



Д.А. Астафьев, А.В. Толстиков, Л.А. Наумова, М.Ю. Кабалин
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл.,
Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д №
5537, вл. 15, стр. 1

D. A. Astafyev, A. V. Tolstikov, L. A. Naumova, M. Yu. Kabalin
Gazprom VNIIGAZ LLC, Proyektiruyemy pr-d # 5537, vl. 15, str. 1, s/p
Razvilkovskoye, pos. Razvilka, Leninsky District, 142717, Moscow Oblast,
Russian Federation

Перспективные направления газонефтепоисковых работ на морском шельфе России в XXI веке

Russian Offshore Promising Oil & Gas Exploration Areas

Несмотря на ускоряющееся развитие технологий использования различных альтернативных источников энергии, в мире в настоящее время наблюдается рост потребности в углеводородном (УВ) сырье [1, 2], что влечет за собой необходимость расширенного восполнения его запасов. В России это осуществимо в течение следующих двух-четырех десятилетий (на протяжении 2020-2060-х гг.) [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].

Согласно уточненным результатам количественной оценки ресурсов УВ в 2012 г. установлено, что на шельфах морей России сосредоточены запасы природного газа, конденсата, нефти и растворенного газа в объеме более 122 млрд т у.т.¹ (извл.) (табл. 1).

¹ Здесь и далее у.т. – «условного топлива»

Despite the accelerating technological developments enabling the use of various alternative energy sources, the world is currently facing an increased demand for hydrocarbon (HC) supplies [1, 2], hence the need for reserve replacement. This is certainly possible in Russia over the next two to four decades (2020–2060s) [3], but only by leveraging the efficiency of HC resource development in onshore as well as offshore areas, primarily in the most promising Arctic and Far-Eastern waters [4, 5].

According to the updated results of HC resources performed in 2012, it was established that the natural gas, condensate, oil, and dissolved gas reserves concentrated along the continental shelf of Russia amount to more than 122 GtC¹ (recoverable) (Table 1).

The HC resources found in offshore areas, except for those located in the Baltic Sea and, possibly, the Black

¹ Both here and below, "tce" means tonne(s) of coal equivalent.

В УВ-ресурсах морских акваторий, за исключением Балтийского и, возможно, Черного морей, преобладает газ. В настоящее время в ведении ПАО «Газпром» находятся морские лицензионные участки (ЛУ) на шельфе в акваториях Баренцева (включая печорский шельф), Карского (в том числе Обская и Тазовская губы), Охотского, Восточно-Сибирского, Каспийского и Азовского морей. По состоянию на 01.09.2017 Группе «Газпром» принадлежат лицензии на 41 участок, среди которых:

- 26 участков оформлены непосредственно на ПАО «Газпром», в том числе в Баренцевом море – 7; Карском море – 13; Тазовской губе – 2 и на шельфе о. Сахалин в Охотском море – 4;
- 6 участков оформлены на дочерние (100%-ные) общества ПАО «Газпром», в том числе пять в Обской и Тазовской губах – Северо-Каменномысский, Каменномысское-море, Чугорьяхинский, Обский, Семаковский (ООО «Газпром добыча Ямбург», в настоящее время последний участок принадлежит ООО «РусГазАльянс»), а также Бейсугский участок в Азовском море (ООО «Газпром добыча Краснодар»);

Sea, are predominantly gas. At present, Gazprom PJSC controls offshore license blocks (LB) located on and off the shelf of the Barents (including Pechora shelf), Kara (including the Gulf of Ob and the Taz Estuary), Okhotsk, East Siberian, Caspian, and Azov seas. As of September 1, 2017, Gazprom Group holds licenses for 41 blocks, out of which:

- 26 blocks were registered directly under Gazprom PJSC, including 7 in the Barents Sea; 13 in the Kara Sea; 2 in the Taz Estuary, and 4 on the shelf of Sakhalin in the Sea of Okhotsk;
- 6 blocks were registered under subsidiaries (wholly owned companies) of Gazprom PJSC, including five in the Gulf of Ob and the Taz Estuary – Severo-Kamennomysskiy, Kamennomysskoye-more, Chugoryakhinskiy, Obskiy, Semakovskiy (Gazprom Dobycha Yamburg LLC, the last one of the five currently belonging to RusGazAlyans LLC) – plus the Beysugskiy block in the Sea of Azov (Gazprom Dobycha Krasnodar LLC);
- 6 blocks belong to Gazprom Neft PJSC, including the Kheysovskiy block in the Barents Sea (Gazpromneft-Sakhalin LLC), Severo-Zapadnyy block on the Pechora

Море Sea	Ожидаемое соотношение фаз УВ (газ:жидкость) Expected HC phase ratio (gas:liquid)	Запасы газа / запасы нефти и конденсата (извл.) Gas reserves / oil reserves		НЧП газа / НЧП нефти и конденсата (извл.) Gas ITR / Oil and condensate ITR (recov.)	Разведанность / НЧП, % Exploration maturity / ITR, %
		Q + НЧП, % кат. А+B+C ₁ Q + Cat. A + B + C ₁	кат. В ₂ +C ₂ Cat. B ₂ + C ₂		
Карское с губами Kara Sea with its bays	8:1	3118,0 / 25,0	2496,0 / 166,0	54914,0 / 7483,0	5,6 / 0,3
Баренцево с печорским шельфом Barents Sea with the Pechora shelf	7:1	4196,0 / 184,0	613,0 / 323,0	33442,0 / 5024,0	12,5 / 3,6
Лаптевых Laptev Sea	3:2	0 / 0	0 / 0	2383 / 1738	0 / 0
Восточно-Сибирское East Siberian Sea	3:2	0 / 0	0 / 0	3519 / 2064	0 / 0
Чукотское Chukchi Sea	3:2	0 / 0	0 / 0	2123 / 1212	0 / 0
Охотское Sea of Okhotsk	3:1	1733,0 / 467,0	295,0 / 107,0	7243,0 / 2076,0	24,0 / 22,5
Берингово Bering Sea	7:3	0 / 0	0 / 0	633 / 285	0 / 0
Японское Sea of Japan	7:3	3,8 / 0	0,8 / 0	348,6 / 152,7	1,1 / 0
Каспийское Caspian Sea	7:3	410,4 / 242,3	335,4 / 160,4	2921,5 / 1276,1	14,0 / 18,9
Черное Black Sea	3:7	0 / 0	0 / 0	415 / 895	0 / 0
Азовское Sea of Azov	7:3	14,0 / 0,7	11,0 / 1,7	338,0 / 159,4	4,1 / 0,4
Балтийское Baltic Sea	1:10	0,5 / 16,8	0,4 / 15,3	9,4 / 56,6	5,3 / 29,7

Примечание. Данные представлены без учета морей Тихого океана. Note: The data shown here do not include the seas of the Pacific Ocean

Таблица 1: Ресурсная база недр морей России, млрд м³ (газ сухой и растворенный), млн т (нефть и конденсат): НЧП – начальные суммарные ресурсы, Q – накопленная добыча

Table 1: The subsoil resource potential of Russia's offshore territories, Gcm (gas, dry and dissolved), Mt (oil and condensate): ITR – initial total resources, Q – cumulative production

- 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 о. Сахалин – Аяшский, в Восточно-Сибирском море – Северо-Врангелевский (ООО «Газпромнефть-Сахалин»);
- 3 участка принадлежат совместным предприятиям с участием ПАО «Газпром»: Центральный – в Каспийском море, а также Пильтун-Астохский и Лунский (проект «Сахалин-2»).

С учетом расположения открытых месторождений УВ и новых выявленных газонефтеперспективных структур, а также создающейся морской и наземной инфраструктуры для освоения УВ-потенциала формирующихся морских центров газонефтедобычи в XXI в. целесообразно сгруппировать ЛУ, а также расположенные в их пределах месторождения УВ и газонефтеперспективные структуры в определенные кластеры, в рамках которых не только будут оптимально продолжены поисковоразведочные работы (ПРР) для обеспечения будущей добычи УВ, но и предстоит создание нефтегазоперерабатывающих мощностей, направленных на сокращение сроков подготовки месторождений к вводу в разработку разведанных запасов газа и жидких УВ. Такие кластеры в сложных природно-климатических условиях Арктики позволят диверсифицировать экономику и получить мультипликативный эффект для развития инфраструктуры 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, назрела необходимость координации инвестиционных проектов в Арктике в целях повышения эффективности расходования средств и достижения мультипликативного эффекта.

Регион Баренцева моря

По состоянию на 01.07.2018 ПАО «Газпром» на баренцевоморском шельфе владеет лицензиями на 11 ЛУ (рис. 1), включая 3 участка на печорском шельфе.

В Баренцевом море на ресурсной базе Штокмановского, Лудловского и Ледового месторождений формируется кластер, включающий еще и ряд прогнозируемых месторождений преимущественно газа в пределах расположенных в 130...140 км западнее Штокмановско-Лудловской зоны ЛУ – Демидовского, Ферсмановского и Медвежьего.

shelf, and two more blocks in the Dolginskoye and Pirazlomnoye fields, namely, the Ayashskiy block in the Sea of Okhotsk on the shelf of Sakhalin and the Severo-Vrangelevskiy block in the East Siberian Sea (Gazpromneft-Sakhalin LLC);

- 3 blocks belong to joint ventures in which Gazprom PJSC participates: the Tsentralnyy block in the Caspian Sea as well as the Piltun-Astokhskiy and Lunskiy blocks (Project Sakhalin-2).

Considering the geography of the fields, the newly identified structures with good prospects of hydrocarbons, and both the on/offshore infrastructure being developed for tapping into the HC potential of the emerging offshore gas and oil hubs in the XXI century - it makes sense to group the LBs, HC fields and gas-and-oil-promising structures found within their boundaries into 'clusters'. These will serve as a practical framework not only for optimizing further advancements in prospecting and exploration operations (P&E), but also for launching new projects within the oil and gas processing sector aimed at shortening the lead times taken to prepare the field for the development of known reserves. In the harsh climatic conditions of the Arctic, such clusters will help diversify the economy and achieve a multiplier effect for the development of infrastructure within the Arctic and Far Eastern regions [6].

The Norilsk and Sakhalin clusters are two examples of such cluster building projects. Among other things, they promise a 10–15% reduction in capital and operating expenses and a 5–10% increase in ultimate oil recovery [7]. Also, there is a need for improving coordination among the investment projects deployed in the Arctic to boost spending efficiency and achieve a multiplier effect.

Barents Sea Region

As of July 1, 2018, Gazprom PJSC holds licenses for 11 LBs located on the Barents Sea shelf (Fig. 1), including 3 blocks on the Pechora shelf.

