

УДК 553.044 (571.1)

КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РЕГИОНАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И АКВАТОРИИ КАРСКОГО МОРЯ

© 2017 г. | М.И. Эпов, Г.Г. Шемин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, Новосибирск, Россия,

EповMI@ipgg.sbras.ru; SheminGG@ipgg.sbras.ru

QUANTITATIVE FORECAST OF OIL-AND-GAS-BEARING CAPACITY OF REGIONAL JURASSIC SEDIMENTARY RESERVOIRS IN THE NORTH OF WEST SIBERIA AND IN THE KARA SEA

© 2017 | M.I. Eпов, G.G. Shemin

Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, Novosibirsk, Russia,

EповMI@ipgg.sbras.ru; SheminGG@ipgg.sbras.ru

Поступила 05.10.2016 г.

Принята к печати 20.06.2017 г.

Ключевые слова: резервуар; критерии нефтегазоносности; количественная оценка; нефть; газ; конденсат; ресурсы УВ; запасы; объекты нефтегазопоисковых работ.

В статье приведены результаты количественного прогноза нефтегазоносности оксфордского, батского, аален-байосского, тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского региональных резервуаров юрских отложений северной части Западной Сибири и акватории Карского моря на основе ранее разработанных моделей строения и реконструированных условий формирования каждого из отмеченных резервуаров и их составных частей — проницаемых комплексов и флюидоупоров. Изложены тектонические, литолого-фациальные и геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности резервуаров. Рассмотрены методика и результаты количественной оценки региональных резервуаров с прилагаемыми картами перспектив нефтегазоносности, нефтеносности и газоносности каждого резервуара. На них выделены земли различных перспектив и первоочередные крупные объекты нефтегазопоисковых работ. Приведена структура ресурсов углеводородов: распределение начальных суммарных ресурсов УВ по фазовому составу, категории ресурсов и запасов, региональным резервуарам и нефтегазоносным областям.

Received 05.10.2016

Accepted for publishing 20.06.2017

Key words: reservoir; criteria of oil-and-gas potential; quantitative evaluation; oil; gas; condensate; hydrocarbon resources; reserves; sites of oil-and-gas prospecting works.

In this article, the results of quantitative forecast of oil-and-gas-bearing capacity of the Oxfordian, Bathonian, Aalenian-Bajocian, Toarcian, Pliensbachian, and Hettangian-Sinemurian regional Jurassic sedimentary reservoirs in the North of West Siberia and in the Kara Sea are reported for the first time. It is based on the previously developed structural models and reconstructed formation conditions of each of these reservoirs and for their constituents — permeable complexes and seal rocks. Tectonic, lithofacial and geochemical criteria of oil-and-gas potential estimation of these reservoirs are explicated. The technique and results of a quantitative oil-and-gas potential evaluation of regional reservoirs are discussed, the charts of oil-and-gas potential, oil potential and gas potential of each reservoir are given. In these charts, areas of various prospectivity levels are shown and major top-priority objects of oil-and-gas prospecting works are marked. The structure of hydrocarbon resources is shown including distribution of initial total hydrocarbon resources by phase composition, categorization of resources and reserves, and by regional reservoirs and petroleum bearing areas.

Громадные ресурсы углеводородного сырья Арктики являются надежным фундаментом обеспечения энергетической безопасности России. Поэтому реализация Энергетической стратегии страны на период до 2030 г. неразрывно связана со стратегией развития арктического сектора Российской Федерации, прежде всего с северной частью Западно-Сибирской нефтегазосной провинции (НГП), включающей Ямало-Ненецкий автономный округ и акваторию Карского моря.

Результаты выполненных нефтегазопоисковых работ свидетельствуют, что залежи нефти и газа на севере Западно-Сибирской нефтегазосной провинции выделены почти во всех крупных стратиграфических подразделениях мезо-кайнозойского осадочного чехла, а также в палеозойском карбонатном комплексе. Они подразделяются на пять нефтегазосных мегакомплексов: апт-альб-сеноманский, неокомский, юрский, триасовый и палеозойский.

Приведем результаты количественного прогноза нефтегазоносности региональных резервуаров юрского мегакомплекса, который залегает на глубине от 2–3 до 6 км и более и повсеместно распространен в рассматриваемом регионе. В нем, согласно последней количественной оценке (2009), прогнозируется 51 млрд т усл. топлива. Степень изученности этого мегакомплекса геолого-разведочными работами в целом пониженная и низкая. В результате выполненных геолого-разведочных работ в юрских отложениях выявлено 143 залежи УВ на 107 месторождениях.

