ПАО «Газпром», в том числе 7 участков в Баренцевом море, 13 — в Карском, 2 — в Тазовской губе и 4 — на шельфе Сахалина в Охотском море;

– 6 участков оформлены на дочерние (100 %) общества ПАО «Газпром», в том числе 5 участков в Обской и Тазовской губах: Северо-Каменномысский, Каменномысское-море, Чугорьяхинский, Обский, Семаковский<sup>1</sup> (ООО «Газпром добыча Ямбург»), а также Бейсугский участок — в Азовском море (ООО «Газпром добыча Краснодар»);

– 6 участков принадлежат ПАО «Газпром нефть», в том числе в Баренцевом море — Хейсовский (ООО «Газпромнефть-Сахалин»), на Печорском шельфе — Северо-Западный, а также Долгинское и Приразломное месторождения, в Охотском море на шельфе Сахалина — Аяшский и в Восточно-Сибирском море — Северо-Врангелевский (ООО «Газпромнефть-Сахалин»);

– 3 участка совместных предприятий с участием ПАО «Газпром» — Центральный в Каспийском море, а также Пильтун-Астохский и Лунский, входящие в проект Сахалин-2.

В связи с активным в последние годы лицензированием шельфа России, к концу второго десятилетия XXI в. ускорился процесс подготовки к освоению лицензионных участков распределенного фонда. В последующие годы продолжится создание крупных многофункциональных центров газо- и нефтедобычи, а в их границах — своеобразных кластеров с морской и наземной инфраструктурой.

Формирующимся новыми центрами газонефтедобычи в Западно-Арктическом регионе можно

считать шельфы Баренцева, Печорского, Карского морей (без акваторий губ), а также в акватории Обской и Тазовской губ. На Дальнем Востоке продолжает формироваться со значительным расширением ресурсной базы уже действующий центр газо- и нефтедобычи на шельфе о-ва Сахалин в Охотском море.

В регионе Восточной Арктики началось создание нового центра газо- и нефтедобычи на шельфе Восточно-Сибирского и Чукотского морей.

В южных морях России — Азовском и Каспийском актуально развитие одноименных центров на базе уже открытых месторождений, соответственно Бейсугском и Центральном.

С учетом расположения открытых месторождений УВ и новых выявленных газонефтеперспективных структур, специфики создания морской и наземной инфраструктуры для освоения УВ-потенциала формирующихся морских центров газонефтедобычи в XXI в. целесообразно сгруппировать лицензионные участки, расположенные в их пределах месторождения УВ и газонефтеперспективные структуры в определенные кластеры, в рамках которых будут продолжены не только ПРР для обеспечения будущей добычи УВ, но и созданы нефтегазоперерабатывающие мощности, направленные на сокращение сроков подготовки месторождений к вводу в разработку разведанных запасов газа и жидких УВ. Также очевидно, что такие кластеры в жестких природно-климатических условиях Арктики улучшат социально-демографическую ситуацию, обеспечат экологическую безопасность и охрану окружающей среды в режиме реального времени, позволят диверсифицировать экономику региона и дадут мультипликативный эффект для развития экономики Арктических и Дальневосточных регионов [6]. Примерами создания подобных кластеров являются Норильский и Сахалинский. При этом можно рассчитывать на снижение капитальных и эксплуатационных затрат на 10–15 % и увеличение конечной нефтеотдачи на 5–10 % [7].

Кроме того, на заседании Госкомиссии по развитию Арктики вице-премьер Д. Рогозин обосновал предложение о необходимости координации инвестиционных проектов в Арктике, направленное на повышение эффективности расходования средств и достижение мультипликативного эффекта [8].

### Регион Баренцева моря

По состоянию на 01.07.2018 г. ПАО «Газпром» на шельфе Баренцева моря владеет лицензиями на 11 лицензионных участков (рис. 1), включая 3 на шельфе Печорского моря. На шельфе Баренцева моря на ресурсной базе Штокмановского, Лудловского и Ледового месторождений формируется кластер, включающий еще и ряд прогнозируемых месторождений

<sup>1</sup> В настоящее время собственником является ООО «РусГазАльянс».

**Табл. 1.** Ресурсная база недр морей России\* (газа сухого и растворенного, млрд м<sup>3</sup>; нефти и конденсата, млн т)

**Table 1.** Resource base of Russian seas subsurface\* (dry and solution gas, BCM; oil and condensate, mln tons)

Порядковый номер	Море	Ожидаемые соотношения фазового состава (газ:жидк.)	Запасы газа запасы нефти и конденсата (извлекаемые)		НСР газа НСР нефти и конденсата (извлекаемые)	Разведанность НСР, %
			Q + A + B + C <sub>1</sub>	B <sub>2</sub> + C <sub>2</sub>		
1	Карское с губами	8:1	<b>3118,036</b> 24,717	<b>2496,123</b> 165,805	<b>54914,5</b> 7483,1	<b>5,6</b> 0,3
2	Баренцево с Печорским шельфом	7:1	<b>4196,105</b> 184,507	<b>612,655</b> 323,006	<b>33441,7</b> 5023,9	<b>12,5</b> 3,6
3	Лаптевых	3:2	<b>0</b> 0	<b>0</b> 0	<b>2383</b> 1738	<b>0,0</b> 0,0
4	Восточно-Сибирское	3:2	<b>0</b> 0	<b>0</b> 0	<b>3519</b> 2064	<b>0</b> 0
5	Чукотское	3:2	<b>0</b> 0	<b>0</b> 0	<b>2123</b> 1212	<b>0</b> 0
6	Охотское	3:1	<b>1733,465</b> 466,858	<b>294,929</b> 107,324	<b>7243,5</b> 2075,7	<b>24,0</b> 22,5
7	Берингово	7:3	<b>0</b> 0	<b>0</b> 0	<b>633</b> 285	<b>0,0</b> 0,0
8	Японское	7:3	<b>3,76</b> 0	<b>0,786</b> 0	<b>348,6</b> 152,7	<b>1,1</b> 0,0
9	Каспийское	7:3	<b>410,418</b> 242,251	<b>335,416</b> 160,355	<b>2921,5</b> 1276,1	<b>14,0</b> 18,9
10	Черное	3:7	<b>0</b> 0	<b>0</b> 0	<b>415</b> 895	<b>0,0</b> 0,0
11	Азовское	7:3	<b>13,991</b> 0,67	<b>10,551</b> 1,715	<b>338,1</b> 159,4	<b>4,1</b> 0,4
12	Балтийское	1:10	<b>0,526</b> 16,779	<b>0,43</b> 15,269	<b>9,4</b> 56,6	<b>5,3</b> 29,7

\* Без Тихого океана.

\* Except for the Pacific ocean.

преимущественно газа в пределах расположенных в 130–140 км западнее Штокмановско-Лудловской зоны лицензионных участков — Демидовского, Ферсмановского и Медвежьего.

