DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-26-33 УДК 553.98 I Научная статья

Оценка перспектив нефтегазоносности доюрских и нижне-среднеюрских отложений полуостровов Ямал и Гыдан

Зинатуллина Л.И.
Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
zinatullina@ipng.ru

Аннотация
В статье приведены результаты дифференцированной вероятностной многокритериальной оценки перспектив нефтегазоносности нижне-среднеюрских и доюрских отложений по 47 перспективным объектам, расположенным на севере Западной Сибири.

Материалы и методы
Использованы геолого-геохимические материалы по 47 месторождениям, расположенным на севере ЗСНГП: данные по строению исследуемой территории разреза и литолого-фациального состава разреза, данные ФЕС пород-коллекторов, а также геохимические показатели, такие как Сорг (%), стадия катагенеза, интенсивность эмиграции жидких углеводородов (УВ) (тыс. т/км^2), интенсивность генерации газообразных УВ (тыс. м^3/км^2).
Применен метод количественной (вероятностной) оценки перспектив нефтегазоносности слабоизученных нижне-среднеюрских и доюрских отложений на основе использования ряда геолого-геохимических параметров.

Ключевые слова
нефть, газ, перспективы нефтегазоносности, Западная Сибирь, доюрские и нижне-среднеюрские отложения, параметры продуктивности, полуостров Ямал, полуостров Гыдан

Для цитирования
Зинатуллина Л.И. Оценка перспектив нефтегазоносности доюрских и нижне-среднеюрских отложений полуостровов Ямал и Гыдан // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 26–33. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-26-33

Поступила в редакцию: 14.11.2022

UDC 553.98 I Original Paper

Estimation of the oil and gas potential of pre-Jurassic and lower- middle jurassic deposits of the Yamal and Gydan Peninsulas

Zinatullina L.I.
Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia
zinatullina@ipng.ru

Annotation
The article presents the results of a differentiated probabilistic multi-criteria assessment of the prospects for oil and gas potential of the Lower Middle Jurassic and pre-Jurassic deposits for 47 promising objects located in the north of Western Siberia.

Materials and methods
Geological and geochemical materials were used for 47 deposits located in the north of the West Siberian oil and gas province: data on the structure of the study area of the section and the lithofacies composition of the section, data on the FES filtration-volumetric parameters of reservoir rocks, as well as geochemical indicators such as TOC (%), stage of catagenesis, intensity emigration of liquid hydrocarbons (thousand tons/km^2), intensity of generation of gaseous hydrocarbons (thousand m^3/km^2).
The method of quantitative (probabilistic) assessment of the oil and gas potential of poorly studied lower- middle jurassic Jurassic and pre-Jurassic deposits based on the use of several geological and geochemical parameters has been applied.

Keywords
oil, gas, oil and gas prospects, Western Siberia, pre-Jurassic and Lower-lower- middle jurassic deposits, productivity parameters, Yamal and Gydan Peninsulas

For citation
Zinatullina L.I. Estimation of the oil and gas potential of pre-Jurassic and lower- middle jurassic deposits of the Yamal and Gydan Peninsulas. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 26–33. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-26-33

Received: 14.11.2022

Введение

На исследуемой территории, несмотря на большой объем поискового бурения, очень мало скважин, вскрывших нижне-среднеюрские и доюрские отложения. Глубокие горизонты севера Западной Сибири на сегодняшний день являются наименее изученными в регионе. Данные отложения обладают значительным ресурсным потенциалом и перспективны для открытия новых, в том числе крупных по запасам, месторождений УВ.

Геологическое строение и нефтегазоносность глубоких горизонтов в регионе изучались И.И. Нестеровым, А.Э. Конторовичем, В.С. Бочкаревым, А.М. Брехунцовым, А.Н. Дмитриевским, И.А. Плесовских, В.А. Скоробогатовым, Б.В. Монастыревым, А.Д. Дзюбло, В.Л. Шустером и другими. Вопрос о перспективности этого интервала остается открытым. Автором предпринята попытка оценить перспективы нефтегазоносности отложений глубоких горизонтов на современном уровне изученности.

На севере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в верхней, преимущественно меловой, части разреза установлена региональная газоносность. Поставлена задача исследовать перспективы нефтегазоносности нижнего этажа — нижне-среднеюрских и палеозойских отложений.

Для оценки перспектив нефтегазоносности глубоких горизонтов использован следующий набор геологических параметров: оцениваются свойства пород-коллекторов, пород-флюидоупоров, их литолого-фациальная характеристика, фильтрационно-емкостные свойства и геохимические показатели, такие как Сорг (%), стадия катагенеза, интенсивность эмиграции жидких УВ (тыс. т/км^2), интенсивность генерации газообразных УВ (тыс. м^3/км^2). Геохимическими параметрами оценивается нефтегазообразующий потенциал разреза (исследуемого интервала — нижнеюрские и доюрские отложения).

В проведенных исследованиях для оценки перспектив нефтегазоносности использованы следующие параметры: тип полученного притока, возрастной интервал притока, благоприятность тектонического положения, благоприятность литолого-фациальных особенностей разреза, плотность нефтегазовых

Рис. 1. Обзорная карта исследуемого региона
Fig. 1. Overview map of the region under study

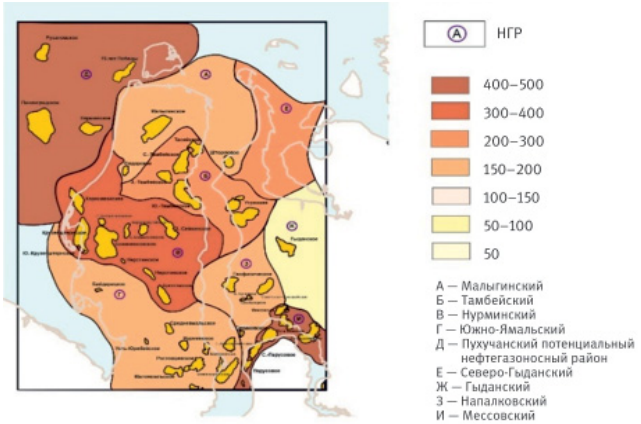

Рис. 4. Схема плотности геологических ресурсов (составлена Л.И. Зинатуллиной по материалам [2, 5] 2022 г.)
Fig. 4. Diagram of the density of geological resources (compiled by L.I. Zinatullina based on materials [2, 5] 2022)

