

УДК 550.8.011

## Особенности нефтегазоносности полуострова Ямал в связи с оценкой перспектив южной части Карского моря

Д.В. Люгай<sup>1</sup>, Д.А. Соин<sup>1\*</sup>, А.Н. Скоробогатько<sup>1</sup>

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

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

**Тезисы.** Перспективы нефтегазоносности Приямальского шельфа и южной части Карского моря в пределах Южно-Карской шельфовой области традиционно оцениваются высоко. Прогнозируется широкий стратиграфический диапазон промышленной продуктивности пород осадочного чехла – от сеномана до нижнеюрских образований, включая зону контакта с доюрскими породами. Текущая официальная оценка начальных суммарных ресурсов предполагает открытие в пределах акватории большого количества уникальных по запасам газа месторождений. Однако характер выявленной нефтегазоносности в пределах прилегающей суши п-ова Ямал заставляет более осторожно относиться к подобным перспективам.

Основу углеводородного потенциала п-ова Ямал определяют месторождения, приуроченные к крупным высокоамплитудным структурам в осевой части валов и мегавалов. Относительно мелкие и малоамплитудные структуры на их погружении обладают, как правило, резко ограниченным потенциалом. Данное обстоятельство необходимо учитывать при оценке ресурсного потенциала аналогичных перспективных объектов в пределах южной части Карского моря. Структурная выраженность в пределах акватории Карского моря по основным отражающим сейсмическим горизонтам существенно меньше, чем на прилегающей суше, что может расцениваться как серьезный ограничивающий фактор при оценке перспектив нефтегазоносности большинства поднятий.

Выявленные закономерности легли в основу качественной дифференциации акватории по степени перспективности, а также количественной оценки ресурсов газа. Результаты авторских расчетов показывают, что южная часть Карского моря в целом может обладать меньшими перспективами газоносности по сравнению с прилегающей сушей Ямала.

Перспективы нефтегазоносности Приямальского шельфа и южной части Карского моря в пределах Южно-Карской шельфовой области традиционно оцениваются весьма высоко. Прогнозируется широкий стратиграфический диапазон промышленной продуктивности пород осадочного чехла – от сеномана до нижнеюрских образований, включая зону контакта с доюрскими породами.

Согласно официальной оценке (по состоянию на 01.01.2009) величина начальных суммарных ресурсов (НСР) свободного газа южной части Карского моря в границах Западной Сибири (Южно-Карская нефтегазоносная область, Предновоземельская и Свердрупская перспективно-нефтегазоносные области) составляет около 35 трлн м<sup>3</sup> (Лоджевская и др., 2012). Это, безусловно, предполагает открытие в пределах акватории большого количества уникальных по запасам газа месторождений. Однако характер выявленной нефтегазоносности в пределах прилегающей суши п-ова Ямал заставляет более осторожно относиться к подобным перспективам (оценкам).