This cluster's total category $C_1 + C_2$ gas reserves amount to 4.9 Tcm and its total condensate reserves stand at 70.3/62.4 Mt (geological/recoverable), out of which more than 3.9 Tcm of gas (81%) and 62.9/56.1 Mt (geol./recov.) of condensate are contained in the deposits of the Shtokman field. The gas resources found in the Ludlow field, including the West-Ludlow and East-Ludlow structures, and in the Ledovoye field stand at 659.8 Gcm. Condensate resources – 5.9/5.0 Mt (geol./recov.) – are contained in the Ledovoye field only. The potential and localized gas resources of the Demidovskoye, Fersmanovskoye, and Medvezhye projected fields are estimated at 3.2 Tcm and their condensate resources are estimated to be 44.1/37.7 Mt (geol./recov.). However, it should be noted that, after detailed seismic surveying,

Запасы газа по кат. C_1+C_2 этого кластера составляют 4,9 трлн m^3 , конденсата – 70,3/62,4 млн т (геол./извл.), при этом более 3,9 трлн m^3 газа (81 %) и 62,9/56,1 млн т (геол./извл.) конденсата содержатся в залежах Штокмановского месторождения. Ресурсы газа в Лудловском, включая Западно-Лудловскую, Восточно-Лудловскую структуры, и Ледовом месторождениях составляют 659,8 млрд m^3 . Ресурсы конденсата – 5,9/5,0 млн т (геол./извл.) – содержатся только в Ледовом месторождении. Перспективные и локализованные ресурсы газа Демидовского, Ферсмановского и Медвежьего прогнозируемых месторождений оцениваются в 3,2 трлн m^3 , конденсата – в 44,1/37,7 млн т (геол./извл.). 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 ЛУ, расположенного вблизи северного окончания о. Новая Земля. Геологические ресурсы по пяти наиболее крупным газонефтеперспективным структурам (Тегетгофской-1, Тегетгофской-2, Желанинской-1, Тегетгофской-2/1 и Северо-Желанинской-1) здесь могут составить до 1,3 млрд т нефтяного эквивалента.

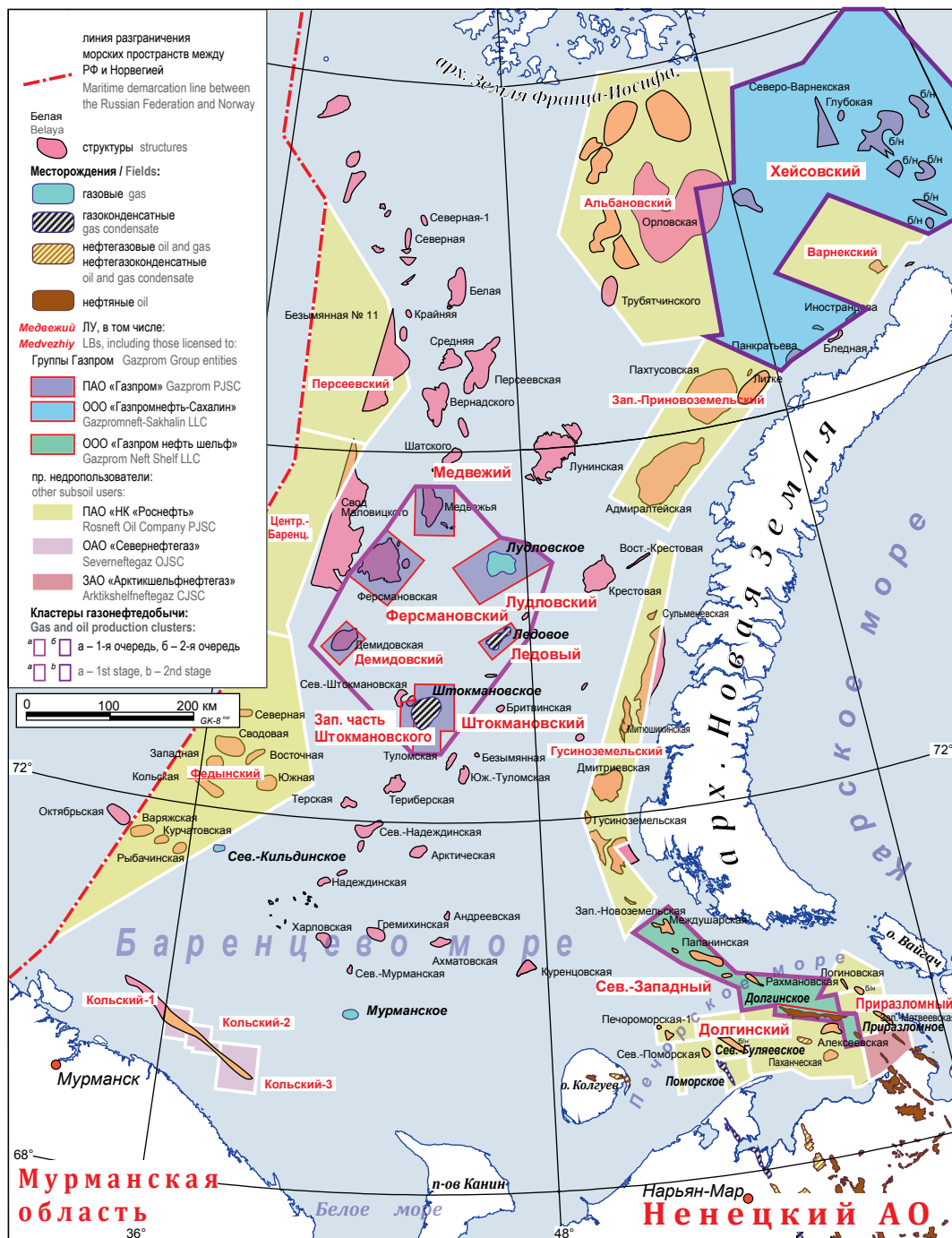


Рис. 1: Обзорная карта размещения ЛУ в пределах Баренцева и Печорского морей
Fig 1: Overview map showing the LB locations within the boundaries of the Barents and Pechora Seas

the quantities of localized HC resources may change significantly as we gain more refined data about the size, closure, and morphology parameters of local structures. Yet another cluster may be formed around a group of projected fields within the Kheysovskiy LB, located near the northern extremity of Novaya Zemlya. The geological resources across the five largest gas-and-oil-promising structures (Tegetgofskaya-1, Tegetgofskaya-2, Zhelaninskaya-1, Tegetgofskaya-2/1, and Severo-Zhelaninskaya-1) may amount to as much

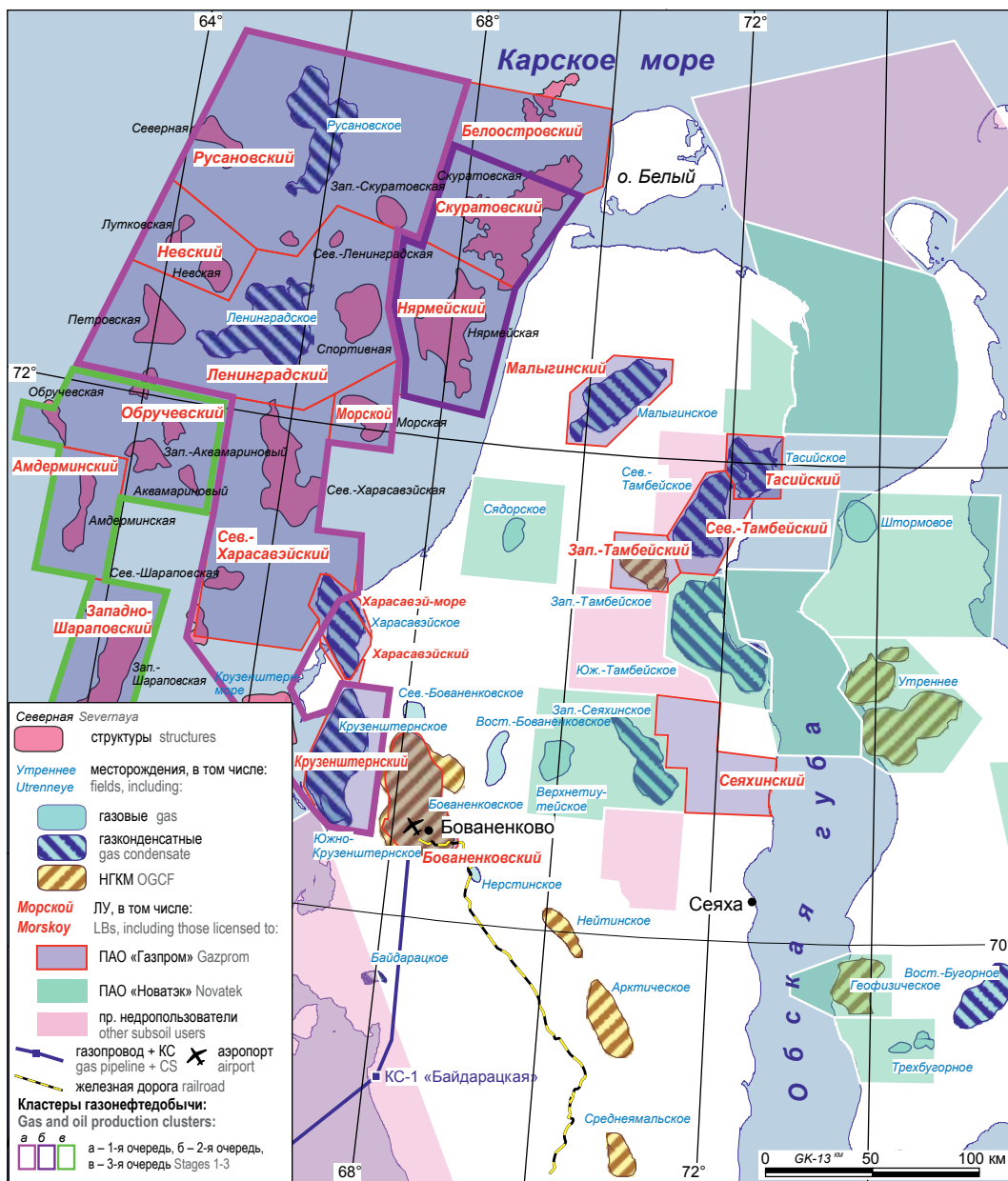


Рис. 2: Лицензионные участки в пределах Карского моря: КС – компрессорная станция

Fig 2: License blocks within the Kara Sea: KC – compressor station

На печорском шельфе формируется также единый кластер на основе ресурсной базы уже разрабатываемого Приразломного нефтяного месторождения [по которому в настоящее время Q составляет 1,145 млн т нефти, запасы кат. $C_1 + C_2$ – 288,2/80,4 млн т (геол./извл.), ресурсы кат. D_0 – 151,1/42,3 млн т (геол./извл.)], находящегося в разведке Долгинского нефтяного месторождения [запасы кат. $C_1 + C_2$ – 274,7/82,4 млн т (геол./извл.), ресурсы кат. D_0 – 51,9/15,6 млн т (геол./извл.)] и прогнозируемых месторождений УВ, связанных с нефтегазоперспективными структурами Междущарской, Костиношарской, Папанинской и Рахмановской в пределах Северо-Западного ЛУ. Геологические ресурсы кат. D_L по указанным

as 1.3 Gtoe. One more cluster is being pooled together on the Pechora shelf, drawing on the resource base of the Pirazlomnoye oil field, which is already under development [for which the current figures are as follows: Q – 1.145 Mt of oil, Cat. $C_1 + C_2$ reserves – 288.2/80.4 Mt (geol./recov.), Cat. D_0 resources – 151.1/42.3 Mt (geol./recov.)], the Dolginskoye oil field, which is under exploration [Cat. $C_1 + C_2$ reserves – 274.7/82.4 Mt (geol./recov.), Cat. D_0 resources – 51.9/15.6 Mt (geol./recov.)], and the projected HC fields associated with the Mezhdusharskaya, Kostinosharskaya, Papaninskaya, and Rakhmanovskaya oil-and-gas-promising structures within the Severo-Zapadnyy LB. Cat. D_L geological resources across these structures are estimated at 815.9 Mt of oil, out of which 244.8 Mt are recoverable resources.