Количественная оценка перспектив нефтегазоносности исследуемого региона, в том числе юрских отложений, началась в 1970-е гг. В последующие годы она проводилась регулярно (один раз в пять лет), а в последние десятилетия — в 1993, 2002 и 2009 гг. [12]. При ее выполнении традиционно оценивались три крупных комплекса юрских отложений: верхнеюрский, среднеюрский и нижнеюрский. В данной статье впервые приведены результаты количественного прогноза нефтегазоносности отмеченных отложений севера Западной Сибири и акватории Карского моря на уровне региональных резервуаров: оксфордского, батского, аален-байосского, тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского.

Критерии оценки перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров

При количественной оценке перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров юрских отложений исследуемого региона использовались результаты анализа тектонических, литолого-фациальных и геохимических критериев.

Тектонические критерии прогноза нефтегазоносности применительно к нефтегазоносным районам Западно-Сибирской НГП отражены в работах Н.Н. Ростовцева [11], И.И. Нестерова [10], Ф.Г. Гурари и др. [5], В.А. Конторовича [7] и других исследователей.

При оценке перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров юрских отложений в качестве тектонических критериев использовались их структурные планы и частично интенсивность проявления дизъюнктивной тектоники.

Оценка влияния современных структурных планов на перспективы нефтегазоносности рассматриваемых резервуаров осуществлялась традиционным способом — путем анализа планов, построенных по кровле проницаемых комплексов. Как известно, наиболее благоприятными для накопления УВ (при прочих равных условиях) являются ловушки, расположенные в наиболее приподнятых участках крупных положительных структур. В пределах рассматриваемого региона, согласно «Тектонической карте юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» [8], к подобным структурам относится лишь Мессояхская наклонная гряда.

Склоны этой гряды и наиболее крупные приподнятые участки Внутренней области Западно-Сибирской геосинеклизы, осложненные положительными структурами I и II порядков, относятся к перспективным землям. Приподнятые участки Внутренней области геосинеклизы (промежуточные тектонические элементы: седловины, моноклинали) составляют среднеперспективные земли.

Борта крупнейших отрицательных структур (мегасинеклиз, гемисинеклиз, мегажелобов) характеризуются малоблагоприятными структурными условиями для аккумуляции УВ в ловушках, а их днища — еще менее благоприятными. Внешний пояс геосинеклизы, являющийся областью «транзита» УВ, относится к низкоперспективным землям.

Влияние дизъюнктивных нарушений на перспективы нефтегазоносности резервуаров нефти и газа обычно обусловлено следующим: в участках проявления дизъюнктивных нарушений часто возникают тектонически экранированные залежи; трещиноватость пород, сопровождающая разломы, улучшает их фильтрационно-емкостные свойства; в зонах проявления интенсивной дизъюнктивной тектоники могут разрушаться залежи УВ из-за ухудшения качества флюидоупоров.

Следовательно, дизъюнктивные нарушения влияют на перспективы нефтегазоносности как в позитивном, так и негативном плане. Учитывая это, а также неоднозначность выделения разломов, была выполнена предварительная оценка их влияния на перспективы нефтегазоносности резервуаров. Авторы статьи руководствовались следующим принципом — как более перспективные оценивались участки с наиболее интенсивными дизъюнктивными нарушениями. Исключение составляет лишь Мессояхская наклонная гряда, где они значительно осложнили разрезы юры.

Литолого-фациальные критерии прогноза нефтегазоносности региональных резервуаров юрских отложений базируются на оценке качества флюидоупоров и проницаемых комплексов. Достоверность оценки качества этих составляющих резервуара в значительной степени зависит от результатов литолого-палеогеографических реконструкций.

Методические аспекты составления литолого-палеогеографических карт, а также оценка качества флюидоупоров и проницаемых комплексов резервуаров изложены в работах многих исследователей: М.М. Алиева, Т.Ф. Антоновой, К.В. Аширова, А.П. Виноградова, Ф.Г. Гурари, Т.И. Гуровой, В.А. Захарова, М.С. Месечникова, М.Ф. Мирчинка, Н.А. Михайлова, И.И. Нестерова, Г.Э. Прозоровича, В.П. Савченко. В настоящей статье были использованы методические приемы, разработанные сотрудниками Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН

[14–20], в основу которых были положены результаты исследований названных ученых.