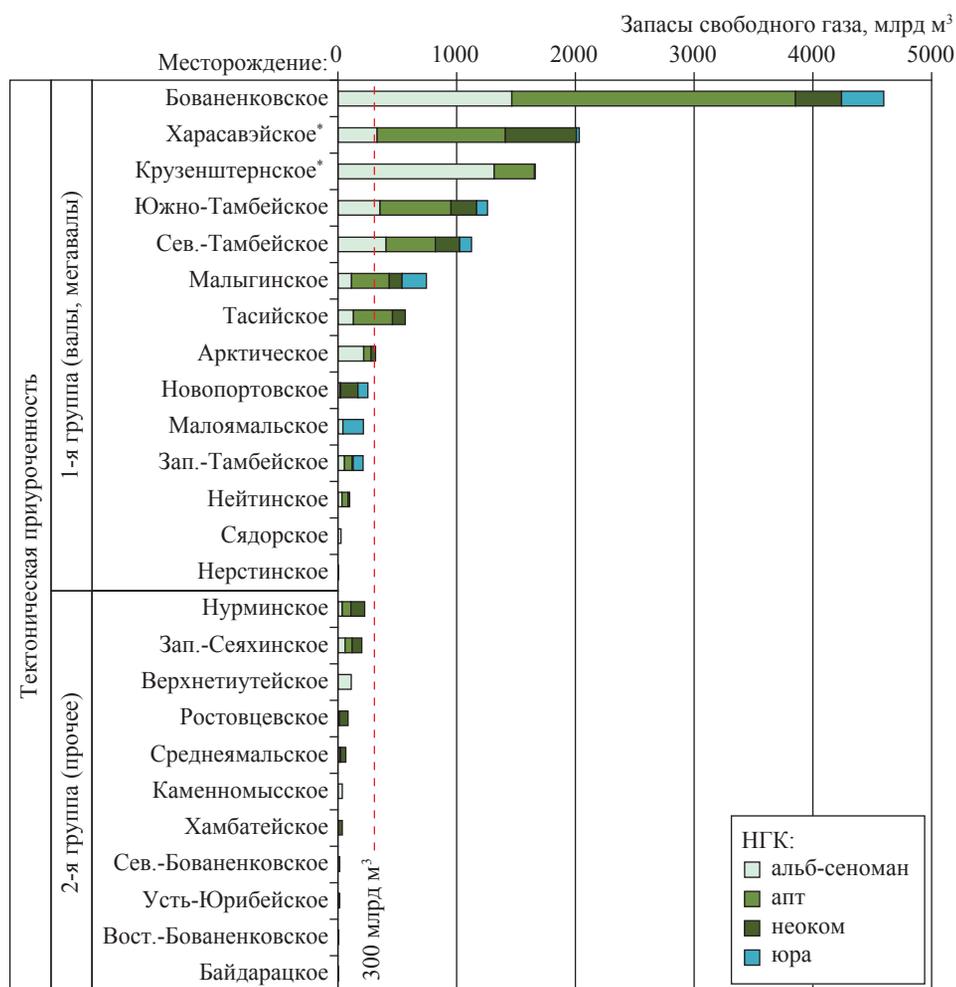
К настоящему времени в результате проведения геологоразведочных работ в пределах п-ова Ямал разбурены 55 перспективных площадей, открыты 26 месторождений углеводородов (УВ), количество глубоких поисковых и разведочных скважин превышает 700, общий объем проходки по скважинам составляет около 2 млн м. Практически на всех разбуренных площадях разрез вскрыт вплоть до средних горизонтов юры, на отдельных поднятиях – до нижнеюрской толщи и фундамента. Разбурены все крупные и средние структуры в осевой части сводов, валов и мегавалов, относительно менее изученными остаются их погружения, зоны впадин и моноклиналей, хотя в их пределах также пробурены единичные скважины.

**Ключевые слова:** Ямал, Карское море, перспективы нефтегазоносности, углеводороды, потенциальные ресурсы.

Промышленная нефтегазоносность установлена во всех нефтегазоносных комплексах (НГК) осадочного чехла, включая зону контакта с доюрскими породами, количество отдельных залежей составляет более 400 [1–3]. Открыто семь уникальных месторождений с запасами газа более 300 млрд м<sup>3</sup> на каждом, а выявленные запасы газа в пределах полуострова достигают 12,9 трлн м<sup>3</sup>. Запасы нефти существенно ниже – около 0,4 млрд т (извлек.), связаны они с оторочками газовых залежей и отдельными пластами неокома (существенные извлекаемые запасы нефти выявлены лишь на одном – Новопортовском – месторождении). По запасам свободного газа среди всех НГК Ямала основным является аптский, с ним связаны 40 % общих начальных запасов газа; в меньшей степени – альб-сеноманский (20 %), на неокомский и ниже-среднеюрский

НГК приходится соответственно 17 и 11 % начальных запасов.

Согласно последней авторской оценке (Скоробогатов и др., 2015), величина начальных потенциальных ресурсов (НПР) (суммарных) свободного газа п-ова Ямал составляет 16,7 трлн м<sup>3</sup>. Принимая во внимание, что величина начальных запасов газа на 01.01.2016 составляет 12,9 трлн м<sup>3</sup>, можно с достаточной уверенностью говорить, что основная часть ресурсного потенциала полуострова уже переведена в запасы и дальнейшие открытия на Ямале, скорее всего, будут связаны только с мелкими и средними (редко) месторождениями. Таким образом, территория полуострова достаточно хорошо изучена, и это позволяет использовать ее в качестве аналога для прогноза нефтегазоносности прилегающей южной части Карского моря.



\* Суша + шельф.