Запасы газа по категориям C<sub>1</sub> + C<sub>2</sub> этого кластера составляют 4,9 трлн м<sup>3</sup>, конденсата — 70,3/62,4 млн т (геологические/извлекаемые), при этом более 3,9 трлн м<sup>3</sup> газа (81 %) и 62,9/56,1 млн т (геологические/извлекаемые) конденсата содержится в залежах Штокмановского месторождения. Ресурсы газа в Лудловском, включая Западно-Лудловскую, Восточно-Лудловскую структуры, и Ледовом месторождениях составляют 659,8 млрд м<sup>3</sup>. Ресурсы конденсата в объеме 5,9/5,0 млн т (геологические/извлекаемые) содержатся только в Ледовом месторождении. Перспективные и локализованные ресурсы газа Демидовского, Ферсмановского и Медвежьего прогнозируемых месторождений оцениваются в 3,2 трлн м<sup>3</sup>, конденсата — 44,1/37,7 млн т (геологические/извлекаемые). Но следует отметить, что после детализации сейсморазведкой локализованные ресурсы УВ могут существенно измениться

в связи с уточнением размеров, амплитуды и морфологии локальных структур.

Другой кластер может быть сформирован на основе группы прогнозируемых месторождений в пределах Хейсовского лицензионного участка, расположенного вблизи северного окончания о-ва Новая Земля. Геологические ресурсы по пяти наиболее крупным газонефтеперспективным структурам (Тегетгофская-1, Тегетгофская-2, Желанинская-1, Тегетгофская-2/1 и Северо-Желанинская-1) могут составить до 1,3 млрд т усл. топлива.

На шельфе Печорского моря формируется также единый кластер на основе ресурсной базы уже разрабатываемого Приразломного нефтяного месторождения, накопленная добыча по которому в настоящее время составляет 1,145 млн т нефти, запасы категорий C<sub>1</sub> + C<sub>2</sub> (геологические/извлекаемые) — 288,2/80,4 млн т, ресурсы D<sub>0</sub> (геологические/извлекаемые) — 151,1/42,3 млн т, находящегося в разведке Долгинского нефтяного месторождения (запасы C<sub>1</sub> + C<sub>2</sub> геологические/извлекаемые 274,7/82,4 млн т, ресурсы категории D<sub>0</sub> (геологические/извлекаемые) —





51,9/15,6 млн т) и прогнозируемых месторождений УВ, связанных с нефтегазоперспективными структурами — Междушарской, Костиношарской, Папанинской и Рахмановской в пределах Северо-Западного лицензионного участка. Геологические ресурсы категории  $D_n$  по указанным структурам оцениваются в 815,9 млн т нефти, извлекаемые — 244,8 млн т.

### Регион Карского моря

По состоянию на 01.01.2018 г. ПАО «Газпром» на шельфе Карского моря (в том числе и в акватории Обской и Тазовской губ) владеет лицензиями на 22 участка недр (рис. 2, 3), из них 15 лицензионных участков с нефтегазоперспективными структурами и месторождениями УВ охватывают всю приамальскую часть шельфа Карского моря, от о-ва Белый на севере почти до Байдарацкой губы на юге. Здесь в транзитных зонах суша — море завершается разведка уникальных по запасам газоконденсатных месторождений УВ — Харасавэйского и Крузенштернского, а на суше Ямала разрабатывается уникальное Бованенковское газоконденсатнонефтяное месторождение.

В акватории Карского моря, в 120 км от берега, еще в конце 1980-х гг. было открыто два предположительно уникальных по запасам УВ месторождения — Ленинградское и Русановское. В 2017 г. пробуренной разведочной скважиной уточнено строение Ленинградского газоконденсатного месторождения, оказавшегося, по всей видимости, значительно крупнее, чем прогнозировалось ранее. Важно и то, что все уникальные по запасам месторождения — Бованенковское, Крузенштернское, Харасавэйское, Ленинградское и Русановское — приурочены к единой линейно вытянутой на 350 км зоне, в тектоническом отношении представляющей сочленение крупнейших мегавалов — северо-западной части Нурминского и Ленинградско-Русановского. Общая протяженность этих почти сочлененных зон газонефтенакопления от Новопортовского месторождения до Русановского превышает 700 км.

Еще далее на северо-запад Ленинградско-Русановская зона газонефтенакопления кулисообразно сочленяется с Университетско-Власьевской зоной газонефтенакопления, в пределах которой в 2015 г. обнаружено нефтегазоконденсатное месторождение Победа (НК «Роснефть»).

Учитывая особенности расположения уже открытых уникальных по запасам УВ месторождений на шельфе Карского моря и на прилегающей суше Ямала, а также создающиеся здесь объекты береговой инфраструктуры, включая трубопроводы, железную дорогу, населенные пункты и т. д., первоочередной шельфовый кластер газонефтедобычи (назовем его Ленинградско-Русановским) будет включать Крузенштернское, Харасавэйское (море), Ленинградское и Русановское месторождения УВ и близко распо-

ложенные к ним прогнозируемые месторождения на Северо-Харасавэйской, Северо-Ленинградской, Западно-Ленинградской, Спортивной, Невской, Западно-Невской, Морской, Северо-Шараповской и Южно-Крузенштернской структурах.

Запасы газа по категориям  $C_1 + C_2$  этого кластера составляют 5,2 трлн  $m^3$ , конденсата — 64,7/26,6 млн т (геологические/извлекаемые), при этом 4,8 трлн  $m^3$  газа (91,9 %) и 43,8/40,3 млн т (геологические/извлекаемые) конденсата содержится в залежах Крузенштернского, Ленинградского и Русановского месторождений.

Ресурсы газа по категориям  $D_o$  и  $D_n$  в открытых и прогнозируемых месторождениях этого кластера оцениваются соответственно в 4,2 и 0,8 трлн  $m^3$  (всего 5,0 трлн  $m^3$ ). Максимальные ресурсы газа связаны Русановским и Ленинградским месторождениями — 1,9 и 1,0 трлн  $m^3$  соответственно.

Ресурсы конденсата по категориям  $D_o$  и  $D_n$  в открытых и прогнозируемых месторождениях этого кластера составляют соответственно 307,6/217,1 и 88,0/61,9 млн т (геологические/извлекаемые), всего 395,6/279,0 млн т (геологические/извлекаемые).