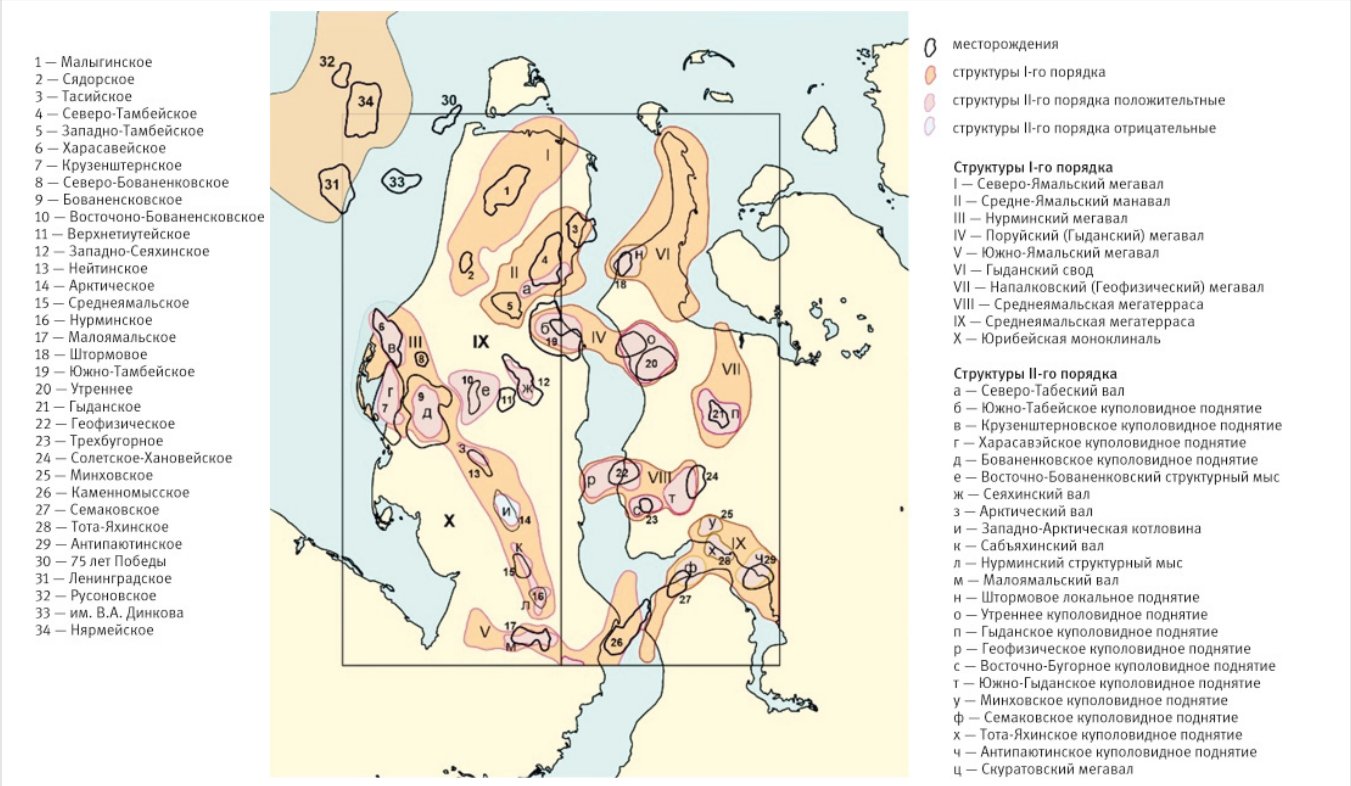

Рис. 2. Схема тектонических элементов (составлена Л.И. Зинатуллиной по материалам [1–5] 2022 г.)
Fig. 2. Scheme of tectonic elements (compiled by L.I. Zinatullina based on materials [1–5] 2022)

Табл. 1. Фактические данные по месторождениям (составлена Л.И. Зинатуллиной по материалам [6, 9, 11] 2022 г.)
Tab. 1. Actual data on deposits (compiled by L.I. Zinatullina based on materials [6, 9, 11] 2022)