Kara Sea Region

As of January 1, 2018, Gazprom PJSC holds licenses for 22 subsoil blocks on the Kara shelf

(including the Gulf of Ob and the Taz Estuary waters), out of which 15 LBs with oil-and-gas-promising structures and HC fields cover the entire near-Yamal portion of the Kara shelf, stretching from Bely Island in the north almost all the way down to the Baydarata Bay in the south. Here, in the land-to-sea transition areas, two HC fields with unique reserve profiles – Kharasaveyskoye and Kruzenshternskoye (Fig. 2) – are in their final exploration phases. Onshore Yamal, there is yet another unique project, the Bovanenkovskoye oil and gas condensate field (OGCF), which is in the development phase.

In the deep-water regions of the Kara Sea, 120 km away from the coastline, two HC fields – Leningradskoye

структурам оцениваются в 815,9 млн т нефти, извлекаемые – в 244,8 млн т.

Регион Карского моря

По состоянию на 01.01.2018 ПАО «Газпром» на карском шельфе (в том числе в акватории Обской и Тазовской губ) владеет лицензиями на 22 участка недр, из них 15 ЛУ с нефтегазоперспективными структурами и месторождениями УВ охватывают всю приамальскую часть карского шельфа от о. 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 (рис. 2), а на суше Ямала разрабатывается уникальное Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ).

В акватории Карского моря в 120 км от берега еще в конце 1980-х гг. были открыты два предположительно уникальных по запасам УВ месторождения – Ленинградское и Русановское. В 2017 г. пробуренной поисковой скважиной существенно увеличены запасы Ленинградского газоконденсатного месторождения (ГКМ), 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

and Rusanovskoye – allegedly possessing unique reserves were discovered as early as the late 1980s. In 2017, a wildcat well drilled into the Leningradskoye gas condensate field (GCF) resulted in a significant upward revision to its reserves figures. This finding warrants a conclusion that the field may, in fact, be much larger than previously predicted. Another important point is that all the fields possessing unique reserves – Bovanenkovskoye, Kruzenshternskoye, Kharasaveyskoye, Leningradskoye, and Rusanovskoye – are confined to a well-defined elongated zone, stretching some 350km in length, which tectonically is a concatenation of exceptionally large megaswells – Nurminskiy, in the north-east, and Leningradsko-Rusanovskiy. The total length of these oil and gas accumulation zones that almost join each other where they meet – stretching from the Novoportovskoye field to the Rusanovskoye field – is greater than 700km (Fig. 3).

Still further to the northeast, the Leningradsko-Rusanovskaya gas and oil accumulation zone joins with the Universitetsko-Vlasyevskaya gas and oil accumulation zone, within which, in 2015, the Pobeda OGCF (Rosneft Oil Company) discovered that it holds gas reserves of some 500 Gcm associated with Cenomanian, Albian, and Aptian rocks and oil reserves of some 130 Mt in the Jurassic complex. Considering the geographic distribution of the HC fields possessing unique reserves that have already been discovered in the Kara Sea and the adjacent areas onshore Yamal, as well as

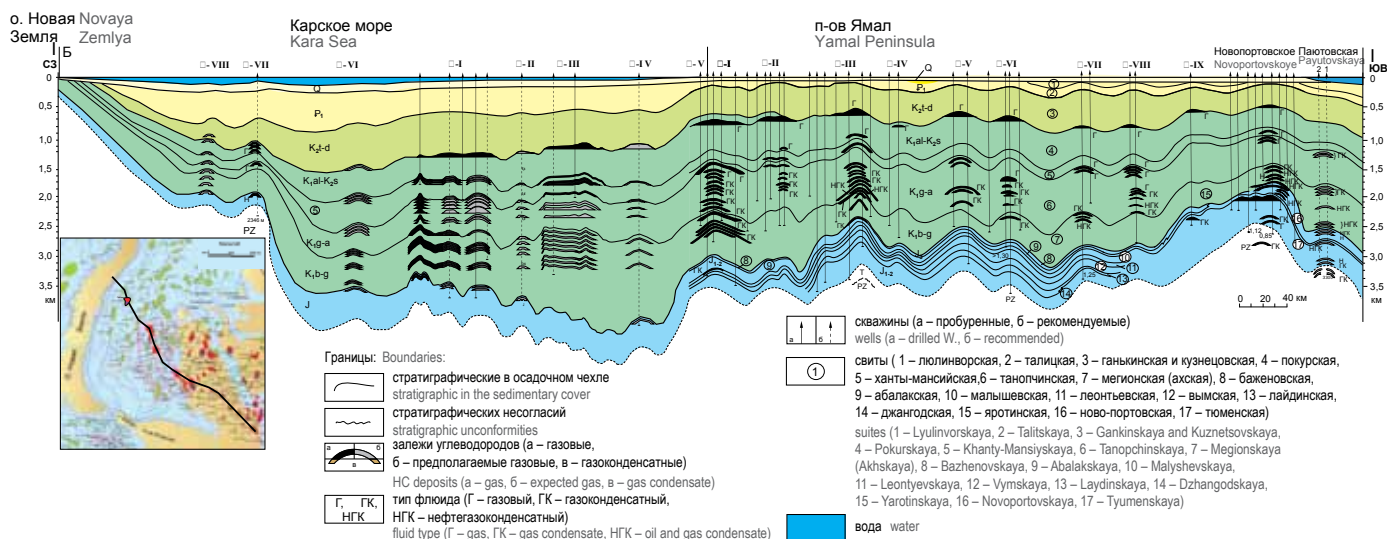


Рис. 3: Геологический профиль по линии Обская губа – Нурминский мегавал – Карское море – о. Новая Земля:

Римскими цифрами обозначены месторождения и перспективные структуры. На шельфе: М-1 – Русановская, М-II – Северо-Ленинградская, М-III – Ленинградская, М-IV – Северо-Харасавэйская, М-V – Харасавэй-море, М-VI – Западно-Русановская, М-VII – Университетская, М-VIII – Власьевская. На суше: I – Харасавэйское, II – Крузенштернское, III – Бованенковское, IV – Нерстинское, V – Нейтинское, VI – Арктическое, VII – Средне-Ямальское, VIII – Нурминское, IX – Малоямальское

Fig 3: Geological profile along the Gulf of Ob – Nurminsky megaswell – Kara Sea – Novaya Zemlya line: Roman numerals denote HC fields and promising structures. On the shelf: M-I – Rusanovskaya, M-II – Severo-Leningradskaya, M-III – Leningradskaya, M-IV – Severo-Kharasaveyskaya, M-V – Kharasavey-more, M-VI – Zapadno-Rusanovskaya, M-VII – Universitetskaya, M-VIII – Vlasyevskaya. Onshore: I – Kharasaveyskoye, II – Kruzenshternskoye, III – Bovanenkovskoye, IV – Nerstinskoye, V – Neytinskoye, VI – Arkticheskoye, VII – Severo-Yamalskoye, VIII – Nurminskoye, IX – Maloyamalskoye.

линейно вытянутой на 350 км зоне, в тектоническом отношении представляющей собой сочленение крупнейших мегавалов – Нурминского в северо-восточной части и Ленинградско-Русановского. Общая протяженность этих почти сочлененных зон газонефтенакопления – от Новопортовского месторождения до Русановского – превышает 700 км (рис. 3).

Еще далее на северо-восток Ленинградско-Русановская зона газонефтенакопления кулисообразно сочленяется с Университетско-Власьевской зоной газонефтенакопления, в пределах которой в 2015 г. обнаружено НГКМ Победа (НК «Роснефть») с запасами газа в сеноманских, альбских и аптских отложениях около 500 млрд м³ и нефти в юрском комплексе около 130 млн т. Учитывая особенности расположения уже открытых уникальных по запасам УВ месторождений на шельфе в Карском море и на прилегающей суше Ямала, а также создающиеся здесь же объекты береговой инфраструктуры, включая трубопроводы, железную дорогу, населенные пункты и т. д., первоочередной шельфовый кластер газонефтедобычи (назовем его Ленинградско-Русановским) здесь будет включать Крузенштернское, Харасавэйское-море, Ленинградское и Русановское месторождения УВ и близко расположенные к ним прогнозируемые месторождения на Северо-Ленинградской, Западно-Ленинградской, Спортивной, Невской, Западно-Невской, Морской, Северо-Шараповской и Южно-Крузенштернской структурах.

Запасы газа по кат. $C_1 + C_2$ этого кластера составляют 5,2 трлн м³, конденсата – 64,7/26,6 млн т (геол./извл.), при этом 4,8 трлн м³ газа (91,9 %) и 43,8/40,3 млн т (геол./извл.) конденсата содержатся в залежах Крузенштернского, Ленинградского и Русановского месторождений.

Ресурсы газа по кат. D_0 и D_L в открытых и прогнозируемых месторождениях этого кластера оцениваются в 4,2 и 0,8 трлн м³ соответственно, всего – 5,0 трлн м³. Максимальные ресурсы газа связаны с Русановским и Ленинградским месторождениями – 1,9 и 1,0 трлн м³ соответственно.

Ресурсы конденсата по кат. D_0 и D_L в открытых и прогнозируемых месторождениях этого кластера составляют 307,6/217,1 млн т и 88,0/61,9 млн т (геол./извл.) соответственно, всего – 395,6/279,0 млн т (геол./извл.).

Кластером газонефтедобычи второй очереди (Нярмейско-Скуратовский) по аналогичным

the coastal infrastructure facilities being created here, including pipelines, railways, residential areas, etc., the first-stage offshore gas and oil production cluster to be formed here (let us call it Leningradsko-Rusanovskiy) will include the Kruzenshternskoye, Kharasaveyskoye-more, Leningradskoye, and Rusanovskoye HC fields and the projected fields located in their vicinity and associated with the Severo-Leningradskaya, Zapadno-Leningradskaya, Sportivnaya, Nevskaya, Zapadno-Nevskaya, Morskaya, Severo-Sharapovskaya, and Yuzhno-Kruzenshternskaya structures.