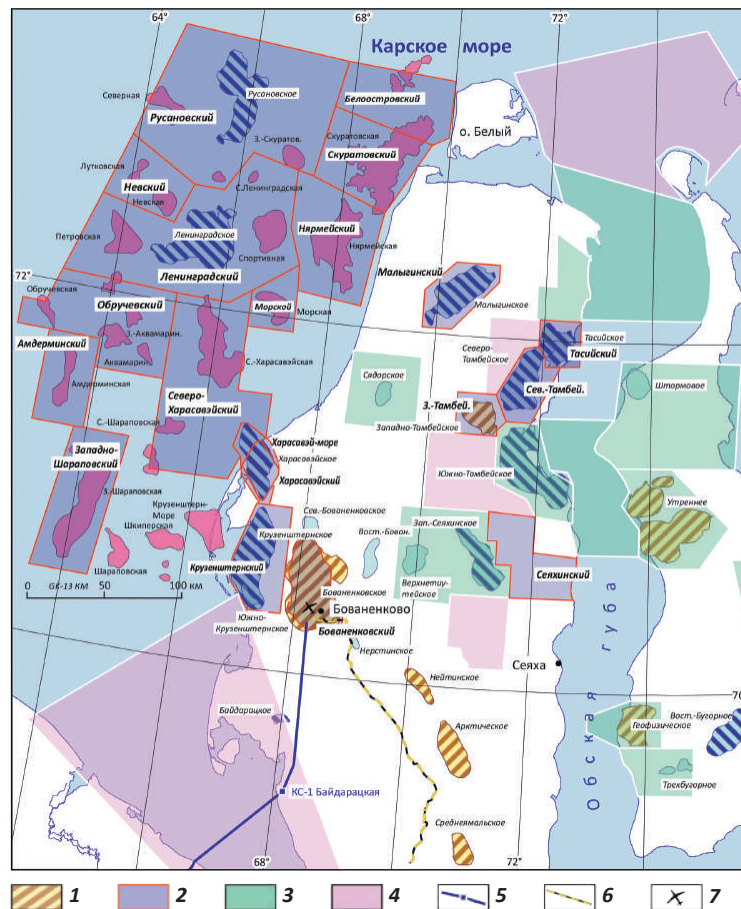
Кластером газонефтедобычи второй очереди (Нярмейско-Скуратовский) по аналогичным принципам организации может быть группа прогнозируемых, крупных газонефтеконденсатных месторождений, приуроченных к структурам Нярмейская, Скуратовская, Северо-Скуратовская, расположенных вблизи береговой линии северо-западной части Ямала, а также находящаяся вблизи Западно-Скуратовская структура. Эта группа шельфовых месторождений будет связана с освоением на суше ресурсов УВ также крупного Малыгинского газоконденсатного месторождения и с прогнозируемой группой месторождений в береговой зоне — Западно-Малыгинским, Северо-Малыгинским и др.

Ресурсы газа по категориям  $D_o$  и  $D_n$  в прогнозируемых месторождениях этого кластера оцениваются соответственно в 2,2 и 0,8 трлн  $m^3$  (всего 3,0 трлн  $m^3$ ). Максимальные ресурсы газа связаны со Скуратовской и Нярмейской структурами, соответственно 1,8 и 1,4 трлн  $m^3$ . Ресурсы конденсата по категориям  $D_o$  и  $D_n$  в прогнозируемых месторождениях этого кластера составляют соответственно 156,9/131,9 и 144,9/101,6 млн т (геологические/извлекаемые), всего — 301,8/233,5 млн т (геологические/извлекаемые).

Кластером газонефтедобычи третьей очереди (с учетом меньшего ресурсного потенциала, удаленности от берега и сроков освоения) будет группа прогнозируемых месторождений Обручевского, Амдерминского и Западно-Шараповского валов с прилегающими менее крупными по запасам прогнозируемыми месторождениями на Акварариновской и Западно-Акварариновской структурах.



**Рис. 2.** Обзорная карта размещения лицензионных участков группы ПАО «Газпром» в пределах Карского моря  
**Fig. 2.** Location map of Gazprom license areas within the Kara Sea



1 — нефтегазоконденсатные месторождения; лицензионные участки (2–4): 2 — ПАО «Газпром», 3 — ПАО «Новатэк», 4 — прочие; 5 — газопровод + КС; 6 — железная дорога; 7 — аэропорт.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

1 — oil-and-gas condensate fields; license Areas, subsoil user company (2–4): 2 — Gazprom, 3 — PAO NOVATEK, 4 — other; 5 — gas main + GCS; 6 — railroad; 7 — airport.

For other legend items see Fig. 1

Ресурсы газа по категориям  $D_0$  и  $D_L$  в открытых и прогнозируемых месторождениях этого кластера равны соответственно 405,0 и 504,5 млрд  $m^3$  (всего 909,5 млрд  $m^3$ ). Максимальные ресурсы газа связаны Западно-Шараповской структурой и составляют 347,5 и 1029,2 млрд  $m^3$  соответственно. Ресурсы конденсата по категориям  $D_0$  и  $D_L$  в прогнозируемых месторождениях этого кластера составляют соответственно 8,2/5,8 и 21,1/13,8 млн т (геологические/извлекаемые), всего — 29,3/20,6 млн т (геологические/извлекаемые), на Западно-Шараповской структуре — 7,7/5,3 млн т (геологические/извлекаемые).

Вместе с освоением приямальского шельфа ПАО «Газпром» в северо-западной части Карского моря в настоящее время НК «Роснефть» ведет подготовку к освоению ресурсов УВ Приновоземельского шельфа, где открыто нефтегазоконденсатное месторождение Победа, далее предстоят работы ре-

гионального и поискового этапов в Северо-Карской впадине.