№ объекта на карте	Месторождение	Критерий										
		Тип полученного притокаУВ	Возрастной интервал притока УВ	Степень благоприятности объекта с тектонической позиции	Степень благоприятности по литолого-фациальной пзиции, м	Плотность ресурсов тыс.т/км^2	Содержание Сорг в породах, %	Стадия катагенеза	Открытая пористость, %	Проницаемость, п*10-15	Интенсивность эмиграции жидких УВ (тыс.т/км^2)	Интенсивность генерации газообразных УВ (тыс.м^3/км^2)
		1	2	4	5	6	8	9	10	11	12	13
Южная акватория Карского моря (Северо-Ямальская НГО)												
1	75 лет Победы	Г	$К_{1-2}/ХМ_{6-7}$ $ХМ_{8-9}$	В прогибах и моноклиналях	70–150	500–600	1,5–2,0	ГЗН/$МК_3$	23	?	1 000–2 000	1 000–2 000
2	Ленинградское	ГК	$К_1/А_1$	На валах и сводах	70–150	500–600	1,5–2,0	ГЗГ/$МК_4$	25	?	1 000–2 000	1 000–2 000
3	Русановское	ГК	$К_1/А_7$	На валах и сводах	70–150	500–600	1,5–2,0	ГЗН/$МК_3$	21	?	1 000–2 000	1 000–2 000
4	им. В.А. Динкова	ГК	$К_1/ПК_1$ $ПК_5$ $К_2/ПК_{7-9}$ $ХМ_{6-7}$ $ХМ_{8-9}$ $ТП_{1-9}$	На валах и сводах	70–150	500–600	1,5–2,0	ГЗН/$МК_3$	?	?	1 000–2 000	1 000–2 000
5	Нярмейское	Г	$К_2/ПК_{1-3}$	В прогибах и моноклиналях	70–150	500–600	1,5–2,0	ГЗГ/$МК_4$	?	?	1 000–2 000	1 000–2 000
Полуостров Ямал (Ямальская НГО)												
6	Малыгинское	ГК	$J_{1-2}/Ю_{2-3}$, $Ю_{6-7}$	На валах и сводах	150–300	500–600	1,1	ГЗН/$МК_3$	14–15	?	1 000–2 000	1 000–2 000
7	Тасийское	ГК, Г	$К_1/БЯ_{10-12}$	На валах и сводах	70–150	‹ 400	1,2	ГЗН/$МК_2$	14–16	?	1 000–2 000	1 000–2 000
8	Западно-Тамбейское	ГК	$J_2/Ю_{6-7}$	Между валами и сводами	70–150	‹ 400	0,96	ГЗН/$МК_2$	15	?	1 000–2 000	1 000–2 000
9	Северо-Тамбейское	ГК	$J_2/Ю_2$	На валах и сводах	150–300	400–500	1,1	ГЗН/$МК_1$	15	?	1 000–2 000	1 000–2 000
10	Сядорское	Г	$К_2/ПК_1$	На валах и сводах	70–150	‹ 400	1,1	ГЗН/$МК_2$	29	?	1 000–2 000	1 000–2 000
11	Южно-Тамбейское	ГК	$К_1/ТП_{16-26}$	На валах и сводах	150–300	‹ 400	0,84	ГЗН/$МК_2$	16–18	?	1 000–2 000	1 000–2 000
12	Харасавейское	ГК	$J_2/Ю_2$ $J_1/Ю_3$	На валах и сводах	70–150	400–500	1,85	ГЗН/$МК_2$	15	?	500–1 000	500–1 000
13	Крузенштернское	ГК	$К_1/БЯ_2$	На валах и сводах	150–300	400–500	1,6	ГЗН/$МК_2$	18	?	500–1 000	500–1 000
14	Южно-Крузенштернское	Г	К1/ТП9	На валах и сводах	150–300	400–500	1,5	ГЗН/$МК_2$	22	?	500–1 000	500–1 000
15	Северо-Бованенковское	Г	$К_1/ТП_1$	На валах и сводах	150–300	500–600	1,8	ГЗГ/$МК_4$	26	?	500–1 000	500–1 000
16	Восточно-Бованенсковское	Г	$К_2$, $J_{1-2}/ПК_1$, PZ	На валах и сводах	70–150	500–600	1,9	ГЗН/$МК_3$	30	?	500–1 000	500–1 000
17	Верхне-Тиутейское	Г	$К_2/ПК_1$	Между валами и сводами	70–150	‹ 400	1,9	ГЗН/$МК_2$	33	?	500–1 000	500–1 000
18	Бованенсковское	ГК	$J_2/Ю_{2-3}$ $J_1/Ю_{6-7}$ $J_1/Ю10$ $J_1/Ю_{12}$, PZ	На валах и сводах	150–300	500–600	0,95	ГЗН/$МК_2$	15	0,5–2,9	500–1 000	500–1 000
19	Западно-Сеяхинское	ГК	$К_1/БЯ_{5-9}$	На валах и сводах	70–150	‹ 400	0,77	ГЗН/$МК_2$	16	?	500–1 000	500–1 000
20	Нерстинское	Г	$К_2/ПК_1$	В прогибах и моноклиналях	70–150	‹ 400	0,87	ГЗН/$МК_3$	28	?	500–1 000	500–1 000
21	Байдарацкое	ГК	$К_1/БЯ_4$	В прогибах и моноклиналях	70–150	‹ 400	0,83	ГЗН/$МК_1$	20	?	150–500	150–500
22	Нейтинское	ГК	$К_1/ТП_{26}$	Между валами и сводами	70–150	‹ 400	0,75	ГЗН/$МК_1$	20	136	150–500	150–500
23	Арктическое	Н	$К_1/БЯ_{10}$	На валах и сводах	70–150	400–500	0,95	ГЗН/$МК_2$	17–18	1	150–500	150–500
24	Среднеямальское	Н, ГК	$К_1/БЯ_{10-12}$	На валах и сводах	70–150	‹ 400	0,82	ГЗН/$МК_1$	18–20	31	150–500	150–500
25	Нурминское	ГК	$К_1/ТП_{25}$	На валах и сводах	150–300	‹ 400	0,78	ГЗН/$МК_1$	21	?	150–500	150–500
26	Усть-Юрибейское	Г	$К_1/БЯ_{10}$	В прогибах и моноклиналях	70–150	‹ 400	0,71	ГЗН/$МК_1$	24	?	150–500	150–500
27	Хамбатейское	ГК	$К_1/БЯ_{18}$	На валах и сводах	70–150	‹ 400	0,91	ГЗН/$МК_2$	17	?	150–500	150–500
28	Ростовцевское	Н	$К_1/НП_{4-7}$	На валах и сводах	150–300	‹ 400	0,78	ГЗН/$МК_1$	20	6	150–500	150–500
29	Новопортовское	НГК, ГК	PZ, $J_{1-2\ тюм}$, $Ю_{1-2}$	На валах и сводах	150–300	500–600	2	ГЗН/$МК_1$	18	24	150–500	150–500
30	Малоямальское	ГК	$J_2/Ю_{2-4}$	На валах и сводах	150–300	500–600	0,81	ГЗН/$МК_1$	18	?	150–500	150–500
Обская губа (Ямальская НГО, Гыданская НГО)												
31	Северо-Каменномысское	ГК	$К_2/ТП_{26}$	На валах и сводах	70–150	‹ 400	0,91	ГЗН/$МК_2$	18	?	150–500	150–500
32	Каменномысское	Г	$К_2/ПК_1$	На валах и сводах	70–150	‹ 400	0,83	ГЗН/$МК_2$	28	?	150–500	150–500
33	Каменномысское-море	Г	$К_2/ПК$	На валах и сводах	70–150	‹ 400	0,82	ГЗН/$МК_2$	32	?	150–500	150–500
34	Штормовое	Г	$К_1/ПК_{10}$	На валах и сводах	150–300	400–500	1,2	ГЗН/$МК_3$	21	?	150–500	150–500
35	Утреннее	ГК	$К_1/БГ_8$	На валах и сводах	150–300	‹ 400	0,93	ГЗН/$МК_3$	20	?	500–1 000	500–1 000
36	Геофизическое	ГК	$J_2/Ю_2$	На валах и сводах	150–300	400–500	0,91	ГЗН/$МК_1$	20	?	500–1000	500–1 000
Полуостров Гыдан (Гыданская НГО)												
37	Гыданское	Г	$К_1/БГ_{12}$	На валах и сводах	150–300	500–600	0,94	ГЗН/$МК_1$	15	?	1 000–2 000	1 000–2 000
38	Солетское-Хановейское	ГК	$К_1/ТП_{16-20}$	На валах и сводах	70–150	‹ 400	0,82	ГЗН/$МК_2$	20	?	500–1000	500–1000
39	Восточно-Бугорное	Г	$К_1/ТП_5$	Между валами и сводами	70–150	‹ 400	0,71	ГЗН/$МК_3$	24	?	500–1 000	500–1 000
40	Трехбугорное	Г	$К_1/ТП_{21}$	На валах и сводах	70–150	‹ 400	0,85	ГЗН/$МК_3$	20	?	500–1000	500–1000
41	Минховское	Г	$К_1/ТП_{14}$	На валах и сводах	70–150	‹ 400	0,86	ГЗН/$МК_2$	20	?	500–1 000	500–1 000
42	Восточно-Минховское	Н, Г, ГК	$К_1/ТП_{4-5}$	Между валами и сводами	150–300	‹ 400	0,82	ГЗН/$МК_2$	24	?	500–1000	500–1000
43	Тота-Яхинское	Г	$К^2/ПК_1$	На валах и сводах	70–150	‹ 400	0,86	ГЗН/$МК_2$	33	?	500–1 000	500–1 000
44	Антипаютинское	Г	$К_2/ПК_1$	На валах и сводах	70–150	‹ 400	0,84	ГЗН/$МК_1$	30	?	500–1000	500–1000
45	Семаковское	Г	$К_2/ПК_1$	На валах и сводах	70–150	‹ 400	0,81	ГЗН/$МК_2$	29	?	500–1 000	500–1 000
46	Северо-Парусовое	Г	$К_1/ТП_4$	Между валами и сводами	70–150	‹ 400	0,81	ГЗГ/$МК_4$	27	?	500–1000	500–1000
47	Парусовое	Н	$К_1/БУ_3$	На валах и сводах	70–150	400–500	0,83	ГЗН/$МК_3$	16	56	500–1 000	500–1 000

геологических ресурсов, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов, а также геохимические параметры, характеризующие нефтегазогенерационный потенциал (рис. 2–6).