Для оценки литолого-фациальных критериев региональных резервуаров использовался следующий набор карт, составленных для всей территории исследуемого региона: качества георгиевско-баженовского, леонтьевского, лайдинского, китербютского и левинского флюидоупоров; толщин коллекторов проницаемых комплексов наиболее изученных оксфордского и батского региональных резервуаров и толщин песчаников для аален-байосского, тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского резервуаров.

Геохимические критерии прогноза нефтегазоносности юрских отложений севера Западно-Сибирской НПП рассмотрены в работах О.К. Баженовой, Л.Н. Болдушевой, О.И. Бострикова, А.Э. Конторовича, А.И. Ларичева, Н.В. Лопатина, В.И. Москвина, С.Г. Неручева, И.И. Нестерова, Л.В. Рылькова, В.А. Скоробогатова, А.Н. Фомина, А.С. Фомичева и многих других исследователей.

При оценке перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров юрских отложений в качестве геохимических критериев использовались результаты исследований нефтегазогенерационного потенциала и катагенеза органических веществ нефтематеринских отложений, которые представлены преимущественно глинистыми образованиями баженовского, леонтьевского, лайдинского, китербютского, левинского горизонтов и нижневасюганского подгоризонта. Масштабы нефтегазообразования и катагенеза ОВ этих отложений наиболее полно описаны в работах О.И. Бострикова, А.Э. Конторовича, А.И. Ларичева, А.Н. Фомина, А.С. Фомичева [1–4, 6, 13]. Итоговыми результатами этих исследований стали схемы интенсивности генерализации газообразных и эмиграции жидких УВ из пород отмеченных стратиграфических подразделений и схематические карты катагенеза ОВ в подошве и кровле юрского мегакомплекса, а также в кровле среднеюрских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Эти графические материалы были использованы для определения геохимических критериев региональных резервуаров юрских отложений.

Методика оценки перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров

При проведении количественной оценки перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров юрских отложений использовалось последнее, утвержденное в 2000 г. «Методическое руководство по количественной и экономической оценке нефти, газа и конденсата России» [9]. Степень изученности этих отложений, а также выявленные промышленные залежи нефти и газа позволили количественно оценить перспективы их нефтегазоносности геологиче-

ским способом — по удельным плотностям запасов на единицу площади.

Количественная оценка перспектив нефтегазоносности резервуаров выполнялась по следующей схеме. Сначала, в соответствии с утвержденными принципами и требованиями «Методического руководства...» [9], были выделены и охарактеризованы эталонные участки с подсчетом плотностей начальных суммарных ресурсов УВ. Таких участков для количественной оценки перспектив нефтегазоносности оксфордского резервуара было подготовлено 9, для батского — 17, для аален-байосского — 5, для тоарского и плинсбахского — по 1. Характеристика одного из эталонных участков приведена на рис. 1.

Эти материалы свидетельствуют о том, что данных эталонных участков для оценки перспектив нефтегазоносности аален-байосского, тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского региональных резервуаров явно недостаточно для столь обширной территории. Их немногочисленность обусловлена низкой степенью изученности отложений и, как следствие, весьма небольшим числом выявленных залежей УВ, необходимых для создания эталонных участков.

Тем не менее был найден способ оценки перспектив нефтегазоносности отмеченных резервуаров, базирующийся на выявленной закономерности уменьшения плотности начальных суммарных ресурсов УВ сверху вниз по разрезу на отмеченных эталонных участках. В этом же направлении на их территориях сокращается по разрезу нефтяная составляющая УВ. Отмеченные обстоятельства обусловлены несколькими причинами: ухудшением с глубиной фильтрационно-емкостных характеристик проницаемых комплексов и экранирующих свойств флюидоупоров, уменьшением содержания ОВ и увеличением степени его катагенетической преобразованности [1, 4, 14, 15, 17, 19, 21].

На основании отмеченных закономерностей спрогнозированы плотности начальных суммарных ресурсов УВ и их фазового состава аален-байосского, тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского резервуаров на эталонных участках. В этих резервуарах плотности начальных суммарных ресурсов УВ по отношению к батскому резервуару уменьшены на 50, 70, 85 и 90 % соответственно, как и содержание нефти в них (табл. 1).