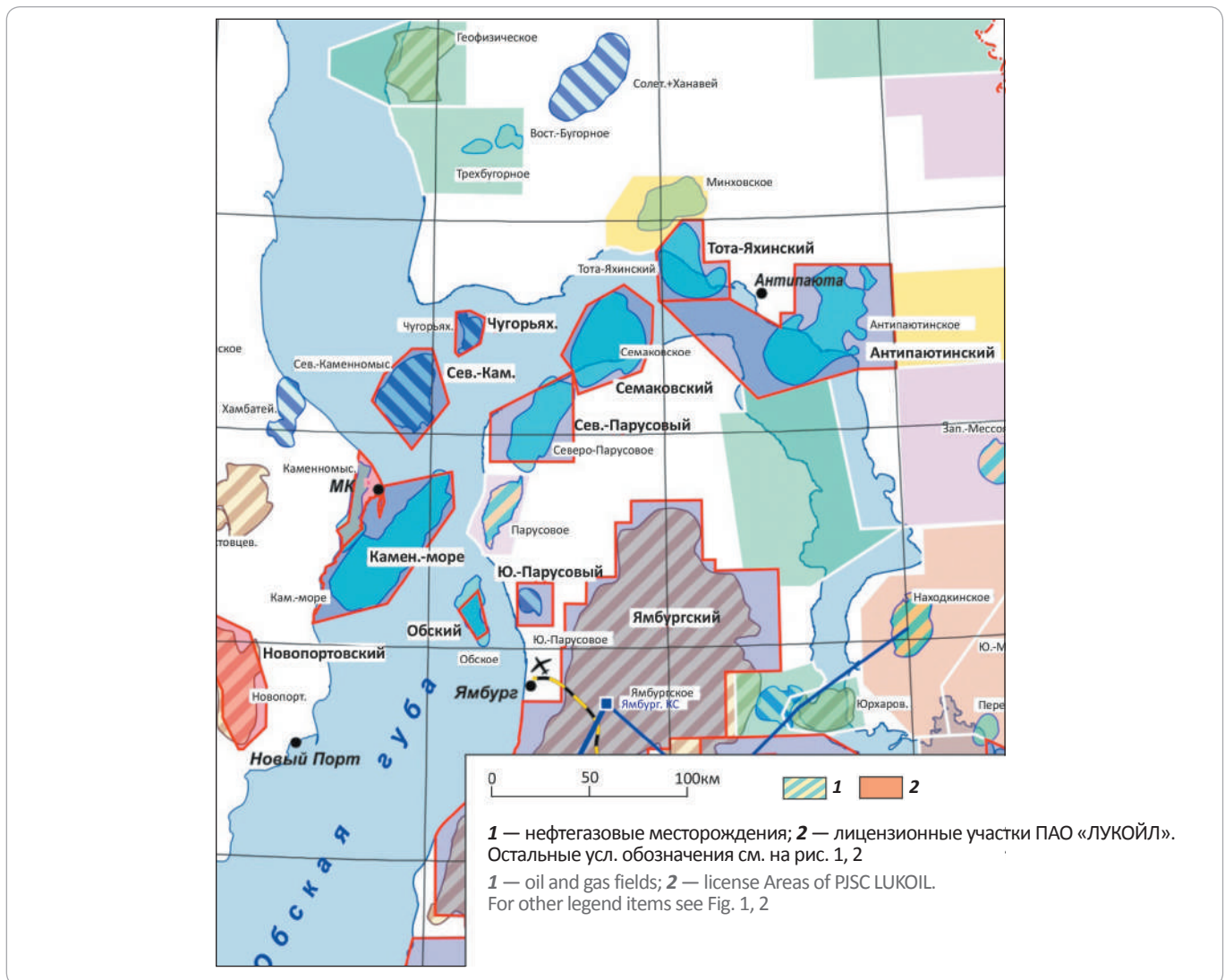
### Обская и Тазовская губы

В акваториях Обской и Тазовской губ объективно намечается два кластера газонефтедобычи. Первоочередной кластер включает подготовленные к разработке месторождения Каменномыское (море), Северо-Каменномыское, Обское, Чугорьяхинское, Семаковское, Тота-Яхинское, Антипаютинское и Северо-Парусовое, охваченных единой транспортной системой сбора УВ (см. рис. 3). Последнее расположено в пределах лицензионного участка, большую часть которого находится на суше.

Запасы газа по категориям  $C_1 + C_2$  этого кластера составляют 1,9 трлн  $m^3$ , конденсата — 8,4/5,6 млн т (геологические/извлекаемые), при этом основные запасы газа приходятся на месторождения Каменномыское (море) — 544,7 млрд  $m^3$ , Северо-



**Рис. 3.** Обзорная карта размещения лицензионных участков группы ПАО «Газпром» в пределах акватории Обской и Тазовской губ  
**Fig. 3.** Location map of PJSC Gazprom license areas within the waters of Ob and Taz bays



Каменномысское — 431,9 млрд м<sup>3</sup>, Антипаютинское — 43,8/40,3 млн т и Семаковское — 320,5 млрд м<sup>3</sup>. Конденсат содержится только в неоконских залежах Северо-Каменномысского и Чугорьяхинского месторождений. Ресурсы газа и конденсата числятся только в пределах Антипаютинского и Тота-Яхинского участков. По Антипаютинскому участку ресурсы газа по подсеноманским отложениям совместно по категориям D<sub>0</sub> и D<sub>л</sub> оцениваются в 0,8 трлн м<sup>3</sup>, по конденсату — 87/60,9 млн т (геологические/извлекаемые). По Тота-Яхинскому участку ресурсы газа по категориям D<sub>0</sub> и D<sub>л</sub> составляют 250,9 млрд м<sup>3</sup>, по конденсату — 27,8/19,5 млн т (геологические/извлекаемые).

В северной части Обской губы имеется лицензионный участок Тасийский, большая часть которого расположена на суше с находящимся в его границах одноименным газоконденсатным месторождением. Этот лицензионный участок может войти в состав кластера, образованного Тамбейской группой ме-

сторождений с включением газонефтеперспективных структур Преображенской и Корпачевской, расположенных в северной части Обской губы.

### Моря Восточной Арктики

Геологическое строение и УВ-потенциал морей Восточной Арктики пока остаются наименее изученными. Глубокое бурение в акваториях морей Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского пока не проводилось. Ресурсы УВ оценены по категории D<sub>2</sub>, в сумме они составляют 22,4 млрд т усл. топлива геологических и 13,0 млрд т усл. топлива извлекаемых, в том числе свободного газа — 8,0 трлн м<sup>3</sup> (57,5 % извлекаемых). Наибольшие ресурсы УВ предполагаются в недрах Восточно-Сибирского моря — 9,3/5,6 млрд т усл. топлива, в том числе свободного газа — 3,3 трлн м<sup>3</sup> (60,0 % извлекаемых).

К настоящему времени на шельфе морей Восточной Арктики действует 13 лицензий на право поль-



зования недрами, из которых 8 лицензий на геологическое изучение и добычу УВ-сырья на условиях предпринимательского риска, их действие предусмотрено до 2043 г., в том числе 7 лицензионных участков принадлежит НК «Роснефть» и 1 участок — ПАО «Газпром»; 5 лицензий, действующие до 2014 и 2015 г., являлись поисковыми. Один лицензионный участок — Притаймырский — планируется к изучению НК «Роснефть».

В результате проведенных геофизических работ в акватории морей Восточной Арктики выявлено более 100 локальных газонефтеперспективных структур: 18 — в Северо-Чукотском секторе, 20 — в Восточно-Сибирском море и 59 — в море Лаптевых. По ранее выполненной оценке ООО «Газпром ВНИИГАЗ», на наиболее крупных структурах возможны открытия месторождений с запасами до 150–250 млн т усл. топлива. Здесь на крупных поднятиях возможны также так называемые поглощающие ловушки, включающие группы ловушек, приуроченных к одному и тому же своду или мегавалу, типа Мининского или Трофимовского в море Лаптевых [9].

Северо-Врангелевский участок недр федерального значения, принадлежащий ПАО «Газпром», включает выявленные газонефтеперспективные структуры: Безымянную, Северо-Шелагскую, Шелагскую, Восточно-Шелагскую, Дремхедскую-1, Дремхедскую-2, Дремхедскую-3, Западно-Врангелевскую-1, Западно-Врангелевскую-2. Прогнозируемые месторождения, связанные с указанными структурами, в перспективе могут быть объединены в газонефтедобывающий кластер, способный в совокупности с другими кластерами месторождений УВ обеспечивать работу завода по сжижению природного газа мощностью до 15 млн т, строительство которого возможно в г. Певек.

В пределах изученной сейсморазведкой 2D южной и восточной частей участка (северная, западная и центральные части пока не изучены) выявлено 22 газонефтеперспективных структуры, на 9 наиболее крупных из которых оценены ресурсы по категории  $D_2$  в объеме 102,3 млрд  $m^3$  газа и 238,8/71,6 млн т (геологические/извлекаемые) нефти. На остальные 13 структур лицензионных участков приходится около 67 млрд  $m^3$  газа и 46 млн т (извлекаемые) нефти. Наиболее крупные ресурсы УВ по категории  $D_2$  оценены на структурах Безымянной — около 31,0 млрд  $m^3$  газа и 21,7 млн т нефти (извлекаемой), Северо-Шелагинской — 22,6 млрд  $m^3$  газа и 15,8 млн т нефти (извлекаемой) и Дремхедской-2 — 15,8 млрд  $m^3$  газа и 11,2 млн т нефти (извлекаемой). Необходимо отметить, что опосредованно прогнозируемых небольших месторождений целесообразно отнести за 2035 г.