На основе собранных данных по перечисленным параметрам была составлена таблица фактического материала (табл. 1).

Наличие извлеченной нефти на исследуемых объектах выводится на первое место, так как сегодня поставлена задача по максимизации добычи нефти, поэтому в первую очередь максимальная оценка присвоена тем месторождениям, где уже получен приток нефти.

Определение возрастного интервала полученного притока позволяет выявить, насколько вероятна добыча УВ из горизонтов, залегающих на больших глубинах.

Благоприятными тектоническими условиями при формировании УВ скоплений в глубоких горизонтах характеризуются валы, куполовидные поднятия структуры, осложненные тектоническими нарушениями.

Известно, что для обоснования выбора направлений и районов поисков крупных и крупнейших зон концентрации ресурсов нефти и газа большое значение имеют палеотектонические реконструкции. По результатам проведенного палеотектонического анализа определено, что территория развивалась унаследовано, а устойчивое прогибание территории создало благоприятные условия для нефтегазообразования, в свою очередь, последующие тектонические процессы создали хорошие условия для нефтегазонакопления.

Приведенная схема (рис. 2) использована для оценки благоприятных условий для нефтегазообразования по тектоническому фактору.

Литолого-фациальный анализ позволил выделить в исследуемом интервале разреза наиболее перспективные зоны с точки зрения распространения по площади пород-коллекторов, пород-флюидоупоров и пород, обладающих нефтегазоматеринскими свойствами. Так, в нижне-среднеюрских отложениях выделяется ряд толщ, способных потенциально генерировать УВ. Такими толщами являются: абалакская ($J_{2\text{-}3}$ab), гольчихинская (J_2-K_1gl), распространенная в Гыданской НГО, леонтьевская (J_2ln) и лайдинская (J_2ld) — только на п-ве Гыдан, так как мощности толщ на полуострове Ямал недостаточно для реализации генерационного потенциала, а также китербютская (K_1kt) и левинская (K_1lv).

В интервале разреза к толщам с хорошим коллекторским потенциалом относятся: малышевская (J_2 ml), вымская (J_2 vm), надояхская ($J_{1\text{-}2}$ nd), шараповская (J_1 sp) и зимняя (J_1 zm) (рис. 3).

На исследуемой территории структура начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти и газа достаточно благоприятна для развития нефтегазопоисковых работ (рис. 4).

Проведенный анализ данных по фильтрационно-емкостным свойствам продуктивных горизонтов нижне-среднеюрских отложений свидетельствует о неравномерном распределении по площади значений пористости и проницаемости. Так, значения открытой пористости варьируют в малышевском комплексе от 7 до 24 %, в вымском от 10 до 15 % и в джангодском от 5 до 15 % (рис. 3). Проницаемость в целом по всему исследуемому интервалу низкая — от 0,5 до 2 мД и с глубиной уменьшается. В нижнеюрском комплексе и в отложениях палеозоя данных

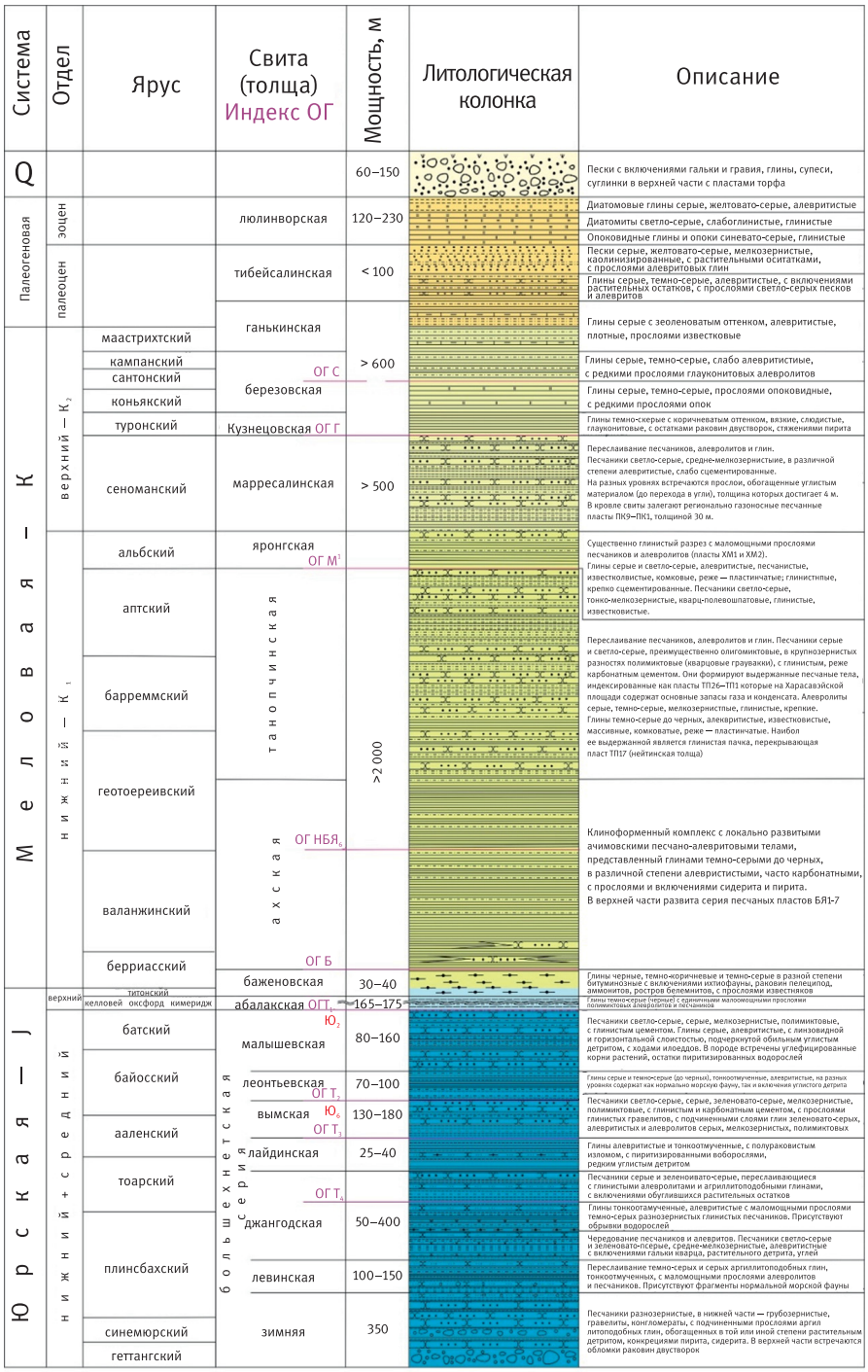

Рис. 3. Сводный литолого-стратиграфический разрез исследуемой территории
Fig. 3. Consolidated lithological and stratigraphic section of the study area

по определению открытой пористости и проницаемости нет [3–5, 10, 7].

С позиции геохимического фактора, влияющего на условия нефтегазонакопления, благоприятным является: относительно высокое содержание Сорг (%), умеренная и достаточная катагенетическая прогретость недр и высокий реализованный генерационный потенциал.