Учитывая методические требования, были выделены (по принципу схожести геологического строения) области, оцененные тем или иным эталонным участком. Они, в свою очередь, были разделены на расчетные участки. Результаты такой количественной оценки перспектив нефтегазоносности батского регионального резервуара приведены на рис. 2.

HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

Рис. 1. Геологическое строение и основные параметры Харампурского эталонного участка (оксфордский региональный резервуар, горизонт Ю₁)

Fig. 1. Geological structure and main characteristics of the Kharampursk reference block (Oxfordian regional reservoir, horizon J₁)

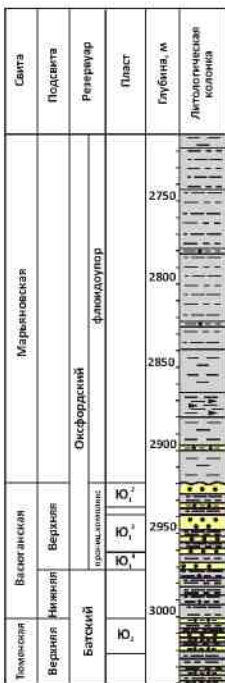
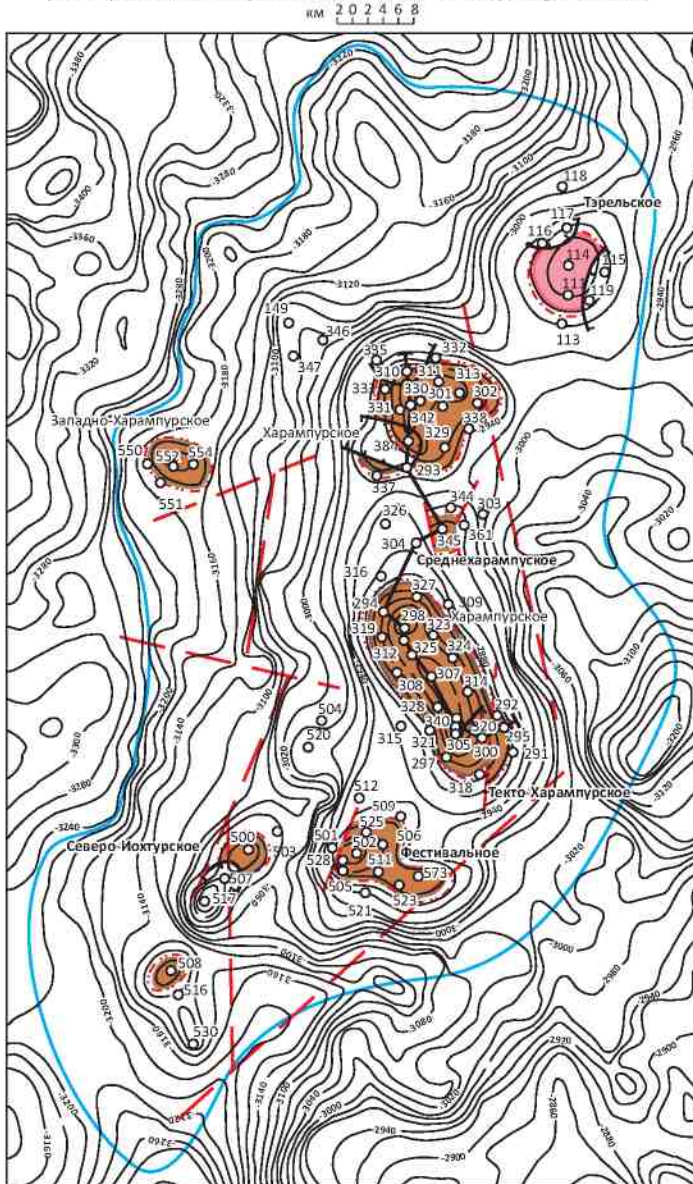
Начальные геологические запасы и ресурсы УВ эталонного участка