### Регион Охотского моря

В Дальневосточном регионе России в ближайшие десятилетия предусматривается освоение высокоперспективного Присахалинского шельфа

Охотского моря. Здесь ПАО «Газпром» контролирует 7 лицензионных участков, из них 6 находится на северо-восточном шельфе о-ва Сахалин (рис. 4) и 1 — на шельфе Западной Камчатки. Два лицензионных участка — Лунский и Пильтун-Астохский — осваиваются ПАО «Газпром» совместно с другими компаниями. В пределах Киринского лицензионного участка разведано и введено в разработку Киринское газоконденсатное месторождение, накопленная добыча УВ по которому пока составляет 0,7 млрд  $m^3$  газа и 0,1 млн т газового конденсата. Практически завершена разведка гигантского Южно-Киринского нефтегазоконденсатного месторождения. Киринское, Южно-Киринское, Южно-Лунское и Мынгинское месторождения, включая Лунское нефтегазоконденсатное месторождение, образуют единый кластер газодобычи, сопряженный с береговой инфраструктурой подготовки и транспортировки газа и жидких УВ потребителям. Добыча нефти в малых масштабах из сложнопостроенных «блочных» нефтяных оторочек начнется не ранее 2030 г.

Накопленная добыча газа на гигантском Лунском месторождении превысила 102 млрд  $m^3$  (более 99 % общей добычи на шельфе с учетом добычи на Киринском месторождении), конденсата — 10,5 млн т. Запасы газа по категориям  $B + C_1 + C_2$  для Лунского и Киринского месторождений составляют соответственно 404,7 и 161,8 млрд  $m^3$ , конденсата — 48,1/27,8 и 26,5/19,0 млн т (геологические/извлекаемые).

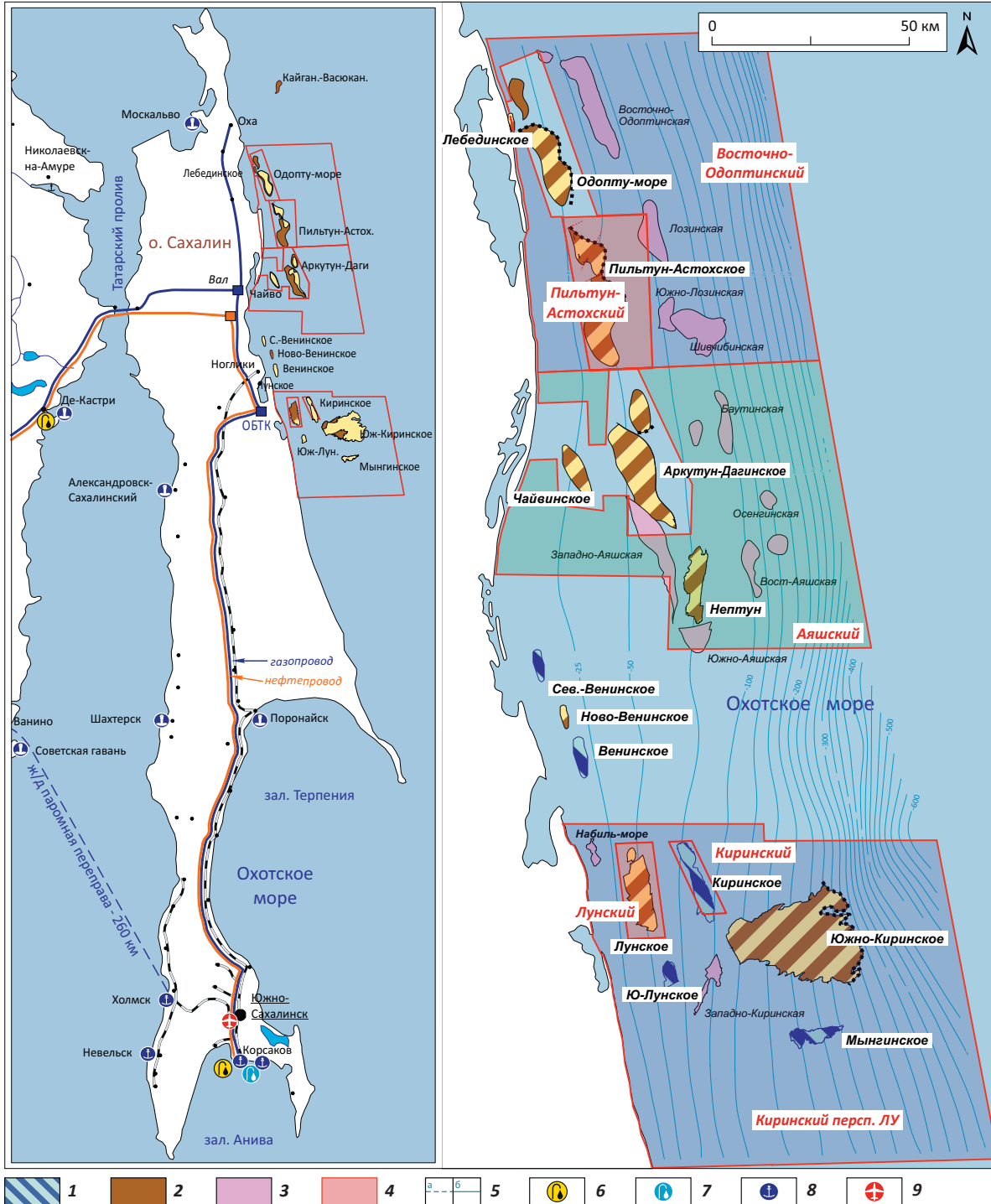
Южно-Киринское НГК является, как и Лунское, гигантским по запасам газа, ресурсы которого составляют по категориям  $C_1 + C_2$  — 913,1 млрд  $m^3$ , конденсата — 223,5/145,4 млн т (геологические/извлекаемые). Запасы нефти — 46,7/4,7 млн т (геологические/извлекаемые), растворенного газа — 10,0 млрд  $m^3$  (геологические). По Киринскому кластеру запасы указанных месторождений совместно с Южно-Лунским ГК и Мынгинским НГК месторождениями составляют: газа — 1,5 трлн  $m^3$ , конденсата — 313,0/202,4 млн т (геологические/извлекаемые), нефти — 46,7/4,7 млн т (геологические/извлекаемые), растворенного газа — 10,2 млрд  $m^3$  (геологические).

Кроме того, на двух структурах — Восточной и Набильской-морской — имеются перспективные ресурсы газа по категории  $D_0$  — 34,9 млрд  $m^3$  и конденсата — 5,3/3,6 млн т.

Второй кластер образуют прогнозируемые месторождения Аяшского и Восточно-Одоптинского лицензионных участков, освоение которых, вероятно, будет совмещено с освоением Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения, введенного в разработку. На последнем накопленная добыча газа составила 4,7 млрд  $m^3$ , конденсата — 0,26 млн т, нефти — 42,2 млн т, растворенного газа — 6,3 млн т; текущие (остаточные) запасы газа по категориям  $C_1 + C_2$  оцениваются в 131,5 млрд  $m^3$ , конденсата — 15,1/10,4 млн т, нефти — 405/85,6 млн т.