This cluster's total category $C_1 + C_2$ gas reserves amount to 5.2 Tcm and its total condensate reserves stand at 64.7/26.6 Mt (geol./recov.), out of which more than 4.8 Tcm of gas (91.9 %) and 43.8/40.3 Mt (geol./recov.) of condensate are contained in the deposits of the Kruzenshternskoye, Leningradskoye, and Rusanovskoye fields.

Category D_0 and D_L gas resources in the discovered and projected fields of this cluster are estimated at 4.2 and 0.8 Tcm, respectively, making up a total of 5.0 Tcm. The two fields with which the largest gas resources are Rusanovskoye and Leningradskoye – 1.9 and 1.0 Tcm, respectively.

Cat. D_0 and D_L condensate resources in the discovered and projected fields of this cluster are estimated at 307.6/217.1 Mt and 88.0 /61.9 Mt (geol./recov.), respectively, making up a total of 395.6/279.0 Mt (geol./recov.).

Similar organizational principles suggest that the second-stage oil and gas production cluster (Nyarmeisko-Skuratovskiy) be formed around a group of projected large OGCFs confined to the Nyarmeyskaya, Skuratovskaya, and Severo-Skuratovskaya structures located near the coastline of the northwestern part of Yamal and to the Zapadno-Skuratovskaya structure located nearby. This group of offshore fields will also be associated with offshore projects involving the development of HC resources of the large Malyginskoye GCF and a group of projected fields – Zapadno-Malyginskoye, Severo-Malyginskoye, etc. – in the coastal zone.

Category D_0 and D_L gas resources in the projected fields of this cluster are estimated at 2.2 and 0.8 Tcm, respectively, making up a total of 3.0 Tcm. The two structures with which the largest gas resources are associated are Skuratovskaya and Nyarmeyskaya – 1.8 and 1.4 Tcm, respectively.

Cat. D_0 and D_L condensate resources in the projected fields of this cluster are estimated at 156.9/131.9 and 144.9/101.6 Mt (geol./recov.), respectively, making up a

принципам организации может быть группа прогнозируемых крупных НГКМ, приуроченных к Нярмейской, Скуратовской, Северо-Скуратовской структурам, расположенным вблизи береговой линии северо-западной части Ямала, и к расположенной поблизости Западно-Скуратовской структуре. Эта группа шельфовых месторождений будет связана с освоением на суше ресурсов УВ также крупного Малыгинского ГКМ и с прогнозируемой группой месторождений в береговой зоне – Западно-Малыгинским, Северо-Малыгинским и др.

Ресурсы газа по кат. D_0 и D_L в прогнозируемых месторождениях этого кластера оцениваются в 2,2 и 0,8 трлн m^3 соответственно, в сумме – 3,0 трлн m^3 . Максимальные ресурсы газа связаны со Скуратовской и Нярмейской структурами – 1,8 и 1,4 трлн m^3 соответственно.

Ресурсы конденсата по кат. D_0 и D_L в прогнозируемых месторождениях этого кластера составляют 156,9/131,9 и 144,9/101,6 млн т (геол./извл.) соответственно, всего – 301,8/233,5 млн т (геол./извл.).

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 Аквamáриновской и Западно-Аквamáриновской структурах.

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

В настоящее время вместе с освоением приямальского шельфа силами ПАО «Газпром» в северо-западной части Карского моря НК «Роснефть» ведет подготовку к освоению ресурсов УВ приновоземельского шельфа, где открыто месторождение Победа. Далее предстоят работы регионального и поискового этапов в Северо-Карской впадине.

total of 301.8/233.5 Mt (geol./recov.).

The third-stage gas and oil production cluster (so prioritized due to the lower resource potential, remoteness from the coast, and development lead time) will form around a group of projected fields located in the Obruchevskiy, Amderminskiy, and Zapadno-Sharapovskiy swells and a number of projected fields adjoining them, hosted in the Akvamarinovskaya and Zapadno-Akvamarinovskaya structures, which are not so large in terms of reserves.

Category D_0 and D_L gas resources in the discovered and projected fields of this cluster are estimated at 405.0 and 504.5 Gcm, respectively, making up a total of 909.5Gcm. The structure with which the largest gas resources are associated is Zapadno-Sharapovskaya – 347.5 and 1029.2 Gcm, respectively. Cat. D_0 and D_L condensate resources in the projected fields of this cluster are estimated at 8.2/5.8 and 21.1/13.8 Mt (geol./recov.), respectively, making up a total of 29.3/20.6 Mt (geol./recov.), out of which some 7.7/5.3 Mt (geol./recov.) are attributable to the Zapadno-Sharapovskaya structure.

At present, in parallel with Gazprom PJSC's efforts focused on developing the near-Yamal portion of the Kara shelf, Rosneft Oil Company is busy preparing for the development of HC resources of the north-western portion of the shelf adjoining Novaya Zemlya, where the Pobeda field was discovered. Next in line are the regional investigation and exploration phases of the project deployed in the North-Kara depression.

Gulf of Ob and Taz Estuary

The deep-water regions of the Gulf of Ob and Taz Estuary are objectively predisposed to host two gas and oil production clusters. The first-stage cluster (Fig. 4) includes the Kamennomysskoye-more, Severo-Kamennomysskoye, Obskoye, Chugoryakhinskoye, Semakovskoye, Tota-Yakhinskoye, Antipayutinskoye, and Severo-Parusovoye fields, are all prepared for development, covered by an integrated transport system that will collect the HCs produced. The last one on the list is located within the boundaries of a LB which is mostly land-based. This cluster's total Cat. $C_1 + C_2$ gas reserves amount to 1.9 Tcm and its total condensate reserves stand at 8.4/5.6 Mt (geol./recov.), out of which the biggest gas reserves are found in the following fields (the figures being given in Tcm): Kamennomysskoye-more – 544.7; Severo-Kamennomysskoye – 431.9; Antipayutinskoye – 340.4, and Semakovskoye – 320.5. Condensate is only found in the Neocomian deposits of the Severo-Kamennomysskoye and Chugoryakhinskoye fields. The only two blocks that possess registered gas and condensate resources are Antipayutinskiy and Tota-Yakhinskiy. For the Antipayutinskiy block, the aggregate Cat. D_0 and D_L gas resources hosted

Обская и Тазовская губы

В акваториях Обской и Тазовской губ объективно намечаются два кластера газонефтедобычи.

Первоочередной кластер (рис. 4) включает в себя подготовленные к разработке месторождения Каменномысское-море, Северо-Каменномысское, Обское, Чугорьяхинское, Семаковское, Тота-Яхинское, Антипаютинское и Северо-Парусовое, охваченные единой транспортной системой сбора УВ. Последнее расположено в пределах ЛУ, большая часть которого охватывает сушу. Запасы газа по кат. $C_1 + C_2$ этого кластера составляют 1,9 трлн m^3 , конденсата – 8,4/5,6 млн т (геол./извл.), при этом основные запасы газа содержатся в следующих месторождениях, млрд m^3 : Каменномысское-море – 544,7; Северо-Каменномысское – 431,9; Антипаютинское – 340,4 и Семаковское – 320,5. Конденсат содержится только в неокотских 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 кат. D_0 и D_L оцениваются в 0,8 трлн m^3 , по конденсату – 87/60,9 млн т (геол./извл.). По Тота-Яхинскому участку ресурсы газа совместно по кат. D_0 и D_L составляют 250,9 млрд m^3 , конденсата – 27,8/19,5 млн т (геол./извл.). В перспективе для указанных месторождений актуальной задачей будет доразведка открытых подсеноманских газоконденсатных залежей и выявление новых залежей УВ – газоконденсатных, нефтегазоконденсатных и, возможно, нефтяных в нижнемеловых и юрских отложениях (рис. 5).

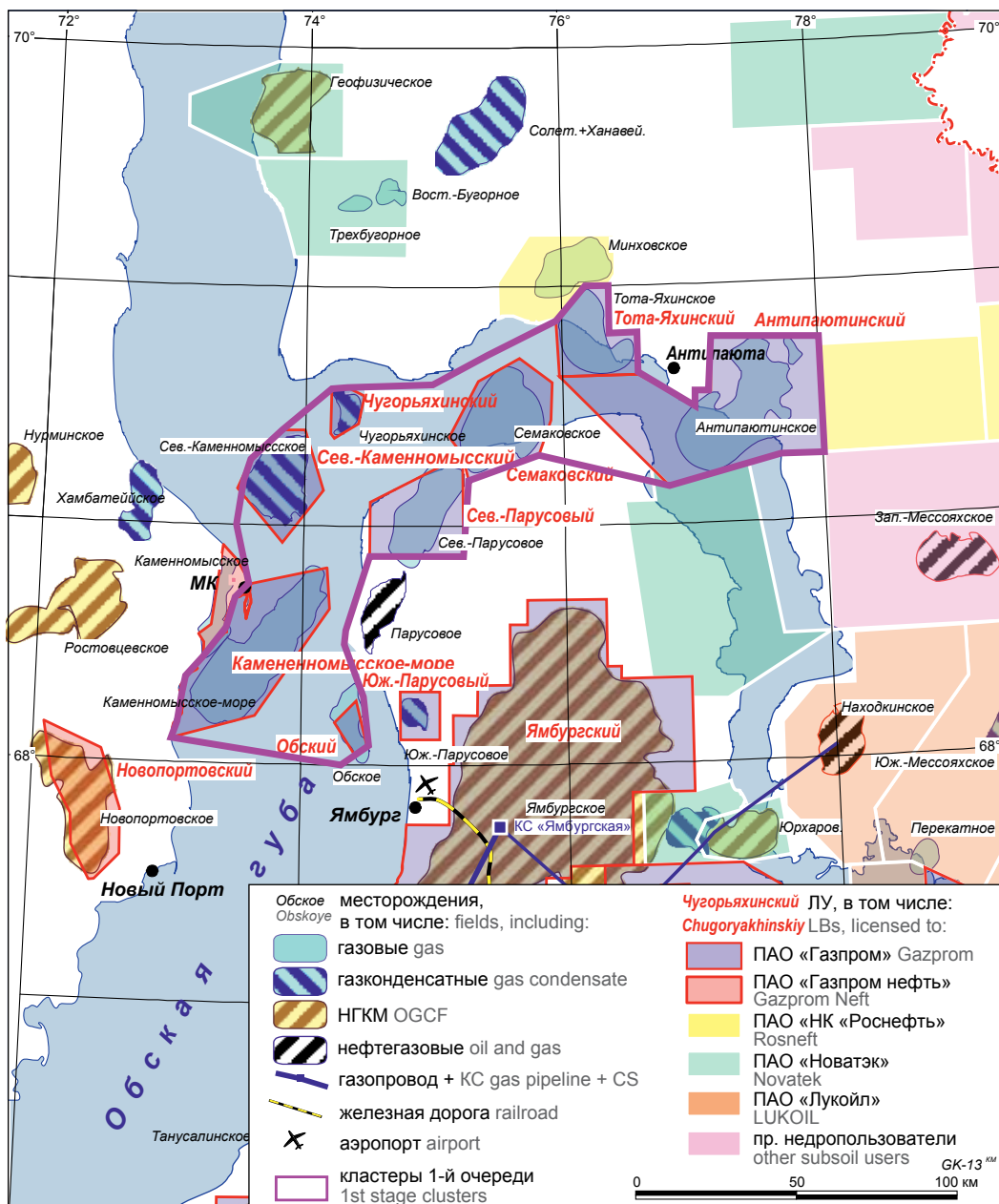


Рис. 4: Обзорная карта размещения ЛУ в пределах акватории Обской и Тазовской губ

Fig 4: Overview map showing LB locations within deep-water regions of the Gulf of Ob and the Taz Estuary

in infra-Cenomanian rocks are estimated at 0.8 Tcm and the respective condensate figures are 87/60.9 Mt (geol./recov.). For the Tota-Yakhinskiy block, the aggregate Cat. D_0 and D_L gas resources are estimated at 250.9 Tcm and the respective condensate figures are 27.8/19.5 Mt (geol./recov.). One promising focus area to shape the future of these fields will be the follow-up exploration of the discovered infra-Cenomanian gas condensate deposits and the identification of new HC deposits – including GCD, OGCD, and, possibly, oil deposits – in the Lower Cretaceous and Jurassic sediment rocks (Fig. 5).