**Рис. 1. Распределение начальных запасов свободного газа по месторождениям в пределах различных тектонических элементов (по состоянию на 01.01.2016)**

Анализ распределения месторождений и отдельных залежей на Ямале, различных по крупности запасов свободного газа, позволил оценить характер промышленной нефтегазоносности разреза в зависимости от структурно-тектонического положения разбуренных объектов и их структурной выраженности. Установлено, что основные месторождения газа связаны с крупными высокоамплитудными поднятиями в пределах осевых частей мегавалов и валов. Здесь отмечается максимальный стратиграфический диапазон развития скоплений УВ – как правило, от сеномана до средней юры; многие из открытых месторождений обладают уникальными по запасам свободного газа залежами.

В иных структурно-тектонических условиях (на погружениях валов и мегавалов, структурных осложнениях на моноклиналях, в регионально погруженных зонах) открыт ряд относительно небольших по запасам месторождений, в основном контролируемых малыми структурами. На некоторых из них продуктивным является один из НГК разреза, при этом многие из разбуренных структур оказались водоносными. Подобные месторождения (Восточно-Бованенковское, Верхнетиутейское, Западно-Сеяхинское) приурочены к структурам на восточном погружении Нурминского мегавала (Сеяхинская структурная терраса). В южной половине Ямала это месторождения к северу и востоку от Новопортовского (Южно-Ямальского) вала – Ростовцевское, Нурминское, Среднеямальское, Хамбатеинское, Каменномыское и др. Очевидно, характер газоносности разреза отдельных перспективных площадей напрямую зависит от их тектонической приуроченности и размера ловушек.

По величине начальных запасов свободного газа месторождения п-ова Ямал условно разделены на две группы: к 1-й отнесены месторождения, контролируемые крупными положительными тектоническими элементами (валами и мегавалами), ко 2-й – месторождения, связанные с погружением валов, в пределах седловин, структурных носов и моноклиналей (рис. 1). Суммарные запасы газа месторождений 1-й группы составляют 94 % от общих запасов п-ова Ямал, здесь расположены самые крупные месторождения. Месторождения в других структурно-тектонических условиях, отнесенные ко 2-й группе, существенно уступают им по запасам. Это свидетельствует, что

нефтегазоносность Ямала в первую очередь контролируется структурным фактором.

Примечательно, что для месторождений 2-й группы доля суммарных запасов газа по отдельным НГК увеличивается от 3–6 % для альбсеноманского и аптского комплексов до 16 % в неокоме. Это обусловлено уменьшением влияния на нефтегазоносность структурного фактора в нижних частях разреза и увеличением влияния литологического. Отметим, что развитие неантиклинальных литологических залежей может быть связано с ачимовской толщей, которая предполагается в северо-восточной части Ямала, однако промышленных скоплений УВ здесь пока не установлено и вряд ли они будут обладать существенным ресурсным потенциалом [4]. В нижне-среднеюрском НГК открытые залежи УВ связаны только с крупными положительными тектоническими элементами; в пределах разбуренных структур, расположенных в других структурно-тектонических условиях, в юрской толще отмечались либо сухие объекты, либо полупромышленные притоки, что связано с развитием «плотных коллекторов» в погруженных частях разреза [4].

Проведенные исследования позволили схематично представить перспективы нефтегазоносности всего Ямальского региона, в том числе дать качественный прогноз перспектив неразбуренной акватории южной части Карского моря (рис. 2). Высокоперспективные земли (I категории) на Ямале отнесены к крупным тектоническим элементам (Нурминскому мегавалу, Южно-Ямальскому и Малыгинскому валам, Тамбейской зоне поднятий), которые хорошо выделяются по основным отражающим сейсмическим горизонтам («Г», «М», «Б»). Перспективные земли II и III категорий отнесены к различным по морфологии и размеру структурным осложнениям на погружениях крупных элементов, выраженность которых прослеживается менее уверенно. Малоперспективные и бесперспективные земли отнесены к районам моноклиналей и впадин.

По аналогии с прилегающей сушей п-ова Ямал основные перспективы акватории в отношении присутствия газа связаны с альбсеноманским и аптским НГК [1]. Таким образом, структурная выраженность по этим сейсмическим поверхностям выступает в качестве основного фактора прогноза газоносности акватории. Неокомский и юрский НГК в связи с прогнозируемой повышенной глинистостью