По результатам проведенного анализа геолого-геохимических материалов по 47 перспективным объектам на Ямальском и Гыданском полуостровах и прилегающей акватории Карского моря в глубокозалегающих (нижне-среднеюрских, триасовых, палеозойских) отложениях проведена многокритериальная оценка перспектив нефтегазоносности по 11 геолого-геохимическим показателям, влияющим на формирование нефтегазовых скоплений и последующее ранжирование по степени перспективности на «слои» и по дополнительным показателям «очередность» в «слое». Для этого в геолого-математической программе «Выбор» по каждому из использованных параметров была дана оценка по построенным нами картам или по опубликованным материалам по каждому из 47 объектов (табл. 1–4).

После построения шкал всех критериев перед переходом к модельным расчетам необходимо определить группу основных (доминирующих) критериев, наиболее значимых для решения выбранной задачи и отражающих благоприятное воздействие использованных факторов на формирование скоплений нейти или газа.

Основу модели «Выбор» составляют программы «Слой» и «Доминанта», разработанные и реализованные во ВНИИСИ [6]. Первая программа позволяет на основе отобранных основных доминирующих показателей дифференцировать совокупность исследуемых объектов по значениям показателей на «слои» равнозначных по степени благоприятности объектов. Вторая программа — «Доминанта» — позволяет по дополнительным показателям выявить очередность ввода структур в поисково-разведочное бурение внутри «слоя» [6, 8].

На основе оценки по комплексу геолого-геохимических параметров вероятностные оценки перспектив нефтегазоносности распределились следующим образом.

В первом «слое» по нефтегазовой перспективности оказались следующие месторождения: Русановское, Северо-Тамбейское, Сядорское, Тасийское, Ленинградское, Гыданское, Бованенсковское, Восточно-Бованенсковское, Крузенштернское, Харасавейское, Южно-Крузенштернское, Малыгинское, Южно-Тамбейское, 75 лет Победы и им. В.А. Динкова, что говорит об их большей перспективности по сравнению со вторым и третьим «слоями» (табл. 4).

В результате проведенных модельных расчетов выявлены перспективные зоны по наиболее важным при формировании нефтегазоносных скоплений в глубокозалегающих отложениях геолого-геохимическим показателям. Таким образом, на территориях со слабой изученностью подобный подход к пониманию перспектив нефтегазоносности позволяет оценить направления поисково-разведочных работ и выявить первоочередные перспективные объекты.

Табл. 2. Вероятностная оценка геолого-геохимических параметров, являющихся наиболее значимыми факторами при формировании нефтегазового скопления
Tab. 2. Probabilistic assessment of geological and geochemical parameters, which are the most significant factors in the formation of an oil and gas accumulation

Параметры; номер расчетного параметра в таблице 2	Вероятности значений		
	1	0,9	0,8
Геолого-геофизические параметры			
Тип полученного притока УВ; 1	Нефть	Нефтегазо-конденсат	Газоконденсат, газ
Возрастной интервал притока УВ; 2	T+PZ Образования фундамента	J1-2	K1-2
Степень благоприятности по тектонической позиции; 3	На валах и сводах	Между валами и сводами	В прогибах и моноклиналях
Степень благоприятности по литолого-фациальной позиции; 4	Мощность продуктивных пластов 150-300м	Мощность продуктивных пластов 70-150м	‹ 70м
Плотность ресурсов тыс.т/км^2; 5	500–600	400–500	‹ 400
Степень благоприятности по позиции фильтрационно-емкостных свойств; 6, 7	kп= 9–23 %	kп= 5–9 %	kп= ‹ 5–4 %
	Kпр = ›1 мкм^2	Kпр = 0,01–1 мкм^2	Kпр = ‹ 0,01 мкм^2
Геохимические параметры			
Стадия катагенеза; 8	ГЗН (МК1-МК2)	ГЗГ(МК2-МК3)	‹МК3(АК) и ‹ПК
Содержание Сорг в породах, %; 9	2,5–3,0	2,0–2,5	1,5–2,0
Интенсивность эмиграции жидких УВ (тыс.т/км^2); 10	1 000–2 000	500–1 000	150–500
Интенсивность генерации газообразных УВ (тыс.м^3/км^2); 11	› 500	250–500	100–250

Итоги

По результатам модельных расчетов на Ямальском и Гыданском полуостровах и в прилегающей акватории Карского моря в глубокозалегающих (нижне-среднеюрских, триасовых, палеозойских) отложениях по 47 объектам проведена многокритериальная оценка перспектив нефтегазоносности и локализованы наиболее перспективные зоны нефтегазонакопления и месторождения, в которых с высокой долей вероятности будут обнаружены нефтегазоконденсатные скопления. Перспективные объекты на сводах и валах приурочены к антиклинальным поднятиям. Эти перспективные объекты можно ожидать в основном на северо-западе изученной территории с продолжением в акваторию Карского моря. На полуострове Гыдан перспективной для обнаружения объектов в глубоких горизонтах может оказаться западная его часть.

Выводы

Опираясь на проведенные исследования глубокопогруженных нижне-среднеюрских и доюрских отложений, можно сделать вывод о том, что обнаружение скоплений нефти и газа в глубоких горизонтах изученной территории и акватории весьма вероятно.

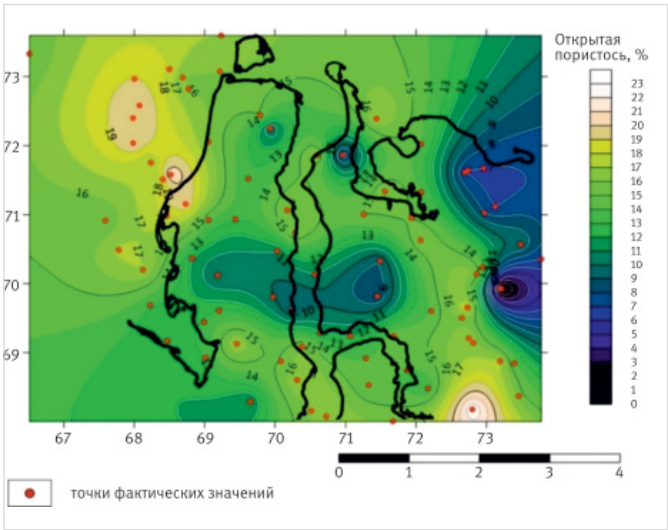

Рис. 5. Карта распределения значений открытой пористости (%) в нижне-среднеюрских отложениях (составлена Л.И. Зинатуллиной по материалам [2, 4] 2022 г.)
Fig. 5. Distribution map of open porosity (%) values in Lower-Middle Jurassic deposits (compiled by L.I. Zinatullina based on materials [2, 4] 2022)