Initial in-place reserves and resources

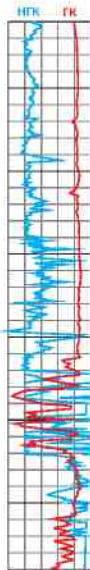
Резервуар	Категория ресурсов УВ	Месторождение, подготовленный объект	Продуктивный горизонт	Геологические ресурсы УВ					
				Газ свободный, млрд м ³	Конденсат, млн т	Нефть, млн т	Газ растворенный, млрд м ³	Всего УВВ, млн т	
Оксфордский	C ₁	Накопленная добыча		0	0	1,7	3,2	4,9	
		Харампурское	Ю ₁	0	0	239,1	19,5	258,6	
		Среднехарампурское	Ю ₁	0	0	3,8	0,3	4,1	
		Текто-Харампурское	Ю ₁	0	0	1,2	0,1	1,3	
		Фестивальное	Ю ₁	0	0	35,0	3,5	38,5	
		Северо-Июктурское	Ю ₁	0	0	1,5	0,1	1,6	
		Зап.-Харампурское	Ю ₁	0	0	2,0	0	2,0	
		Тарельское	Ю ₁	1,3	0,2	0	0	1,5	
		C ₂	Харампурское	Ю ₁	5,1	6,2	27,9	2,4	41,6
			Среднехарампурское	Ю ₁	0	0	1,3	0,1	1,4
Фестивальное	Ю ₁		0	0	7,0	0,7	7,7		
Северо-Июктурское	Ю ₁		0	0	0,6	0	0,6		
Зап.-Харампурское	Ю ₁		0	0	12,0	0	12,0		
D ₁	Тарельское	Ю ₁	0,3	0,1	0	0	0,4		
Итого по нефтегазонасытому комплексу				Ю ₁	8,4	8,1	418,0	37,5	472,0
Плотность ресурсов УВВ (тыс. т/км ²)					1,1	1,1	54,8	4,9	61,9

Структурное положение и нефтегазонасытость эталонного участка (Харампурская свала и прилегающие территории Восточно-Пурской мегамоноклинали)

Structural position and oil-and-gas potential of the reference block (Kharampursk swell and adjacent territories of the E. Purskaya mega-monocline)



Типовой разрез оксфордский резервуар (Харампурская скв. 342) Standard section Oxfordian reservoir (Kharampursk Well 342)



Геологический разрез

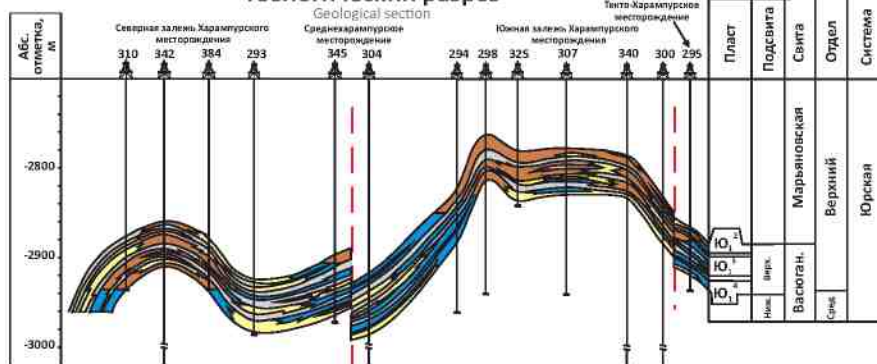


Табл. 1. Установленные и прогнозируемые плотности начальных суммарных ресурсов УВ батского, аален-байосского, тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского региональных резервуаров севера Западно-Сибирской НГП

Table 1. Actual and predicted densities of the initial total resources for the Bathonian, Aalenian-Bajocian, Toarcian, Plinsbach and Hettangian-Sinemurian regional reservoirs in the North of the West Siberian oil and gas bearing province

Региональные резервуары	Эталонные участки																Прогнозное соотношение плотностей начальных суммарных ресурсов УВ в резервуарах нижней юры на эталонных участках, %	Прогнозируемое содержание нефтяной составляющей в резервуарах нижней юры на эталонных участках по отношению к батскому резервуару, %	
	Бованенковский	Новоурторский	Ленитский	Береговой	Верхнечасельский	Крайний	Новогодний	Пальниковский	Стахановский	Часельский	Черничный	Юбилейный	Уренгойский	Тазовский	Юльмальский	Тамбейский			Мальгинский
	Плотности резервуаров УВ, тыс. т/км ² и %																		
Батский	94,0 100 %	92,1 100 %	41,2 100 %	26,7 100 %	9,9 100 %	9,4 100 %	6,1 100 %	84,9 100 %	13,6 100 %	7,0 100 %	12,7 100 %	34,4 100 %	73,9 100 %	49,4 100 %	6,0 100 %	24,6 100 %	36,6 100 %	100 %	100 %
Аален-байосский	48,5 52 %	17,9 20 %	13,8 34 %	11	4	4	3	34	5	3	5	14	30	19	3	17,4 70 %	17,1 47 %	40	75
Тоарский	26,6 28 %	12	10	7	2	2	2	21	3	2	3	8	18	12	2	6	9	25	50
Плинсбахский	9	6,7 7 %	4	3	1	1	1	8	1	1	1	3	7	5	1	3	4	10	20
Геттанг-синемюрский	5	3	2	1	0,5	0,5	0,5	4	0,5	0,5	0,5	2	4	2	0,5	1	2	5	0