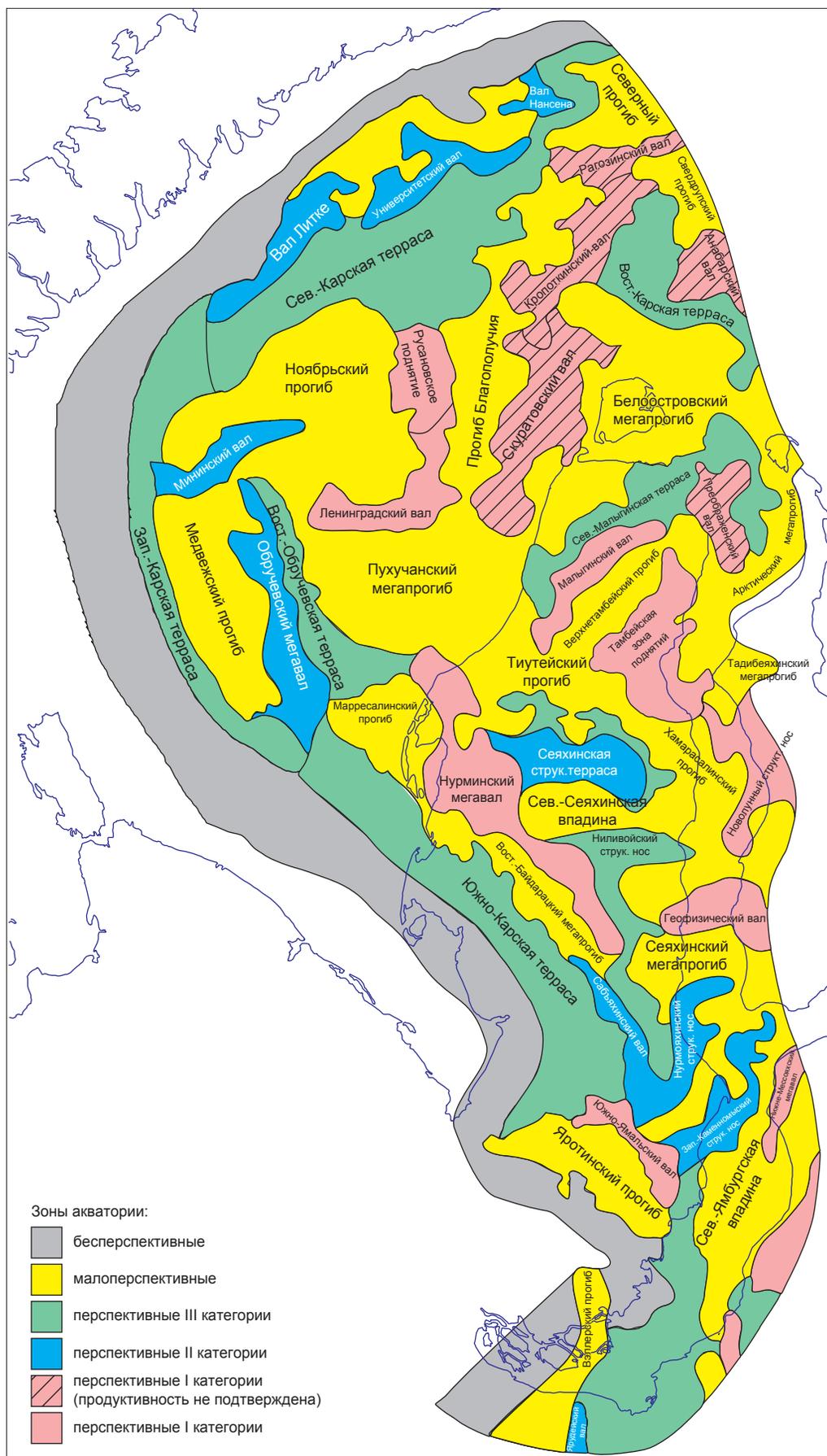


Рис. 2. Перспективы нефтегазоносности Ямалского региона

**Результаты оценки газового потенциала южной части Карского моря,  
млрд м<sup>3</sup> (ООО «Газпром ВНИИГАЗ», по состоянию на 01.01.2014)**

НГК	Запасы, ресурсы				
	Накопленная добыча	кат. А + В + С <sub>1</sub>	кат. С <sub>2</sub>	кат. С <sub>3</sub> + D <sub>1</sub>	НПР (НСП)
Альб-сеноманский	0,0	860,6	943,6	717,8	2522
Аптский	0,0	275,4	723,5	6240,0	7239
Неокомский	0,0	0,2	97,1	3005,1	3102
Среднеюрский	0,0	0,0	5,1	2256,3	2261
Нижнеюрский	0,0	0,0	0,0	258,4	258
Доюрский	0,0	0,0	0,0	889,3	889
Всего	0	1136	1769	13367	16272

нижней части разреза и большими глубинами залегания в центральной части акватории (4,0 км и более по гор. «Б») в целом будут обладать пониженным УВ-потенциалом.