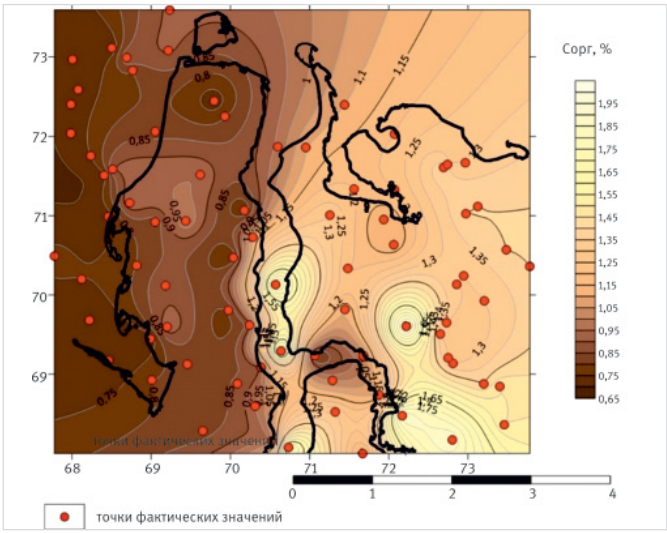

Рис. 6. Карта распределения Сорг (%) в нижне-среднеюрских отложениях (составлена Л.И. Зинатуллиной по материалам [2, 4, 7] 2022 г.)
Fig. 6. Distribution map of TOC (%) in the Lower-Middle Jurassic deposits (compiled by L.I. Zinatullina based on materials [2, 4, 7] 2022)

Табл. 3. Вероятностные значения 11 параметров по 47 месторождениям для выбора очередности ввода первоочередных объектов в поисково-разведочное бурение в нижне-среднеюрских и доюрских отложениях
Tab. 3. Probabilistic values of 11 parameters for 47 fields to select the order of putting priority objects into exploration drilling in the Lower-Middle Jurassic and pre-Jurassic deposits

№ объекта на карте	Месторождение	Критерий											Расчет по параметрам					
		Тип полученного притока УВ	Возрастной интервал притока УВ	Степень благоприятности объекта с тектонической позиции	Степень благоприятности по литологофациальной позиции, м	Плотность ресурсов тыс. т/км^2	Открытая пористость, %	Проницаемость	Содержание Сорг в породах, %	Стадия катагенеза	Интенсивность эмиграции жидких УВ (тыс. т/км^2)	Интенсивность генерации газообразных УВ (тыс. м^3/км^2)	Вар. 1	Вар. 2	Вар. 3	Вар. 4	Вар. 5	Вар. 6
													Все (1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11)	(1,3,4,6,7,8,9,10,11)	(1,3,9)	(3,6,8)	(1,8,10)	(3,8,11)
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	Результаты расчетов по параметрам (6 вариантов)					
Южная акватория Карского моря (Северо-Ямальская НГО)																		
1	75 лет Победы	0,8	0,8	0,8	1	1	1	0,8	1	0,9	1	1	0,37	0,46	0,58	0,80	0,80	0,80
2	Ленинградское	0,8	0,8	1	1	1	1	0,8	1	0,8	1	1	0,41	0,51	0,64	1,00	1,00	1,00
3	Русановское	0,8	0,8	1	1	1	1	0,8	1	0,9	1	1	0,46	0,58	0,72	1,00	1,00	1,00
4	им. В.А. Динкова	0,8	0,8	1	1	1	0,8	0,8	1	0,9	1	1	0,37	0,46	0,72	1,00	1,00	1,00
5	Нярмейское	0,8	0,8	0,8	1	1	0,8	0,8	1	0,8	1	1	0,26	0,33	0,51	0,80	0,80	0,80
Полуостров Ямал (Ямальская НГО)																		
6	Малыгинское	0,8	0,9	1	0,9	1	1	0,8	0,9	0,9	1	1	0,42	0,47	0,72	0,90	0,72	1,00
7	Тасийское	0,8	0,8	1	0,9	0,8	1	0,8	0,9	1	1	1	0,33	0,52	0,80	0,72	0,72	1,00
8	Западно-Тамбейское	0,8	0,9	0,9	0,9	0,8	1	0,8	0,8	1	1	1	0,30	0,41	0,72	0,58	0,64	0,90
9	Северо-Тамбейское	0,8	0,9	1	0,9	0,9	1	0,8	0,9	1	1	1	0,42	0,52	0,80	0,81	0,72	1,00
10	Сядорское	0,8	0,8	1	0,9	0,8	1	0,8	0,9	1	1	1	0,33	0,52	0,80	0,72	0,72	1,00
11	Южно-Тамбейское	0,8	0,8	1	0,9	0,8	1	0,8	0,8	1	1	1	0,29	0,46	0,80	0,64	0,64	1,00
12	Харасавейское	0,8	0,9	1	0,9	0,9	1	0,8	1	1	0,9	0,9	0,38	0,47	0,80	0,90	0,72	0,81
13	Крузенштернское	0,8	0,8	1	0,9	0,9	1	0,8	1	1	0,9	0,9	0,34	0,47	0,80	0,90	0,72	0,81
14	Южно-Крузенштернское	0,8	0,8	1	0,9	0,9	1	0,8	1	1	0,9	0,9	0,34	0,47	0,80	0,90	0,72	0,81
15	Северо-Бованенковское	0,8	0,8	1	0,9	1	1	0,8	1	0,8	0,9	0,9	0,30	0,37	0,64	1,00	0,72	0,81
16	Восточно-Бованенсковское	0,8	1	1	1	1	1	0,8	1	0,9	0,9	0,9	0,47	0,47	0,72	1,00	0,72	0,81
17	Верхне-Тиутейское	0,8	0,8	0,9	0,9	0,8	1	0,8	1	1	0,9	0,9	0,27	0,42	0,72	0,72	0,72	0,73
18	Бованенсковское	0,8	0,9	1	1	1	1	0,9	0,8	1	0,9	0,9	0,42	0,47	0,80	0,80	0,58	0,81
19	Западно-Сеяхинское	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,9	0,9	0,21	0,33	0,80	0,64	0,58	0,81
20	Нерстинское	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,15	0,24	0,58	0,51	0,58	0,65
21	Байдарацкое	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	0,13	0,21	0,64	0,51	0,51	0,51
22	Нейтинское	0,8	0,8	0,9	0,8	0,8	1	0,9	0,8	1	0,8	0,8	0,17	0,27	0,72	0,58	0,51	0,58
23	Арктическое	1	0,8	1	0,8	0,9	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	0,24	0,33	1,00	0,72	0,64	0,64
24	Среднеямальское	0,9	0,8	1	0,9	0,8	1	0,9	0,8	1	0,8	0,8	0,24	0,37	0,90	0,64	0,58	0,64
25	Нурминское	0,8	0,8	1	0,9	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	0,19	0,29	0,80	0,64	0,51	0,64
26	Усть-Юрибейское	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	0,13	0,21	0,64	0,51	0,51	0,51
27	Хамбатейское	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	0,17	0,26	0,80	0,64	0,51	0,64
28	Ростовцевское	1	0,8	1	0,9	0,8	1	0,9	0,8	1	0,8	0,8	0,27	0,41	1,00	0,64	0,64	0,64
29	Новопортовское	0,9	1	1	0,9	1	1	1	0,9	1	0,8	0,8	0,47	0,47	0,90	0,90	0,65	0,64
30	Малоямальское	0,8	0,9	1	0,9	1	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	0,27	0,29	0,80	0,80	0,51	0,64
Обская губа (Ямальская НГО, Гыданская НГО)																		
31	Северо-Каменномысское	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	0,17	0,26	0,80	0,64	0,51	0,64
32	Каменномысское	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	0,17	0,26	0,80	0,64	0,51	0,64
33	Каменномысское-море	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	0,17	0,26	0,80	0,64	0,51	0,64
34	Штормовое	0,8	0,8	1	0,9	0,9	1	0,8	1	1	0,8	0,8	0,27	0,37	0,80	0,90	0,64	0,64
35	Утреннее	0,8	0,8	1	1	0,8	1	0,8	0,8	0,9	0,8	0,8	0,19	0,29	0,72	0,64	0,51	0,64
36	Геофизическое	0,8	0,9	1	1	0,9	1	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,30	0,37	0,72	0,72	0,58	0,81
Полуостров Гыдан (Гыданская НГО)																		
37	Гыданское	0,8	0,8	1	1	1	1	0,8	0,8	1	1	1	0,41	0,51	0,80	0,80	0,64	1,00
38	Солетское-Хановейское	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,9	0,9	0,21	0,33	0,80	0,64	0,58	0,81
39	Восточно-Бугорное	0,8	0,8	0,9	0,8	0,8	1	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,17	0,27	0,65	0,58	0,58	0,73
40	Трехбугорное	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,19	0,30	0,72	0,64	0,58	0,81
41	Минховское	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,9	0,9	0,21	0,33	0,80	0,64	0,58	0,81
42	Восточно-Минховское	0,9	0,8	0,9	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,9	0,9	0,21	0,34	0,81	0,58	0,65	0,73
43	Тота-Яхинское	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,9	0,9	0,21	0,33	0,80	0,64	0,58	0,81
44	Антипаютинское	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,9	0,9	0,21	0,33	0,80	0,64	0,58	0,81
45	Семаковское	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	0,9	0,9	0,21	0,33	0,80	0,64	0,58	0,81
46	Северо-Парусовое	0,8	0,8	0,9	0,8	0,8	1	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,15	0,24	0,58	0,58	0,58	0,73
47	Парусовое	0,8	0,8	1	0,8	0,9	1	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	0,24	0,34	0,72	0,72	0,58	0,81