Located in the northern part of the Gulf of Ob is the Tasiyskiy LB (see Fig. 2), most of which is land-based, comprising a GCF known by the same name. This block may later be

В северной части Обской губы находится Тасийский ЛУ (см. рис. 2), большая часть которого – на суше, с находящимся в его границах одноименным ГКМ. Данный участок может войти в состав кластера, образованного Тамбейской группой месторождений с включением Преображенской и Корпачевской газонефтеперспективных структур, расположенных в северной части Обской губы.

incorporated into a cluster formed around the Tambeyskaya group of fields joined by the Preobrazhenskaya and Korpachevskaya gas-and-oil-promising structures located in the northern part of the Gulf of Ob.

East-Arctic Seas

The geological structure and HC potential of the East-Arctic seas are among the least known so far. The

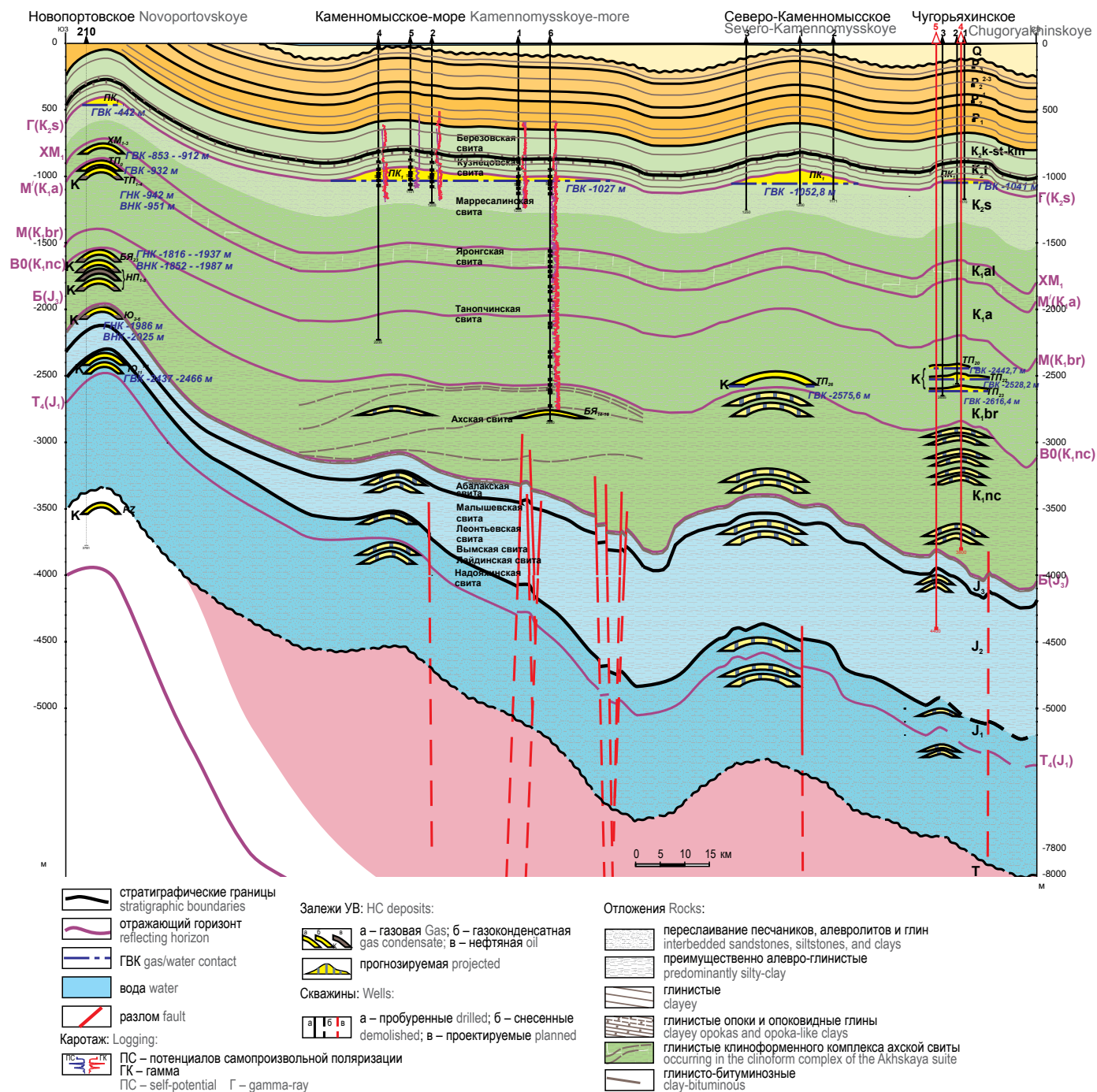


Рис. 5: Геологический профиль через месторождения Новопортновское – Каменномысское-море – Северо-Каменномысское – Чугорьяхинское с известными и прогнозируемыми залежами УВ: ГВК – газонефтяной контакт

Fig 5: Geological profile across the Novoportovskoye – Kamennomysskoye-more – Severo-Kamennomysskoye – Chugoryakhinskoye fields showing their known and expected hydrocarbon deposits: ГВК – gas/oil contact

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 кат. D_2 , в сумме они составляют 22,4 (геол.) и 13,0 (извл.) млрд т у. т., в том числе свободного газа – 8,0 трлн м³ (57,5 % от извлекаемых ресурсов). Наибольшие ресурсы УВ предполагаются в недрах Восточно-Сибирского моря – 9,3/5,6 млрд т у. т., в том числе свободного газа – 3,3 трлн м³ (60,0 % от извлекаемых ресурсов).

К настоящему времени на шельфе морей Восточной Арктики действуют 13 лицензий на право пользования недрами, из которых 8 участков – на геологическое изучение и добычу УВ сырья на условиях предпринимательского риска (их действие предусмотрено до 2043 г.), в том числе 7 ЛУ принадлежат НК «Роснефть» и один – ПАО «Газпром»; 5 лицензий, действовавших до 2014 и 2015 гг., являлись поисковыми. Один участок – Притаймырский – планируется к изучению НК «Роснефть». В результате проведенных геофизических работ в акватории морей Восточной Арктики выявлены более 100 газонефтеперспективных структур: в Северо-Чукотском секторе – 18, в Восточно-Сибирском море – 20 и в море Лаптевых – 59. По ранее выполненной оценке ООО «Газпром ВНИИГАЗ», на наиболее крупных структурах возможны открытия месторождений с запасами до 150...250 млн т у. т. Здесь на крупных поднятиях возможны так называемые поглощающие ловушки, включающие группы ловушек, приуроченных к одному и тому же своду или мегавалу типа Мининского или Трофимовского в море Лаптевых [8].

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. Певеке.

В пределах изученных сейсморазведкой 2D южной и восточной частей участка (северная, западная и центральные части пока не изучены) выявлены 22 газонефтеперспективные структуры, на девяти

deep-water regions of the Laptev, East Siberian and Chukchi Seas are yet to see their first deep-hole drilling projects. The only category of HC resources for which any estimates are available is D_2 ; in total, these amount to 22.4 GtC (geol.) and 13.0 Gtce (recov.), out of which 8.0 Tcm is free gas (making up 57.5 % of the total recoverable resources). The biggest HC resources – 9.3/5.6 Gtce, out of which 3.3 Tcm (60.0 % of the total recoverable volume) is free gas – are expected to be found in the deep waters of the East Siberian Sea.

To date, 13 subsoil use licenses for portions of the East-Arctic shelf are in place, out of which 8 blocks are licensed to be used for geological exploration and HC production at the licensees' own entrepreneurial risk (they are valid through 2043), including 7 LBs held by Rosneft Oil Company and one LB held by Gazprom PJSC; the remaining 5 licenses, valid through 2014 or 2015, were prospecting licenses. One of the blocks – Prityaymyrskiy – is in Rosneft Oil Company's plans for further surveying. Geophysical studies carried out in the deep-sea regions of the East-Arctic seas have identified more than 100 gas-and-oil-promising structures: 18 in the North Chukotka sector, 20 in the East Siberian Sea, and 59 in the Laptev Sea. According to earlier estimates of Gazprom VNIIGAZ LLC, the largest ones of these structures promise future discoveries of HC fields whose reserves may amount to 150–250 Mtce. Here, some of the larger uplifts may host so-called absorption traps, including groups of traps confined to the same dome or megaswell structure like the Mininskiy or Trofimovskiy in the Laptev Sea [8].

The Severo-Vrangelevskiy subsoil block of federal significance licensed to Gazprom PJSC includes the following identified gas-and-oil-promising structures: Bezmyannaya, Severo-Shelagskaya, Shelagskaya, Vostochno-Shelagskaya, Dremkhedskaya 1, Dremkhedskaya 2, Dremkhedskaya 3, Zapadno-Vrangelevskaya 1, and Zapadno-Vrangelevskaya 2. In the future, the projected fields associated with these structures may be combined into a gas and oil production cluster, which, in conjunction with other HC field clusters, will be able to support the operation of a natural gas liquefaction facility with a capacity of up to 15 Mt, which may be built in the city of Pevek.