Южная часть Карского моря приходится на крупнейшие в Западной Сибири региональные отрицательные структуры – Центрально- и Южно-Карскую мегадепрессии. Анализируя морфологические параметры структур акватории, можно сделать вывод, что основные положительные тектонические элементы обладают относительно меньшими размерами по сравнению с прилегающей сушей, особенно по верхнему альб-сеноманскому НГК. Наиболее крупные объекты прослеживаются только в пределах Ленинградского и Русановского валов, где уже открыты одноименные месторождения, а также Скуратовского и Кропоткинского валов. С этими зонами, очевидно, связаны основные перспективы газоносности.

Менее перспективными в плане газоносности представляются положительные элементы в пределах приподнятого западного и северо-западного обрамления мегавадин, при этом выделенные элементы могут обладать значительным нефтяным потенциалом по аналогии с Новопортовским месторождением, находящимся в схожих структурно-тектонических условиях – в пределах приподнятой периферийной части седиментационного бассейна. Таким образом, согласно структурно-тектоническому строению акватории, высокоперспективные (I категории) зоны занимают сравнительно небольшую часть от общей площади акватории (около 10 %), для сравнения – на Ямале этот показатель достигает 20 %.

Выявленные закономерности распределения перспектив нефтегазоносности Карского моря легли в основу оценки потенциальных ресурсов УВ его южной части. Оценка проводилась методом аналогий, в качестве эталонных

использовались участки, выделенные на п-ове Ямал с учетом их структурно-тектонического положения относительно подсчетных участков в Карском море.

В целом ресурсы свободного газа Карского моря составили 16,3 трлн м<sup>3</sup> (таблица), что почти в два раза меньше официальной оценки. Примечательно, что авторские оценки ресурсного потенциала суши Ямала и акватории в целом сопоставимы, однако с учетом того, что площадь акватории почти в два раза больше, можно сказать, что она обладает существенно меньшими перспективами газоносности по сравнению с прилегающей сушей.

\*\*\*

Таким образом, характер выявленной продуктивности в пределах прилегающей суши п-ова Ямал свидетельствует о преобладающей газоносности региона, основными НГК по ресурсам свободного газа выступают аптский и альб-сеноманский. Основу УВ-потенциала п-ова Ямал составляют месторождения, приуроченные к крупным высокоамплитудным структурам в осевой части валов и мегавалов. Относительно мелкие и малоамплитудные структуры на их погружении обладают, как правило, резко ограниченным потенциалом.

Данное обстоятельство необходимо учитывать при оценке ресурсного потенциала аналогичных перспективных объектов в пределах южной части Карского моря, структурная выраженность которых по основным отражающим сейсмическим горизонтам существенно ниже, чем на прилегающей суше п-ова Ямал, что может расцениваться как ограничивающий фактор при оценке перспектив нефтегазоносности большинства поднятий в пределах южной части Карского моря.

В пределах арктического шельфа РФ наиболее рентабельными могут считаться только

уникальные по запасам УВ месторождения, на изучение которых в первую очередь и должен быть направлен основной объем поисково-разведочных работ.

В настоящее время ПАО «Газпром» контролирует 12 лицензионных участков, расположенных в южной и центральной частях Карского моря, на двух из которых открыты Русановское и Ленинградское месторождения. Остальные участки не изучены поисковым бурением. Из оставшихся структур, выявленных в зоне деятельности компании, наиболее перспективными по морфологическим параметрам можно считать только четыре (Западно-Шараповскую, Скуратовскую, Харасавэй-море и Нярмейскую). Остальные перспективные объекты находятся в погруженных частях мегавпадины и представляют собой относительно небольшие по площади и амплитуде структуры, которые по аналогии с прилегающей сушей будут обладать пониженным УВ-потенциалом.