Затем сравнивались тектонические, литолого-фациальные и геохимические параметры каждого расчетного участка с эталонами. В их число были включены следующие показатели: гипсометрия современного структурного плана и степень его осложнения дизъюнктивными нарушениями, качество флюидопоров, толщины коллекторов наиболее изученных оксфордского и батского резервуаров и толщины песчаников остальных резервуаров, нефтегазогенерационный потенциал нефтематеринских пород и степень интенсивности катагенеза содержащихся в них ОВ.

Оценка этих параметров производилась как экспертным путем (табл. 2), так и с использованием непосредственных значений толщин коллекторов, толщин песчаников и отражательной способности витринита (R_v, %).

На завершающей стадии оценки перспектив нефтегазоносности рассматриваемых резервуаров сначала выполнялась количественная оценка удельных плотностей ресурсов УВ на расчетных участках, затем — оценка ресурсов нефти, газа и конденсата оксфордского, батского, аален-байосского, тоарского,

Усл. обозначения к рис. 1

К структурной карте: 1 — скважины; 2 — контур эталонного участка; 3 — нефтяные залежи; 4 — газовые залежи; 5 — внешний контур ВНК; 6 — внешний контур ГНК; 7 — тектонические нарушения; 8 — линии геологического разреза; 9 — изогипсы по кровле горизонта Ю₁; 10 — границы выклинивания коллекторов.

К геологическому разрезу: 11 — глинистые породы межпластовых перемычек; 12 — непроницаемые алевролиты и песчаники; **насыщение песчаных пластов:** 13 — водяное, 14 — нефтяное.

К литологической колонке: породы (15–22): 15 — песчаники, 16 — алевролитопесчаники, 17 — алевролиты глинистые и песчаные, 18 — алевролиты, 19 — алевролиты глинистые, 20 — глины алевритистые, 21 — глины (аргиллиты), 22 — аргиллиты высокоуглеродистые

Legend to Fig. 1

On the structural map: 1 — wells; 2 — outlines of the reference block; 3 — oil pools; 4 — gas pools; 5 — OWC external contour line; 6 — external contour of OGC; 7 — tectonic faults; 8 — lines of the geological section; 9 — str. contours on top of horizon J₁; 10 — lines of reservoir wedging out.