Рис. 4. Обзорная карта размещения лицензионных участков группы ПАО «Газпром» на шельфе острова Сахалин (Охотское море)  
 Fig. 4. Location map of PJSC Gazprom license areas on the Sakhalin Island shelf (Sea of Okhotsk)



**Месторождения (1, 2):** 1 — газные и газоконденсатные, 2 — нефтяные; 3 — перспективные структуры; **лицензионные участки, компания-недропользователь (4, 5):** 4 — НГК «Сахалин Энерджи»; 5 — газопровод: а — действующий, б — проектируемый; 6 — терминал отгрузки нефти; 7 — завод СПГ; 8 — морской порт; 9 — аэропорт. Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 2

**Fields (1, 2):** 1 — gas and gas condensate, 2 — oil; 3 — promising structures; **License Areas, subsoil user company (4, 5):** 4 — Sakhalin Energy Investment Company Ltd.; 5 — gas main: а — operating, б — planned; 6 — Oil Export Terminal; 7 — LNG plant; 8 — seaport; 9 — airport.

For other legend items see Fig. 1, 2



Ресурсы УВ по категории  $D_0$  Восточно-Одоптинского (структуры Восточно-Одоптинская и Лозинская) и Аяшского (структуры Аяшская и Баутинская) лицензионных участков составляют соответственно: газа — 101,4 и 36,2 млрд  $m^3$ , конденсата — 5,4/4,7 млн т (геологические/извлекаемые) и 3,9 млн т (геологические), нефти — 617,0/96,3 млн т (геологические/извлекаемые) и 412,3 млн т (геологические), растворенного газа — 64,1/11,1 млрд  $m^3$  (геологические/извлекаемые) и 62,1 млрд  $m^3$  (геологические).

### Регион Каспийского моря

Начальные суммарные ресурсы углеводородов российского шельфа Каспийского моря, по официальной оценке, составляют 6,6/4,2 млрд т усл. топлива (геологические/извлекаемые). Начальные суммарные ресурсы свободного газа оцениваются в 2,8 трлн  $m^3$ , конденсата — 384,8/260,9 млн т (геологические/извлекаемые), нефти — 3,2/1,0 млрд т (геологические/извлекаемые), растворенного газа — 185,2/72,5 млрд  $m^3$  (геологические/извлекаемые).

В Государственном балансе полезных ископаемых Российской Федерации в пределах российского сектора акватории Каспийского моря учтены 11 месторождений УВ: запасы свободного газа числятся на 9 месторождениях, запасы нефти — на 11 месторождениях (рис. 5). В целом среди выявленных месторождений имеется 2 нефтяных (Западно-Ракушечное и Морское) и 9 нефтегазоконденсатных (Избербаш, Инче-море, Хвалынское, «170 км», им. Ю. Корчагина, Сарматское, им. В. Филановского, Центральное, Ракушечное). Среди всех месторождений российского сектора акватории Каспийского моря лишь одно находится в разработке (им. Ю. Корчагина). Накопленная добыча газа с начала разработки (с 2010 г.) составила 1,8 млрд  $m^3$ , нефти — 2,2 млн т, конденсата — 0,064 млн т, растворенного газа — 0,164 млрд  $m^3$ . Остальные месторождения разведываются.

По запасам газа 3 месторождения относятся к средним (3–30 млрд  $m^3$ ), 5 — к крупным (30–500 млрд  $m^3$ ). По запасам нефти 1 месторождение относится к мелким (извлекаемые запасы нефти менее 1 млн т), 6 — к средним (3–30 млн т) и 2 — к крупным (30–300 млн т) (табл. 2). Запасы УВ связаны с широким стратиграфическим диапазоном — от среднего миоцена (чокрак) до средней юры. С палеогеном и миоценом связаны лишь незначительные запасы свободного газа — 18,2 млрд  $m^3$ .

Первоочередным объектом для постановки поисковых работ на шельфе Каспийского моря обоснована зона нефтегазоаккумуляции крупного Центрального свода с уже открытым одноименным нефтегазоконденсатным месторождением. Она считается ключевой в рамках формирования стратегии геолого-разведочных работ в регионе и требует до-разведки. В 2016 г. право пользования недрами ли-

цензионного участка Центральный получено компанией ООО «НГКЦ» для геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья (ПАО «Газпромнефть» владеет 25 %).

По месторождению запасы составляют: нефти (геологические/извлекаемые):  $C_1$  — 21,3/6,4 млн т,  $C_2$  — 281,7/84,5 млн т; конденсата (геологические/извлекаемые):  $C_1$  — 0,7/4,0 млн т,  $C_2$  — 3,8/2,1 млн т; растворенного газа (геологические/извлекаемые):  $C_1$  — 3,1/0,9 млрд  $m^3$ ,  $C_2$  — 41,5/12,5 млрд  $m^3$ , газа газовой шапки:  $C_1$  — 6,9 млрд  $m^3$ ,  $C_2$  — 34,8 млрд  $m^3$ . Ресурсы нефти по 10 прогнозируемым залежам (альбские, неокомские и юрские отложения) категории  $D_0$  (геологические/извлекаемые) составляют 510,2/127,2 млн т, растворенного газа (геологические/извлекаемые) — 50,9/13 млрд  $m^3$ .

### Акватория Черного моря

В ближайшие годы поисково-разведочные работы будут продолжены в российском секторе Черного моря. Здесь возможны открытия крупных и средних по запасам месторождений УВ в отложениях мелового и юрского возраста. После бурения 2018 г. НК «Роснефть» скважины на валу Шатского, не подтвердившей нефтегазоносность структуры Мария, предусматривается уточнение количественной оценки ресурсов УВ и требуется конкретизация направлений ПРП на структурах Туапсинского прогиба.