The southern and eastern portions of the block, studied by 2D seismic survey methods (the northern, western, and central portions have not yet been studied), have been shown to include 22 gas-and-oil-promising structures, out of which nine have been shown to possess Cat. D_2 resources estimated at 102.3 Gcm of gas and 238.8/71.6 Mt (geol./recov.) of oil. The remaining 13 structures within this LB account for ca. 67 Gcm of gas and ca. 46 Mt (recov.) of oil. The structures that boast the largest estimated Cat. D_2 HC resources are Bezmyannaya – about 31.0 Gcm

наиболее крупных из которых оценены ресурсы по кат. D₂ в количестве 102,3 млрд м³ газа и 238,8/71,6 млн т (геол./ извл.) нефти. На остальные 13 структур ЛУ приходится около 67 млрд м³ газа и 46 млн т (извл.) нефти. Наиболее крупные ресурсы УВ по кат. D₂ оценены на структурах Безымянной – около 31,0 млрд м³ газа и 21,7 млн т (извл.) нефти, Северо-Шелагинской – 22,6 млрд м³ газа и 15,8 млн т (извл.) нефти, Дремхедской 2 – 15,8 млрд м³ газа и 11,2 млн т (извл.) нефти. Необходимо отметить, что опосредованное прогнозируемых небольших месторождений целесообразно отнести на период после 2035 г.

Регион Охотского моря

В Дальневосточном регионе России в ближайшие десятилетия предусматривается освоение высокоперспективного присахалинского шельфа Охотского моря. Здесь ПАО «Газпром» контролирует 7 ЛУ, из них 6 находятся на северо-восточном шельфе о. Сахалин (рис. 6) и один – на шельфе Западной Камчатки. Два участка – Лунский и Пильтун-Астохский – осваиваются ПАО «Газпром» совместно с другими компаниями.

В пределах Кириного ЛУ разведано и введено в разработку Кириное ГКМ, накопленная добыча УВ по которому пока составляет 0,7 млрд м³ газа и 0,1 млн т газового конденсата. Практически завершена разведка гигантского Южно-Кириного НГКМ. Кириное, Южно-Кириное, Южно-Лунское и Мынгинское месторождения, включая Лунское НГКМ, образуют единый кластер газодобычи,

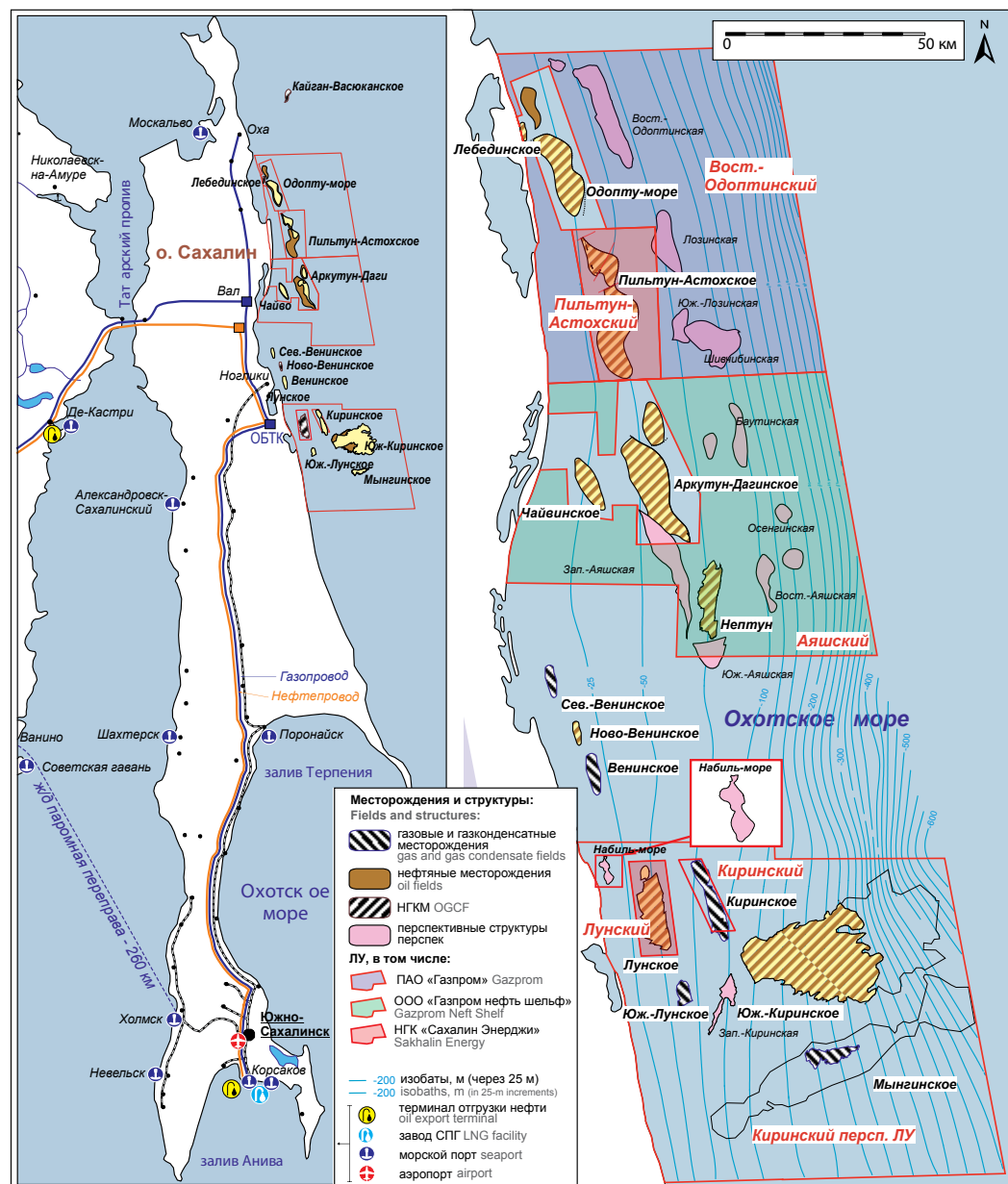


Рис. 6: Обзорная карта размещения ЛУ на шельфе о. Сахалин (Охотское море):

ОБТК – объединенный береговой технологический комплекс

Fig 6: Overview map showing the LB locations on the shelf of Sakhalin (Sea of Okhotsk):

ОБТК – Integrated Onshore Processing Complex

of gas and 21.7 Mt (recov.) of oil, Severo-Shelaginskaya – 22.6 Gcm of gas and 15.8 Mt (recov.) of oil, and Dremkhedskaya 2 – 15.8 Gcm of gas and 11.2 Mt (recov.) of oil. One point worth mentioning is that it makes sense to postpone the prospecting efforts focusing on some of the smaller projected fields until after 2035.

Sea of Okhotsk Region

In the coming decades, the Far-Eastern region of Russia is expected to host some highly promising development projects deployed in the near-Sakhalin portion of the Sea of Okhotsk shelf. Here, Gazprom PJSC controls 7 LBs, out of which 6 are located on the northeast shelf of Sakhalin (Fig. 6) and one lies on the shelf of Western Kamchatka.

сопряженный с береговой инфраструктурой подготовки и транспортировки газа и жидких УВ потребителям. Следует отметить, что 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 м³ (более 99% от общей добычи на шельфе с учетом добычи на Кириновском месторождении), конденсата – 10,5 млн т. Запасы газа по кат. В + C₁ + C₂ для Лунского и Кириновского месторождений с оставляют 404,7 и 161,8 млрд м³ соответственно, конденсата – 48,1/27,8 и 26,5/19,0 млн т (геол./извл.). Южно-Кириновское НГКМ является, как и Лунское, гигантским по запасам газа, которые по кат. C₁+C₂ составляют 913,1 млрд м³, конденсата – 223,5/145,4 млн т (геол./извл.). Запасы нефти составляют 46,7/4,7 млн т (геол./извл.), растворенного газа – 10,0 млрд м³ (геол.).

По Кириновскому кластеру запасы указанных месторождений совместно с Южно-Лунским ГКМ и Мынгинским НГКМ составляют: газа – 1,5 трлн м³, конденсата – 313,0/202,4 млн т (геол./извл.), нефти – 46,7/4,7 млн т (геол./извл.), растворенного газа – 10,2 млрд м³ (геол.). Кроме того, на структурах Восточной и Набильской-морской имеются ресурсы газа по кат. D₀ (34,9 млрд м³) и конденсата (5,3/3,6 млн т геол./извл.).

Второй кластер образуют прогнозируемые месторождения Аяшского и Восточно-Одоптинского ЛУ, освоение которых, вероятно, будет совмещено с освоением Пилтун-Астохского НГКМ, введенного в разработку. На Пилтун-Астохском месторождении Q газа составила 4,7 млрд м³, конденсата – 0,26 млн т, нефти – 42,2 млн т, растворенного газа – 6,3 млн т. Текущие (остаточные) запасы газа по категориям C₁ + C₂ составляют 131,5 млрд м³, конденсата – 15,1/10,4 млн т (геол./извл.), нефти – 405/85,6 млн т (геол./извл.).

Ресурсы УВ по кат. D₀ Восточно-Одоптинского (структуры Восточно-Одоптинская и Лозинская) и Аяшского (структуры Аяшская и Баутинская) ЛУ составляют соответственно: газа – 101,4 и 36,2 млрд м³; конденсата – 5,4/4,7 (геол./извл.) и 3,9 (геол.) млн т; нефти – 617,0/96,3 (геол./извл.) и 412,3 (геол.) млн т; растворенного газа – 64,1/11,1 (геол./извл.) и 62,1 (геол.) млрд м³.

Регион Каспийского моря

НСР УВ российского шельфа в Каспийском море, по официальной оценке, составляют 6,6/4,2 млрд т у. т. (геол./извл.). НСР свободного газа оцениваются в 2,8 трлн м³, конденсата – 384,8/260,9 млн т (геол./извл.),

Two of these blocks – Lunskiy and Piltun-Astokhskiy – are being developed by Gazprom PJSC together with other companies.

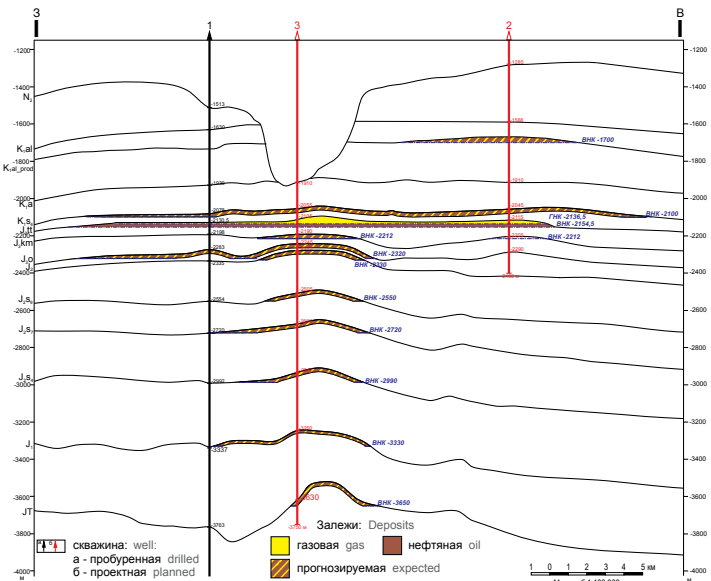
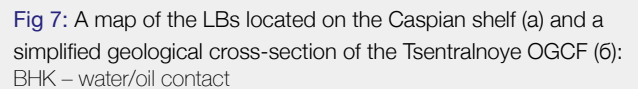
Within the boundaries of the Kirinskiy LB lies the Kirinskoye GCF, already explored and brought into development. For now, the accumulated HC production figures for this field stand at 0.7 Gcm of gas and 0.1 Mt of gas condensate. The gigantic Yuzhno-Kirinskoye OGCF is currently in its final exploration phase. The Kirinskoye, Yuzhno-Kirinskoye, Yuzhno-Lunskoye, and Mynginskoye fields, including the Lunskoye OGCF, form one single gas production cluster connected to onshore infrastructure facilities used for conditioning gas and liquid HCs and transporting them to consumers. It should be noted that smaller-scale oil production targeting structurally complex 'lumped' oil fringe zones will begin no earlier than 2030.