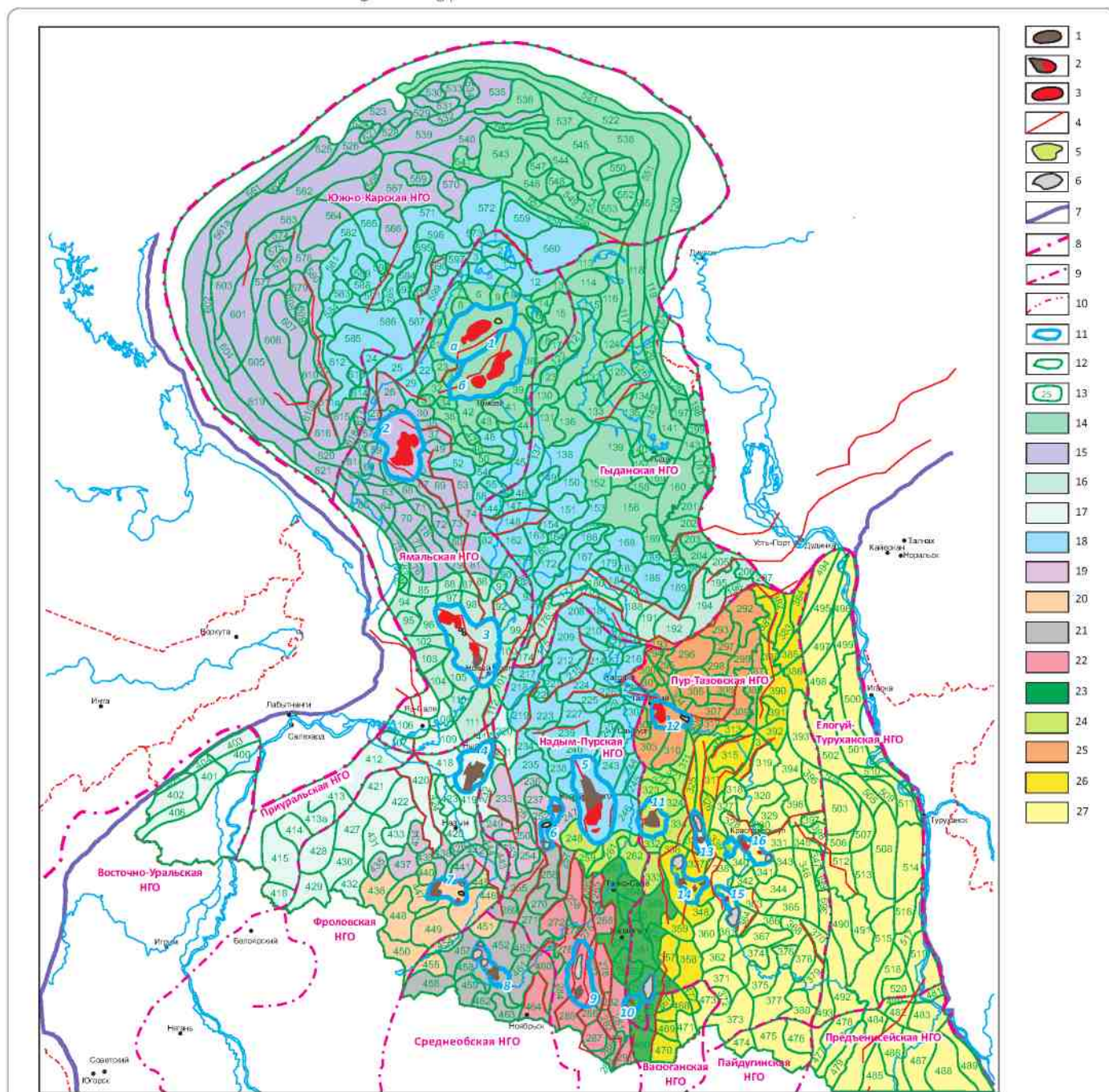
On the geological section: 11 — shaly rocks of the interlayer seals; 12 — impermeable siltstones and sandstones; **saturation of sandy layers:** 13 — water, 14 — oil.

On the lithology column: rocks (15–22): 15 — sandstones, 16 — siltstone-sandstones, 17 — siltstones with shale and sand, 18 — siltstones, 19 — shaly siltstones, 20 — silty shales, 21 — shales (argillites), 22 — argillites with high-carbon content

HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

Рис. 2. Схема эталонных и расчетных участков для количественной оценки перспектив нефтегазосности батского регионального резервуара севера Западно-Сибирской НГП

Fig. 2. Schematic map of reference and studied blocks for quantitative assessment of oil-and-gas potential of the Bathonian regional reservoir in the North of West Siberian oil and gas bearing province



Залежи УВ (1–3): 1 — нефтяные, 2 — нефтегазовые, 3 — газовые и газоконденсатные; 4 — разрывные нарушения; 5 — объекты, подготовленные для постановки поисково-разведочных работ; 6 — площади, выведенные из бурения с отрицательным результатом.

Границы (7–12): 7 — юрского осадочного бассейна, 8 — НГП, 9 — НГО, 10 — административные, 11 — эталонных участков, 12 — расчетных участков; 13 — номер расчетного участка.

Территории, оцениваемые эталонными участками: 14 — Малыгинско-Тамбейским, 15 — Бованенковским, 16 — Новопортовским, 17 — Лензитским, 18 — Уренгойским, 19 — Юбилейным, 20 — Пальниковским, 21 — Крайним, 22 — Новогодним, 23 — Стахановским, 24 — Береговым, 25 — Тазовским, 26 — Часельско-Верхнечасельским, 27 — Ютырмальско-Черничным.