Табл. 4. Вероятностные оценки перспектив нефтегазоносности исследуемых объектов
Tab. 4. Probabilistic estimates of the prospects for oil and gas potential of the studied objects

«Слой» – «Доминанта»					
Наиболее перспективный слой объектов		Второй слой объектов		Третий слой объектов	
Вероятность (0,58–0,46)		Вероятность (0,45– 0,33)		Вероятность (0,32–0,21)	
Русановское	0,58	Верхне-Тиутейское	0,42	Штормовое	0,37
Северо-Тамбейское	0,52	Западно-Тамбейское	0,41	Трехбугорное	0,30
Сядорское	0,52	Ростовцевское	0,41	Нурминское	0,29
Тасийское	0,52	Геофизическое	0,37	Утреннее	0,29
Ленинградское	0,51	Северо-Бованенковское	0,37	Малоямальское	0,29
Гыданское	0,51	Среднеямальское	0,37	Восточно-Бугорное	0,27
Бованенсковское	0,47	Восточно-Минховское	0,34	Нейтинское	0,27
Восточно-Бованенсковское	0,47	Антипаютинское	0,33	Хамбатейское	0,26
Крузенштернское	0,47	Минховское	0,33	Северо-Каменномысское	0,26
Харасавейское	0,47	Семаковское	0,33	Каменномысское	0,26
Южно-Крузенштернское	0,47	Тота-Яхинское	0,33	Каменномысское-море	0,26
Малыгинское	0,47	Арктическое	0,33	Северо-Парусовое	0,24
Новопортовское	0,47	Западно-Сеяхинское	0,33	Парусовое	0,24
Южно-Тамбейское	0,46	Нярмейское	0,33	Нерстинское	0,24
75 лет Победы	0,46	Солетское-Хановейское	0,33	Байдарацкое	0,21
им. В.А. Динкова	0,46			Усть-Юрибейское	0,21

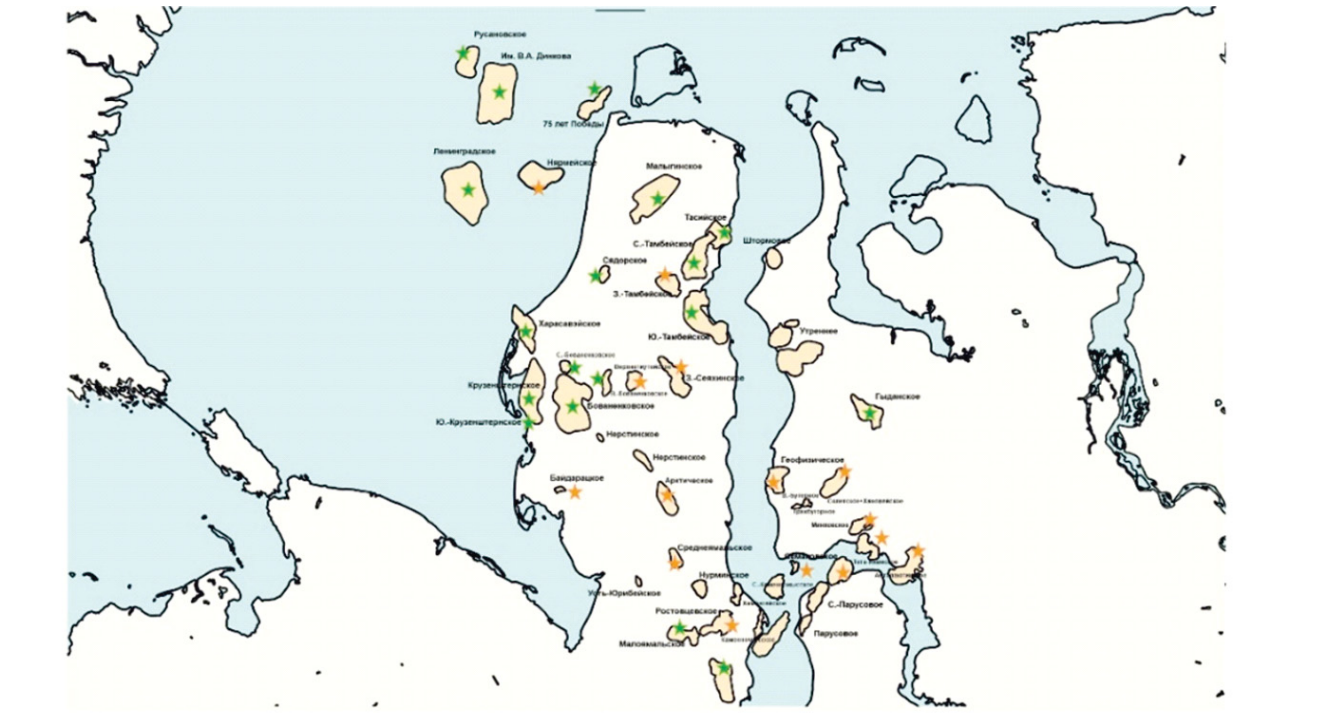

Рис. 7. Локализация наиболее перспективных зон и месторождений УВ по результатам модельных расчетов
Fig. 7. Localization of the most promising zones and hydrocarbon deposits based on the results of model calculations