The cumulative gas production at the gigantic Lunskoye field has exceeded 102 Gcm (more than 99% of the total production on the shelf, including production at the Kirinskoye field), and the same figure for condensate is now over 10.5 Mt. category B + C₁ + C₂ gas reserves for the Lunskoye and Kirinskoye fields stand at 404.7 and 161.8 Gcm, respectively, and their respective condensate reserves amount to 48.1/27.8 and 26.5/19.0 Mt (geol./recov.). Yuzhno-Kirinskoye OGCF is, like Lunskoye, quite a behemoth in terms of gas reserves: its Category C₁ + C₂ gas reserves are at 913.1 Gcm and its condensate reserves measure 223.5/145.4 Mt (geol./recov.). The respective oil reserves figures are 46.7/4.7 Mt (geol./recov.) and dissolved gas reserves score 10.0 Gcm (geol.).

In the Kirinsky cluster, the reserves of these fields together with the Yuzhno-Lunskoye GCF and the Mynginskoye OGCF are as follows: gas – 1.5 Tcm, condensate – 313.0/202.4 Mt (geol./recov.), oil – 46.7/4.7 Mt (geol./recov.), dissolved gas – 10.2 Gcm (geol.). In addition, the Vostochnaya and Nabilsкая-morskaya structures possess category D₀ gas resources (34.9 Gcm) and condensate resources [5.3/3.6 Mt (geol./recov.)].

The second cluster is formed around the projected deposits of Ayashskiy and Vostochno-Odoptinskiy LBs, which will most probably be developed together with the Piltun-Astokhskoye OGCF already brought into development. At the Piltun-Astokhskoye field, the current figures are 4.7 Gcm for gas, 0.26 Mt for condensate, 42.2 Mt for oil, and 6.3 Mt for dissolved gas. The current (residual) Cat. C₁ + C₂ gas reserves stand at 131.5 Gcm, condensate reserves – at 15.1/10.4 Mt (geol./recov.), and oil reserves – at 405/85.6 Mt (geol./recov.).

The respective Cat. D₀ HC resources of the Vostochno-Odoptinskiy (East-Odoptinskaya and Lozinskaya structures) and Ayashskiy (Ayashskaya and Bautinskaya



structures) LBs are as follows: gas – 101.4 and 36.2 Gcm; condensate – 5.4/4.7 (geol./recov.) and 3.9 (geol.) Mt; oil – 617.0/96.3 (geol./recov.) and 412.3 (geol.) Mt; dissolved gas – 64.1/11.1 (geol./recov.) and 62.1 (geol.) Gcm.

Caspian Sea Region

According to official estimates, the initial total HC resources (ITR) available on the Russian portion of the Caspian shelf amount to 6.6/4.2 Gtce (geol./recov.). Gas ITR is estimated at 2.8 Tcm, condensate ITR – at 384.8/260.9 Mt (geol./recov.), oil ITR – 3.2/1.0 Gt (geol./recov.), and dissolved gas ITR – at 185.2/72.5 Gcm (geol./recov.) (see Table 1).

The State Register of Mineral Reserves of the Russian Federation includes records of 11 HC fields located within the Russian sector of the Caspian Sea, out of which nine fields are registered as possessing gas reserves and 11 fields are registered as possessing oil reserves (Fig. 7).

Overall, out of all the fields that have been identified, two are oil fields (Zapadno-Rakushechnoye and Morskoye) and nine are oil and gas condensate fields (Izberbash, Inchkhe-more, Khvalynskoye, "170km," Yu. Korchagin field, Sarmatskoye, V. Filanovsky field, Tsentralnoye, and Rakushechnoye). Only one of the fields found in the Russian sector of the Caspian Sea is currently in the development phase (Yu. Korchagin field). Since the beginning of the development phase (2010), its

Тип УВ сырья Type of HC materials	Q Q	Запасы (геол./извл.) Reserves (geol./recov.)		Ресурсы (геол./извл.) Resources (geol./recov.)				НСР ITR
		кат. A+B+C ₁ Cat. A + B + C ₁	кат. B ₂ +C ₂ Cat. B ₂ + C ₂	кат. C ₃ * Cat. C ₃ *	кат. D ₁ Cat. D ₁	кат. D ₂ Cat. D ₂	кат. C ₃ +D Cat. C ₃ + D	
Нефть, млн т Oil, Mt	2,204	629,7 / 222	583,9 / 144,7	321 / 129	1501 / 450	229 / 69	2051 / 648	3192,6 / 1015,2
Растворенный газ, млрд м ³ Dissolved gas, Gcm	0,161	– / 26,2	– / 19,8	–	74 / 22	5/2	79 / 24	185,2 / 72,5
Свободный газ, млрд м ³ Free gas, Gcm	1,779	382,3	315,6	69,0	925,0	1087,0	2081,0	2849,0
Конденсат, млн т Condensate, Mt	0,064	39,5 / 18	35,9 / 15,7	6 / 3	31 / 22	290 / 203	327 / 228	384,8 / 260,9
Итого Total	4,208	1077,7 / 648,5	955,2 / 495,8	396 / 201	2531 / 1419	1611 / 1361	4538 / 2981	6611,6 / 4197,6

Таблица 2: Структура запасов и ресурсов недр каспийского шельфа

Table 2: Structure of reserves and resources of the Caspian shelf

стратиграфическим диапазоном – от среднего миоцена (чокрак) до средней юры. С палеогеном и миоценом связаны лишь незначительные запасы свободного газа – 18,2 млрд м³.

Таблица 2

Структура запасов и ресурсов недр каспийского шельфа

Первоочередным объектом для постановки ПРР на каспийском шельфе обоснована зона нефтегазонакопления крупного Центрального свода с уже открытым одноименным НГКМ. Она считается ключевой в рамках формирования стратегии геологоразведочных работ в регионе и требует доразведки. В 2016 г. право пользования недрами ЛУ Центральный получено нефтегазовой компанией «Центральная» с целью геологического изучения, разведки и добычи УВ сырья (ПАО «Газпромнефть» владеет 25 %).

По месторождению запасы составляют: нефть, млн т (геол./извл.): кат. C₁ – 21,3/6,4, кат. C₂ – 281,7/84,5; конденсат, млн т (геол./извл.): кат. C₁ – 0,7/4,0, кат. C₂ – 3,8/2,1; растворенный газ, млрд м³ (геол./извл.): кат. C₁ – 3,1/0,9, кат. C₂ – 41,5/12,5; газ газовой шапки, млрд м³: кат. C₁ – 6,9, кат. C₂ – 34,8. Ресурсы нефти по 10 прогнозируемым залежам (альбские, неоконские и юрские отложения) по кат. D₀ (геол./извл.) составляют 510,2/127,2 млн т, растворенного газа (геол./извл.) – 50,9/13 млрд м³.

Акватория Черного моря

В ближайшие годы ПРР будут продолжены в российском секторе Черного моря. Здесь в пределах Туапсинского прогиба в ловушках тектонически экранированного типа, связанных с надвигами, возможны открытия средних по запасам месторождений УВ в отложениях кайнозойского

performance has been as follows: gas – 1.8 Gcm, oil – 2.2 Mt, condensate – 0.064 Mt, dissolved gas – 0.164 Gcm. The remaining fields are registered as being under exploration.

In terms of gas reserves, measured in Gcm, three fields are classed as medium-size (3–30) and five are classed as large (30–500). In terms of oil reserves, measured in Mt (recov.), one field is classed as small (< 1), six are classed medium-size (3–30), and two are classed as large (30–300) (Table 2). These HC reserves span a wide stratigraphic range – from the Middle Miocene (Chokrak) to the Middle Jurassic. The free gas reserves attributable to the Paleogene and Miocene layers are quite insignificant – 18.2 Gcm.

The first-priority project whose feasibility in terms of setting the stage for P&E on the Caspian shelf will be centered around an oil and gas accumulation zone associated with the large Tsentralny dome and complete with an already discovered OGCF known by the same name. It is considered a key element in shaping the geological exploration strategy for the region and requires follow-up exploration. In 2016, Tsentralnaya Oil and Gas Company LLC (in which Gazprom PJSC holds a 25% interest) was granted the subsoil use license for the Tsentralny LB for purposes of geological exploration, prospecting, and HC production.

The field's reserves profile is as follows: oil, Mt (geol./recov.): Cat. C₁ – 21.3/6.4, Cat. C₂ – 281.7/84.5; condensate, Mt (geol./recov.): Cat. C₁ – 0.7/4.0, Cat. C₂ – 3.8/2.1; dissolved gas, Gcm (geol./recov.): Cat. C₁ – 3.1/0.9, Cat. C₂ – 41.5/12.5; gas-cap gas, Gcm: Cat. C₁ – 6.9, Cat. C₂ – 34.8. Cat. D₀ oil resources (geol./recov.) for 10 expected HC accumulations (to be found in Albian, Neocomian, and Jurassic rocks) amount to 510.2/127.2 Mt, and the respective figures for dissolved gas (geol./recov.) are 50.9/13 Gcm.

возраста. После завершения НК «Роснефть» в 2018 г. бурения скважины на валу Шатского (структура Мария) предусматриваются также уточнение ресурсов УВ и конкретизация направлений PPP.

Азовское море

Действующий в российском секторе Азовского моря центр газодобычи имеет небольшое значение, однако оценка его НСР также требует уточнения. Здесь разработку Бейсугского газового месторождения осуществляет ООО «Газпром добыча Краснодар». Согласно данным Государственного баланса запасов полезных ископаемых, накопленная добыча газа на Бейсугском месторождении составила 9,7 млрд м³, оставшиеся запасы газа по кат. C₁ – 8,0 млрд м³. Приоритетными для дальнейшего освоения ресурсов УВ могут являться зоны нефтегазоаккумуляции на акваториальных продолжениях Северо-Азовской, Южно-Азовской ступеней и Западно-Кубанского прогиба.