## Список литературы

1. Скоробогатов В.А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, В.Д. Копеев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 352 с.
2. Клещев К.А. Нефтяные и газовые месторождения России: справ. в 2 кн. / К.А. Клещев, В.С. Шеин. – М.: ВНИГНИ, 2010. – Кн. 2: Азиатская часть России. – 720 с.
3. Коваленко В.С. Арктические районы Западной Сибири: запасы и ресурсы углеводородов, проблемы поисков, разведки и освоения месторождений нефти и газа / В.С. Коваленко, В.А. Скоробогатов, А.В. Строганов // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазосности недр / под ред. Б.А. Соколова, Э.А. Абля. – М.: ГЕОС, 2002. – Кн. 1. – С. 233–237.
4. Соин Д.А. Особенности оценки потенциальных ресурсов углеводородов ачимовских и нижне-среднеюрских отложений северных районов Западной Сибири / Д.А. Соин, В.А. Скоробогатов, Е.Д. Ковалева // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 16–22.

## Features of oil-gas-bearing capacity of Yamal peninsular in respect to estimation of prospects for a southern part of Kara Sea

D.V. Lyugay<sup>1</sup>, D.A. Soin<sup>1\*</sup>, A.N. Skorobogatko<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Projektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

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

**Abstract.** Outlooks for oil-gas-bearing capacity of Yamal shelf and a southern part of Kara Sea within the framework of Southern-Kara offshore region are traditionally estimated as rather high. A wide stratigraphic range of industrial productivity in a sedimentary cover is forecasted from Cenomanian to Lower-Jurassic deposits including a zone of contact with pre-Jurassic rocks. Current official estimation of initial total resources expects discovery of many gas-reserve-unique fields within this aquatory. But the character of revealed oil-gas presence within the margins of adjacent Yamal peninsular lands makes treat such prospects with caution.

The main body of Yamal hydrocarbon potential is constituted by fields, coinciding with huge high-amplitude structures (swells and mega-swells) in its axial parts. Respectively small and low-amplitude structures along their down dip mainly have limited potential. This fact should be taken into account when assessing resource potential of analogous prospective objects within the southern part of Kara Sea. In waters of Kara Sea structural intensity for main seismic horizons is essentially poorer than at adjacent lands. It could become a serious limiting factor in respect to evaluation of oil-gas-presence perspectives for most of positive structures.

Revealed patterns became a foundation for qualitative differentiation of named aquatory by levels of prospectivity, and quantitative assessment of gas resources. Results of auctorial calculations show that the southern part of Kara Sea in total could have less gas-bearing potential than adjacent Yamal lands.

**Keywords:** Yamal, Kara Sea, prospects for oil-gas presence, hydrocarbons, potential resources.

**References**

1. SKOROBOGATOV, V.A., L.V. STROGANOV, V.D. KOPEYEV. *Geological structure and gas-oil-bearing capacity of Yamal* [Geologicheskoye stroeniye i gazoneftenosnost Yamala]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2003. (Russ.).
2. KLESHCHEV, K.A. and V.S. SHEIN. *Oil and gas fields of Russia* [Neftyanyye i gazovyye mestorozhdeniya Rossii]: ref. in 2 bks. Moscow: All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI), 2010, bk. 2: Asian part of Russia. [Aziatskaya chast Rossii]. (Russ.).
3. KOVALENKO, V.S., V.A. SKOROBOGATOV, A.V. STROGANOV. Arctic regions of Western Siberia: hydrocarbon reserves and resources, issues of search, prospecting and exploration of oil and gas fields [Arkticheskiye rayony Zapadnoy Sibiri: zapasy i resursy uglevodorodov, problem poiskov, razvedki i osvoyeniya mestorozhdeniy nefiti i gaza]. In: *New ideas in geology and geochemistry of oil and gas. To creation of a general theory for oil-gas-bearing capacity of depths* [Novyye idei v geologii i geokhimii nefiti i gaza. K sozdaniyu obshchey teorii neftegazonosnosti neдр]. Eds. B.A. Sokolov, E.A. Abl. Moscow: GEOS, 2002, bk. 1, pp. 233–237. (Russ.).
4. SOIN, D.A., V.A. SKOROBOGATOV, Ye.D. KOVALEVA. Peculiarities in estimating of potential hydrocarbon resources of Achim and Lower-Middle-Jurassic deposits at northern regions of Western Siberia [Osobennosti otsenki potentsialnykh resursov uglevodorodov achimovskikh i nizhne-sredneyurskikh otlozheniy severnykh rayonov Zapadnoy Sibiri]. *Vesti gazovoy nauki*: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia [Problemy resursnogo obespecheniya gazodobyvayushchikh regionov Rossii]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, no. 1(25), pp. 16–22. ISSN 2306-8949. (Russ.).