Литература

1. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П. и др. Геолого-тектонические модели севера Западной Сибири и проблема поиска залежей УВ в глубоких горизонтах // Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геологоразведочных работ. Пермь, 2000. С. 201–202.
2. Бурштейн Л.М., Высоцкий В.И., Габриэцянц Г.А. и др. Карта нефтегазоносности территории Российской Федерации по состоянию на 01.01.2017. Масштаб 1:5 000 000. Составители: А.П. Афанасенков, А.М. Брехунцов. Главный редактор: П.Н. Мельников. Москва: ФГБУ «ВНИГНИ», 2021.
3. Дзюбло А.Д., Маслов В.В., Сидоров В.В., Шнип О.А. Прогноз и оценка углеводородного потенциала меловых и юрских отложений шельфа Карского моря по результатам геологоразведочных работ // SOCAR Proceedings Special. 2021. № 2. С. 141–148.
4. Зинатуллина Л.И. Формирование базы геолого-геофизических и геохимических данных для оценки перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих отложений Ямальского полуострова // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 2. С. 10–13.
5. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. 352 с.
6. Швембергер Ю.Н., Шустер В.Л., Меркулова О.Н. Многокритериальность и выбор альтернативы в поисково-разведочных работах на нефть и газ. М.: Геоинформцентр, 2003. 48 с.
7. Шишкин М.А., Файбусович Я.Э., Шкарубо С.И., Назаров Д.В. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Западно-Сибирская. Лист R-42 – п-ов Ямал. Объяснительная записка. СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2015. 386 с.
8. Шустер В.Л., Зинатуллина Л.И. Особенности перспектив нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений Бованенковско-Харасавейского НГР Западной-Сибири // Экспозиция нефть газ. 2018. № 2. С. 18–20.
9. Шустер В.Л., Пунанова С.А. Методический подход к вероятностной количественной оценке перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих отложений севера Западной Сибири // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. № 3. 6 с.
10. Шустер В.Л., Пунанова С.А. Обоснование перспектив нефтегазоносности юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири // Георесурсы. 2016. Т. 18. № 4. Ч. 2. С. 337–345.
11. Шустер В.Л., Пунанова С.А. Перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири в нетрадиционных ловушках // Георесурсы. 2021. Т. 23. № 1. С. 30–41.

ENGLISH

Results

Based on the results of model calculations on the Yamal and Gydan Peninsulas and the adjacent waters of the Kara Sea in deep-seated (Lower-Middle Jurassic, Triassic, Paleozoic) deposits for 47 objects, a multi-criteria assessment of the prospects for oil and gas content was carried out and the most promising oil and gas accumulation zones and fields were localized, in which with a high proportion probability, oil and gas condensate accumulations will be discovered. Promising objects on domes and shafts are confined to anticlinal uplifts. These promising objects can be expected mainly in the north-west of the territory with a continuation into the Kara Sea. On the Gydan Peninsula, its western part may be promising for detecting objects in deep horizons.

Conclusions

Based on the analyzes performed, in the study of deep-immersed Lower-Middle Jurassic and pre-Jurassic deposits, it can be concluded that the detection of industrial oil and gas inflows in deep horizons is possible with a high degree of probability.

References

1. Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Deshchenya N.P., Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Deshchenya N.P. et al. Geological-tectonic models of the north of Western Siberia and the prospects of hydrocarbon deposits in deep horizons. Coll. papers: Criteria for assessing oil and gas content below industrially developed depths and determining priority areas for geological exploration. Perm, 2000, P. 201–202. (In Russ).
2. Burshtein L.M., Vysotsky V.I., Gabrietsyants G.A. et al. Editor-in-chief: Melnikov P.N. Map of oil and gas content of the territory of the Russian Federation as of 01/01/2017. Scale 1:5 000 000. Compiled by: Afanasenkov A.P., Brekhuntsov A.M., VNIGNI, Moscow, 2021. (In Russ).
3. Dzyublo A.D., Maslov V.V., Sidorov V.V., Shnip O.A. Forecast and assessment of hydrocarbon potential of cretaceous and jurassic deposits of the Kara sea shelf based on the results of geological exploration. SOCAR Proceedings Special, 2021, issue 2, P. 141–148. (In Russ).
4. Zinatullina L.I. Formation of a base of geological-geophysical and geochemical data for assessing the prospects of oil and gas potential of deep deposits of the Yamal peninsula. Exposition Oil Gas, 2020, issue 2, P. 10–13. (In Russ).
5. Skorobogatov V.A., Stroganov L.V., Kopeev V.D. Geological structure and gas and oil potential of Yamal. Moscow: Nedra-Businesscenter, 2003, 352 p. (In Russ).
6. Shvemberger Yu.N., Shuster V.L., Merkulova O.N. Multi-criteria and choice of alternatives in prospecting and exploration for oil and gas. Moscow: Geoinformtsentr, 2003, 48 p. (In Russ).
7. Shishkin M.A., Faibusovich Ya.E., Shkarubo S.I., Nazarov D.V. et al. State Geological Map of the Russian Federation. Scale 1:1,000,000 (third generation). Series West Siberian. Sheet R-42 - Yamal P. Explanatory note. St. Petersburg: Cartographic factory VSEGEI, 2015, 366 p. (In Russ).
8. Shuster V.L., Zinatullina L.I. Justification for the petroleum potential of the lower and mid jurassic sediments of the Bovanenkovo-Kharasaveisk petroleum province of the West Siberia. Exposition Oil Gas, 2018, issue 2, P. 18–20. (In Russ).
9. Shuster V.L., Punanova S.A. Methodical approach to the probable quantitative evaluation of the prospects of the oil and gas regional deposits of Northwestern Siberia. Actual problems of oil and gas, 2018, issue 3, 6 p. (In Russ).
10. Shuster V.L., Punanova S.A. Justification of the prospects for oil and gas potential of the Jurassic-Paleozoic deposits and formations of the basement of Western Siberia. Georesources, 2016, Vol. 18, issue 4, Part 2, P. 337–345. (In Russ).
11. Shuster V.L., Punanova S.A. Oil and gas potential of the deep-lying jurassic and pre-jurassic deposits of the North of Western Siberia in unconventional traps. Georesources, 2021, Vol. 23, issue 1, P. 30–41. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Зинатуллина Лилия Ильдаровна, младший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
Для контактов: zinatullina@ipng.ru

Zinatullina Liliya Ildarovna, junior research scientist, Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia
Corresponding author: zinatullina@ipng.ru