Открытий новых месторождений здесь следует ожидать в отложениях нижнего мела и среднего миоцена – плиоцена. Значительно менее привлекательными направлениями являются верхнеюрские и верхнемеловые-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 пределах Западно-Ейского ЛУ. На Октябрьском месторождении газонасыщенные отложения мезотиса и сармата. Основные запасы газа связаны с отложениями мезотиса – 87 %. На Западно-Бейсугском месторождении газонасыщенные отложения майкопа и мезотиса. Основные запасы связаны с отложениями майкопа – 74 %. На азовском шельфе выделяются две перспективные зоны нефтегазоаккумуляции – Октябрьская и Лиманная. Ожидаемые запасы по первой составляют 9,3 млн т у.т., по второй – 15,0 млн т у.т.

При необходимости ресурсный потенциал газодобычи Азовского центра может быть увеличен за счет многочисленных газоперспективных структур, в том числе находящихся на не лицензированных площадях в Таганрогском заливе, на Азовском валу, Южно-Азовской ступени и в Западно-Кубанском прогибе.

Таким образом, в результате проведенных исследований определены наиболее перспективные направления поисково-разведочных работ. Сделан

Black Sea Waters

In the coming years, P&E will continue in the Russian sector of the Black Sea. Here, the presence of tectonically screened-type traps associated with thrust faults within the boundaries of the Tuapse trough allows for possible discoveries of medium-sized Cenozoic HC fields. After the completion of Rosneft Oil Company's well drilling project at the Shatsky swell (Maria structure) in 2018, more work is being planned toward improving the current HC resource estimates and making future P&E efforts more target-specific.

Sea of Azov

The gas production hub operating in the Russian sector of the Azov Sea is of little importance, but its current ITR estimates also need improvement. Here, the Beysugskoye gas field is being developed by Gazprom Dobycha Krasnodar LLC. According to the State Register of Mineral Reserves, the cumulative gas production at the Beysugskoye field has reached 9.7 Gcm, while the remaining Cat. C1 gas reserves stand at 8.0 Gcm. Among the top-priority areas for further development of HC resources one can name the oil and gas accumulation zones located in the deep-water areas projecting beyond the North-Azov and South-Azov steps and the West-Kuban trough.

The layers to be explored here for potential discoveries of new HC fields are the Lower Cretaceous and Middle Miocene – Pliocene rocks. The Upper Jurassic and Upper Cretaceous – Eocene complexes of the same structural elements are much less attractive focus areas. Within the rest of the tectonic elements of the region, gas resources per stratigraphic complex are less significant. Considering the possible new oil and gas accumulation zones capable of sustaining and even increasing the current gas production volumes, we would like to highlight the already discovered Oktyabrskoye field and two or three projected fields within the Zapadno-Yeyskiy LB. At the Oktyabrskoye field, gas presence has been detected in the Meotian and Sarmatian rocks. The bulk of its gas reserves (87%) are associated with the Meotian layers. At the Zapadno-Beysugskoye field, gas presence has been detected in the Maykopian and Meotian rocks. The bulk of its reserves (74%) are associated with the Maykopian layers. On the Azov shelf, there are two promising oil and gas accumulation zones – Oktyabrskaya and Limannaya. Their expected reserves are 9.3 Mtce for the former, 15.0 Mtce for the latter.

If necessary, the gas production resource potential of the Azov hub can be increased thanks to numerous promising gas structures, including those located in unlicensed areas such as those of the Taganrog Bay, the Azov swell, the South-Azov step, and the West-Kuban trough.

вывод о том, что имеющиеся запасы и перспективные ресурсы газа, конденсата и нефти на шельфе в акватории морей России достаточны для поддержания необходимых уровней прироста запасов и добычи для энергообеспечения страны и экспортных потребностей в первой половине XXI в. Главнейшими газонефтеперспективными регионами, способными поддержать расширенное восполнение запасов и необходимые уровни газодобычи в России в XXI в., будут являться Южно-Карский и Баренцевский нефтегазоносные бассейны, совместный текущий потенциал газовых ресурсов которых составляет около 80 трлн м³.

На Дальнем Востоке России главными районами газо- и нефтедобычи с возможностью продолжения расширенного восполнения запасов УВ остается охотоморский шельф Сахалина с последующим вовлечением в освоение ресурсов газа Японского, Берингова и восточноарктических (Чукотского, Восточно-Сибирского) морей и моря Лаптевых.

В южных регионах России высокую эффективность ПРП и расширенное восполнение ресурсной базы газонефтедобычи в ближайшие десятилетия способен обеспечить материковый шельф в акваториях Каспийского и Азовского морей, а также в отдельных районах Черного моря.

Список литературы

1. Ахметсафин С.К. О ключевых задачах развития минерально-сырьевой базы ПАО «Газпром» / С.К. Ахметсафин, В.В. Рыбальченко, Д.Я. Хабибулин // Матер. IV Международной научнопрактической конференции «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» (WGRR-2017), 8–10 ноября 2017. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – С. 4–5.
2. Люгай Д.В. Научное обоснование и сопровождение развития минеральносырьевой базы газодобычи России и ПАО «Газпром» / Д.В. Люгай // Матер. IV Международной научнопрактической конференции «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» (WGRR-2017), 8–10 ноября 2017. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – С. 6.
3. 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.

Summing up what has been said, new research findings have made it possible to identify the most promising focus areas for prospecting and exploration operations. A conclusion has been made to the effect that the available reserves and potential resources of gas, condensate, and oil in the Russian offshore areas are sufficient to maintain the levels of reserves additions and production growth required to fill the country's energy supply and export needs in the first half of the XXI century. The most prominent gas-and-oil promising regions capable of sustaining the expanded reserves replenishment to meet Russia's gas production requirements in the XXI century will be the South-Kara and Barents oil and gas basins, whose combined gas resource potential currently stands at ca. 80 Tcm.

In the Far East of Russia, it is the Okhotsk shelf waters, offshore Sakhalin that remain a top-priority oil and gas production region with opportunities for maintaining the expanded HC reserves replenishment process, later to be joined by other offshore areas like those of the Sea of Japan, Bering Sea, East-Arctic (Chukchi, East Siberian) seas, and the Laptev Sea as their resources are brought into development in the future.

In the southern regions of Russia, the portions of the continental shelf that are capable of ensuring high efficiency of P&E efforts and sustaining expanded replenishment of the gas and oil production resource base in the coming decades are located in the waters of the Caspian and Azov Seas, also joined by certain areas on the Black Sea shelf.

Bibliography

1. S. K. Akhmetsafin. On the key objectives for the development of the mineral resource base of Gazprom PJSC / S. K. Akhmetsafin, V. V. Rybalchenko, D. Ya. Khabibulin // In: IV International Conference titled "World Gas Resources and Reserves and Advanced Development Technologies" (WGRR-2017), November 8–10, 2017. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017. – pp. 4–5
2. D. V. Lyugay. A scientific rationale and support measures for the development of the gas production resource base in Russia and at Gazprom PJSC / D. V. Lyugay // In: IV International Conference titled "World Gas Resources and Reserves and Advanced Development Technologies" (WGRR-2017), November 8–10, 2017. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017. – p. 6
3. V. A. Skorobogatov. The problems encountered in managing the supply of resources required for the production of natural gas in Russia until 2050 / V. A. Skorobogatov, S. N. Sivkov, S. A. Danilevskiy //

4. Варламов А.И. Газовое будущее России: Арктика / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, О.М. Прищепа и др. // Матер. IV Международной научно-практической конференции «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» (WGRR-2017), 8–10 ноября 2017. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – С. 9–10.

5. Скоробогатов В.А. Крупнейшие и уникальные газонефтеносные бассейны Земли и их роль в развитии мировой газовой промышленности / В.А. Скоробогатов // Матер. IV Международной научно-практической конференции «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» (WGRR-2017), 8–10 ноября 2017. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – С. 21.

6. Дмитриевский А.Н. Перспективы создания технохаба – норильский кластер / А.Н. Дмитриевский, Н.А. Еремин, Н.А. Шабалин // Матер. Всероссийской научной конференции, посвященной тридцатилетию ИПНГ РАН, «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности». – М.: ИПНГ РАН, 2017. – С. 55–56. – (Серия «Конференции»).

7. Еремин Н.А. Инновационный потенциал «умных» нефтегазовых технологий / Н.А. Еремин, О.Н. Сарданашвили // Матер. Всероссийской научной конференции, посвященной тридцатилетию ИПНГ РАН, «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности». – М.: ИПНГ РАН, 2017. – С. 61–62. – (Серия «Конференции»).

8. 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, А.Г. Черников // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 3 (14). – С. 70–78.

Статья впервые опубликована в научно-техническом сборнике «Вести газовой науки», 2018 г., № 4. Материал любезно предоставлен компанией ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

The original article was first published in the «Vesti Gazovoy Nauki» scientific journal no. 4, 2018. Published with thanks to the Gazprom VNIIGAZ LLC.

Vesti Gazovoy Nauki: The problems encountered by Russia's gas producing regions in managing the supply of resources until 2030. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – No. 5 (16). – pp. 4–14

4. A. I. Varlamov. Gas future of Russia: the Arctic / A. I. Varlamov, A. P. Afanasev, O. M. Prishchepa et al. // In: IV International Conference titled “World Gas Resources and Reserves and Advanced Development Technologies” (WGRR-2017), November 8–10, 2017. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017. – pp. 9–10

5. V. A. Skorobogatov. The largest and unique gas- and oil-bearing basins of the Earth and their role in the development of the global gas industry / V. A. Skorobogatov // In: IV International Conference titled “World Gas Resources and Reserves and Advanced Development Technologies” (WGRR-2017), November 8–10, 2017. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017. – p. 21

6. A. N. Dmitriyevsky. Prospects for the creation of a tech-hub: the Norilsk cluster / A. N. Dmitriyevsky, N. A. Yermine, N. A. Shabalin // In: All-Russia scientific conference dedicated on the 30th anniversary of the Oil and Gas Research Institute of the RAS (IPNG RAS) titled “The Fundamental Basis of Innovative Technologies in the Oil and Gas Industry.” – Moscow: IPNG RAS, 2017. – pp. 55–56. – (the Conferences series)

7. N. A. Yermine. The innovative potential of smart oil and gas technologies / N. A. Yermine, O. N. Sardanasvili // In: All-Russia scientific conference dedicated on the 30th anniversary of the IPNG RAS titled “The Fundamental Basis of Innovative Technologies in the Oil and Gas Industry.” – Moscow: IPNG RAS, 2017. – pp. 61–62. – (the Conferences series)

8. D. A. Astafyev. Analyzing the feasibility of prospecting and exploration projects to be deployed on the East-Arctic portion of the continental shelf to identify the top-priority oil and gas accumulation zones / D. A. Astafyev, V. G. Kaplunov, V. A. Shein, A. G. Chernikov // Vesti Gazovoy Nauki: Modern approaches and advanced technologies in projects focusing on the development of Russian offshore oil and gas fields. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – No. 3 (14). – pp. 70–78