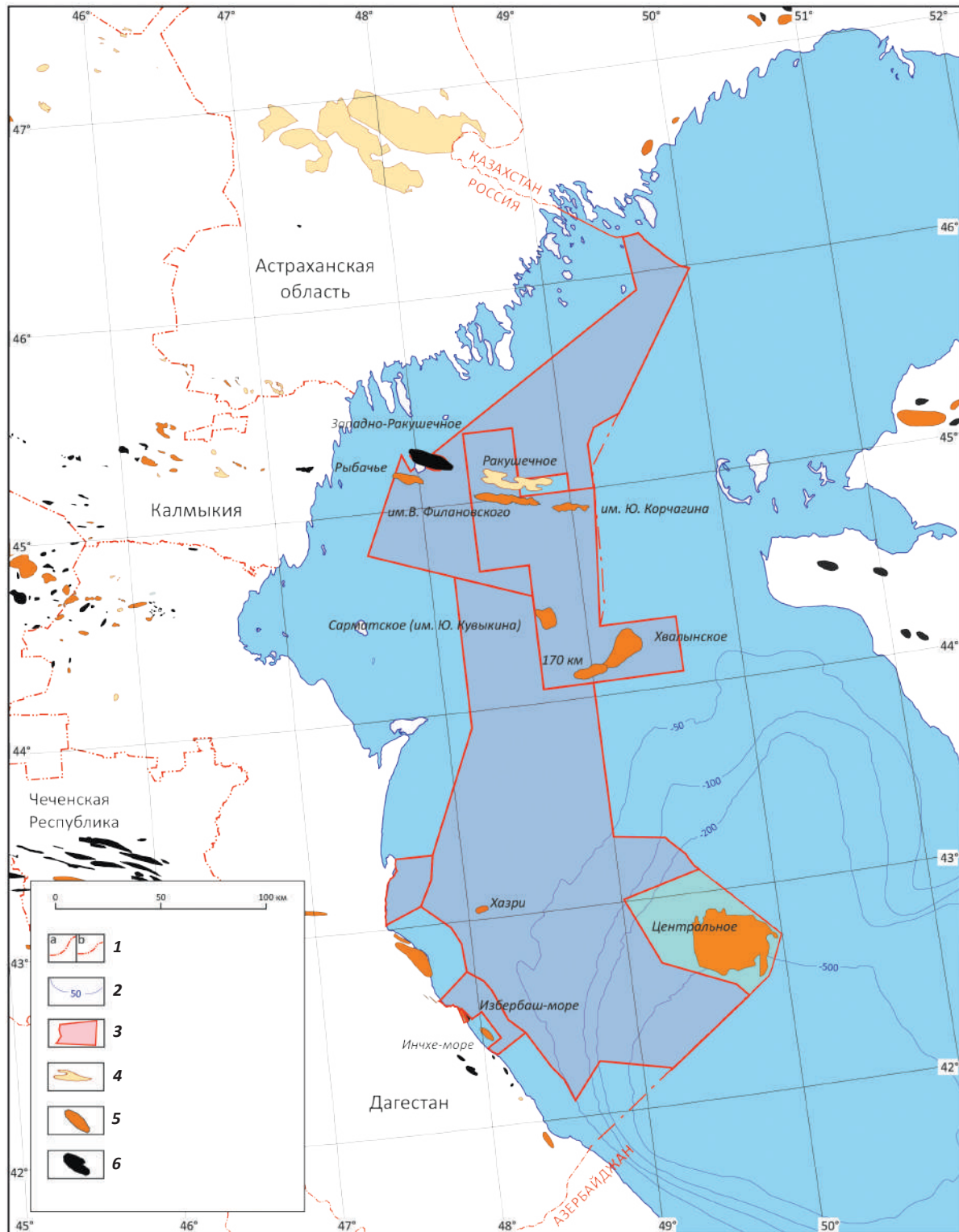
### Азовское море

Действующий в российском секторе Азовского моря центр газодобычи имеет небольшое значение, однако его оценка НСР также требует уточнения. Здесь разработку Бейсугского газового месторождения осуществляет ООО «Газпром добыча Краснодар». Согласно Государственному балансу запасов полезных ископаемых, накопленная добыча газа на Бейсугском месторождении равна 9,7 млрд  $m^3$ , на оставшиеся запасы газа по категории  $C_1$  приходится 8,0 млрд  $m^3$ .

Приоритетными для дальнейшего освоения ресурсов УВ могут являться зоны нефтегазоаккумуляции на акваториальных продолжениях Северо-Азовского, Южно-Азовской ступени и Западно-Кубанского прогибов (рис. 6). Открытия новых месторождений здесь следует ожидать в отложениях нижнего мела и среднего миоцена — плиоцена. Значительно менее привлекательными направлениями являются верхнеюрские и верхнемел-эоценовые комплексы тех же структурных элементов. В пределах остальных тектонических элементов региона ресурсы газа по стратиграфическим комплексам менее значительны.

Новыми зонами нефтегазоаккумуляции, способными поддержать и даже увеличить объем газодобычи, здесь могут быть открытое Октябрьское и два-три прогнозируемых месторождения в пре-

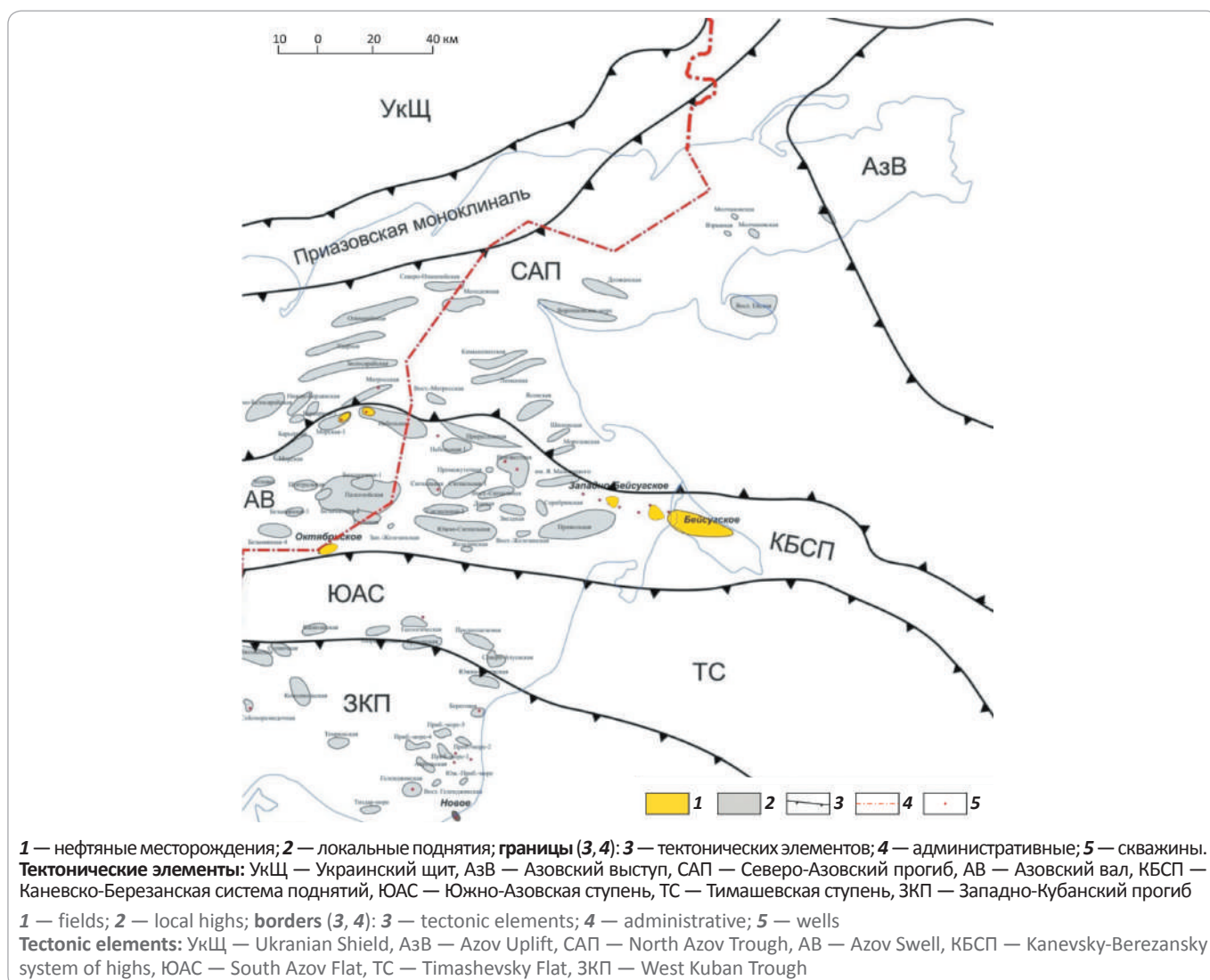
**Рис. 5.** Обзорная схема расположения лицензионных участков на шельфе Каспийского моря  
**Fig. 5.** Location map of license areas on the Caspian Sea shelf



**1** — границы: *a* — государственная, *b* — субъектов РФ; **2** — изобаты, м; **3** — лицензионные участки; **месторождения (4–6):** **4** — газовые, газоконденсатные, **5** — нефтегазоконденсатные, нефтегазовые, **6** — нефтяные  
**1** — borders: *a* — state, *b* — RF constituent entities; **2** — isobath, m; **3** — license areas; **fields (4–6):** **4** — gas, gas condensate, **5** — oil and gas condensate, oil and gas, **6** — oil



**Рис. 6.** Схема месторождений и локальных поднятий российского сектора  
**Fig. 6.** Scheme of fields and local highs in the Russian sector



**Табл. 2.** Структура запасов и ресурсов недр шельфа Каспийского моря (геологические/извлекаемые)

**Table 2.** Structure of the Caspian Sea reserves and resources (in-place/recoverable)

Тип УВ	Накопленная добыча	Запасы категорий		Ресурсы категорий				НСП
		A + B + C <sub>1</sub>	B <sub>2</sub> + C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	D <sub>1</sub>	D <sub>2</sub>	C <sub>3</sub> + D	
Нефть, млн т	2,204	629,7	583,9	321,0	1501,0	229,0	2051,0	3192,6
		222	144,7	129,0	450,0	69,0	648,0	1015,2
Растворенный газ, млрд м <sup>3</sup>	0,161				74,0	5,0	79,0	185,2
		26,2	19,8		22,0	2,0	24,0	72,5
Свободный газ, млрд м <sup>3</sup>	1,779	382,3	315,6	69,0	925,0	1087,0	2081,0	2849,0
Конденсат, млн т	0,064	39,5	35,9	6,0	31,0	290,0	327,0	384,8
		18,0	15,7	3,0	22,0	203,0	228,0	260,9
<b>Итого</b>	<b>4,208</b>	<b>1077,7</b>	<b>955,2</b>	<b>396,0</b>	<b>2531,0</b>	<b>1611,0</b>	<b>4538,0</b>	<b>6611,6</b>
		<b>648,5</b>	<b>495,8</b>	<b>201,0</b>	<b>1419,0</b>	<b>1361,0</b>	<b>2981,0</b>	<b>4197,6</b>

делах Западно-Ейского лицензионного участка. На Октябрьском месторождении газоносны отложения мэотиса и сармата. Основные запасы газа связаны с отложениями мэотиса — 87 %. На Западно-Бейсугском месторождении газоносны отложения майкопа и мэотиса. Основные запасы связаны с отложениями майкопа — 74 %.

На шельфе Азовского моря выделяются две перспективные зоны нефтегазонакопления: Октябрьская и Лиманная. Ожидаемые запасы по Октябрьской зоне нефтегазонакопления составляют 9,3 млн т усл. топлива, по Лиманной — 15,0 млн т усл. топлива. При необходимости ресурсный потенциал газодобычи Азовского центра может быть увеличен за счет многочисленных газоперспективных структур, в том числе находящихся на нелицензированных площадях в Таганрогском заливе, Азовского вала, Южно-Азовской ступени и Западно-Кубанского прогиба.

Таким образом, имеющиеся запасы и перспективные ресурсы газа, конденсата и нефти на шельфе

морей России достаточны для поддержания необходимых уровней прироста запасов и добычи для энергообеспечения страны и экспортных потребностей в первой половине XXI в. Главнейшими газонефтеносными регионами, способными поддержать расширенное восполнение запасов и необходимые уровни газодобычи в России в XXI в., будут являться Южно-Карский и Баренцевский НГБ, совместный текущий потенциал газовых ресурсов которых составляет около 80 трлн м<sup>3</sup>.

На Дальнем Востоке России главным районом газо- и нефтедобычи с возможностью продолжения расширенного восполнения запасов УВ остается Сахалинский шельф Охотского моря с последующим вовлечением в освоение ресурсов газа Японского, Берингова и восточно-арктических (Чукотского, Восточно-Сибирского) морей и моря Лаптевых.

В южных регионах России расширенное восполнение ресурсной базы газонефтедобычи в ближайшие десятилетия способны обеспечить шельфы Каспийского, Азовского и отдельные районы Черного морей.

#### Литература

1. Ахметсафин С.К., Рыбальченко В.В., Хабибуллин Д.Я. О ключевых задачах развития минерально-сырьевой базы ПАО «Газпром» // IV Международная научно-практическая конференция «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» («WGRR-2017»): тез. докл., 8–10 ноября 2017, ООО «Газпром ВНИИГАЗ». — С. 4–5.
2. Люгай Д.В. Научное обоснование и сопровождение развития минерально-сырьевой базы газодобычи России и ПАО «Газпром» // IV Международная научно-практическая конференция «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» («WGRR-2017»): тез. докл., 8–10 ноября 2017, ООО «Газпром ВНИИГАЗ». — С. 6.
3. Скоробогатов В.А., Сивков С.Н., Данилевский С.А. Проблемы ресурсного обеспечения добычи природного газа в России до 2050 года // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. — М.: Изд-во Газпром ВНИИГАЗ, 2013. — № 5 (16). — С. 70–78.
4. Варламов А.И., Афанасенков А.П., Прищепя О.М. и др. Газовое будущее России: Арктика // IV Международная научно-практическая конференция «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» «WGRR-2017»: тез. докл., 8–10 ноября 2017, ООО «Газпром ВНИИГАЗ». — С. 9–10.
5. Скоробогатов В.А. Крупнейшие и уникальные газонефтеносные бассейны Земли и их роль в развитии мировой газовой промышленности // IV Международная научно-практическая конференция «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» («WGRR-2017»): тез. докл., 8–10 ноября 2017, ООО «Газпром ВНИИГАЗ». — С. 21.
6. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Шабалин Н.А. Перспективы создания технохаба – Норильский кластер // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности. Труды ИПНГ РАН. Серия «Конференции». Материалы Всероссийской научной конференции, посвященной тридцатилетию ИПНГ РАН. — М., 2017. — С. 55–56.
7. Еремин Н.А., Сарданашвили О.Н. Инновационный потенциал «Умных» нефтегазовых технологий // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: Труды ИПНГ РАН. Серия «Конференции». Материалы Всероссийской научной конференции, посвященной тридцатилетию ИПНГ РАН. — М., 2017. — С. 61–62.
8. Предложение вице-преьера Д. Рогозина на заседании Госкомиссии по развитию Арктики – ИТАР-ТАСС, 14.06.2017 г.
9. Астафьев Д.А., Каплунов В.Г., Шеин В.А., Черников А.Г. Обоснование первоочередных для проведения поисково-разведочных работ зон нефтегазонакопления на шельфе морей Восточной Арктики // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. — М.: Изд-во Газпром ВНИИГАЗ, 2013. — № 3 (14). — С. 70–78.