Эталонные участки: 1 — Малыгинско-Тамбейский: а — Малыгинский, б — Тамбейский, 2 — Бованенковский, 3 — Новопортовский, 4 — Лензитский, 5 — Уренгойский, 6 — Юбилейный, 7 — Пальниковский, 8 — Крайний, 9 — Новогодний, 10 — Стахановский, 11 — Береговой, 12 — Тазовский, 13 — Часельский, 14 — Верхнечасельский, 15 — Ютырмальский, 16 — Черничный

Табл. 2. Экспертная оценка влияния гипсометрии современных структурных планов и степени осложнения дизъюнктивными нарушениями, качества флюидоупоров и нефтегазогенерационного потенциала нефтематеринских пород на перспективы нефтегазоносности региональных резервуаров севера Западно-Сибирской НГП

Table 2. Expert assessment of dependence of the oil-and-gas potential of regional reservoirs in the North of the West Siberian oil and gas province on their occurrence depths in the present-time structural setup, degree of their complication with disjunctive faults, quality of fluid barriers and oil and gas generative potential of oil source rocks

Гипсометрия современного структурного плана и степень его осложнения дизъюнктивными нарушениями		Нефтегазогенерационный потенциал нефтематеринских отложений		Качество флюидоупоров	
Категории перспективных земель	Экспертная оценка	Категории перспективных земель	Экспертная оценка	Качество флюидоупора	Экспертная оценка
Высокоперспективные земли	1	Высокоперспективные земли	1,0	Высокое	1,0
Перспективные земли	0,9				
Среднеперспективные земли	0,8	Перспективные земли	0,9	Среднее	0,8
Земли пониженных перспектив	0,7	Земли средних перспектив	0,8	Пониженное	0,7
Неперспективные земли	0,5	Земли пониженных и низких перспектив	0,7	Низкое	0,5
Весьма неперспективные земли	0,4				

плинсбахского и геттанг-синемюрского региональных резервуаров исследуемого региона.

На составленных картах перспектив нефтегазоносности, нефтеносности и газоносности резервуаров приведено тектоническое и нефтегазогеологическое районирование юрского мегакомплекса, выделены земли различных перспектив и объекты первоочередных нефтегазопоисковых работ.

Результаты количественного прогноза нефтегазоносности региональных резервуаров юрских отложений севера Западно-Сибирской НГП

Результаты выполненного количественного прогноза нефтегазоносности оксфордского, батского, тоарского, аален-байосского, плинсбахского, геттанг-синемюрского региональных резервуаров и юрских отложений в целом представляются следующими.

Оксфордский* региональный резервуар, включающий отложения верхней юры и низы неокома (оксфордский, кимериджский, волжский ярусы и низы берриасского), развит лишь в юго-восточной части рассматриваемого региона (рис. 3).

* Название резервуаров соответствует стратиграфическому объему их пронизываемых комплексов.

Начальные суммарные ресурсы УВ резервуара оцениваются в 9161 млн т усл. топлива, из них нефти — 6971 млн т, газа — 1762 млрд м³ и конденсата — 428 млн т, т. е. в этом резервуаре прогнозируется преимущественно нефть. Запасы и ресурсы УВ резервуара категорий С₁, С₁+С₂, С₃, Д₁, Д₂ и Д₁+Д₂ составляют соответственно: 711, 1181, 1578, 4830, 1572 и 6402 млн т усл. топлива. Следовательно, основная часть прогнозируемых ресурсов УВ оксфордского резервуара (87,1 %) представлена перспективными и прогнозными ресурсами, т. е. степень их разведанности низкая.

Наибольшие начальные суммарные ресурсы УВ резервуара прогнозируются в Пур-Тазовской НГО (5347 млн т усл. топлива); существенно меньше — в Надым-Пурской НГО (1571 млн т усл. топлива); еще меньше — в Елогуй-Туруханской (635 млн т усл. топлива), Гыданской (306 млн т усл. топлива), Южно-Карской (289 млн т усл. топлива), Васюганской (282 млн т усл. топлива), Среднеобской (215 млн т усл. топлива) и Предьенисейской (191 млн т усл. топлива) НГО; минимальные ресурсы — в остальных НГО. Следовательно, наибольшие прогнозируемые начальные суммарные ресурсы УВ расположены в юго-восточной части региона там, где продуктивный горизонт Ю₁ повсеместно распространен.

Legend to Fig. 2

HC deposits (1–3): 1 — oil, 2 — oil and gas, 3 — gas and condensate; 4 — disjunctive faults; 5 — sites, prepared for exploration works; 6 — out-of-drilling areas with negative result.

Boundaries (7–12): 7 — Jurassic sedimentary basin, 8 — oil and gas bearing provinces, 9 — oil and gas bearing areas, 10 — administrative, 11 — reference blocks, 12 — studied blocks, 13 — studied blocks number.

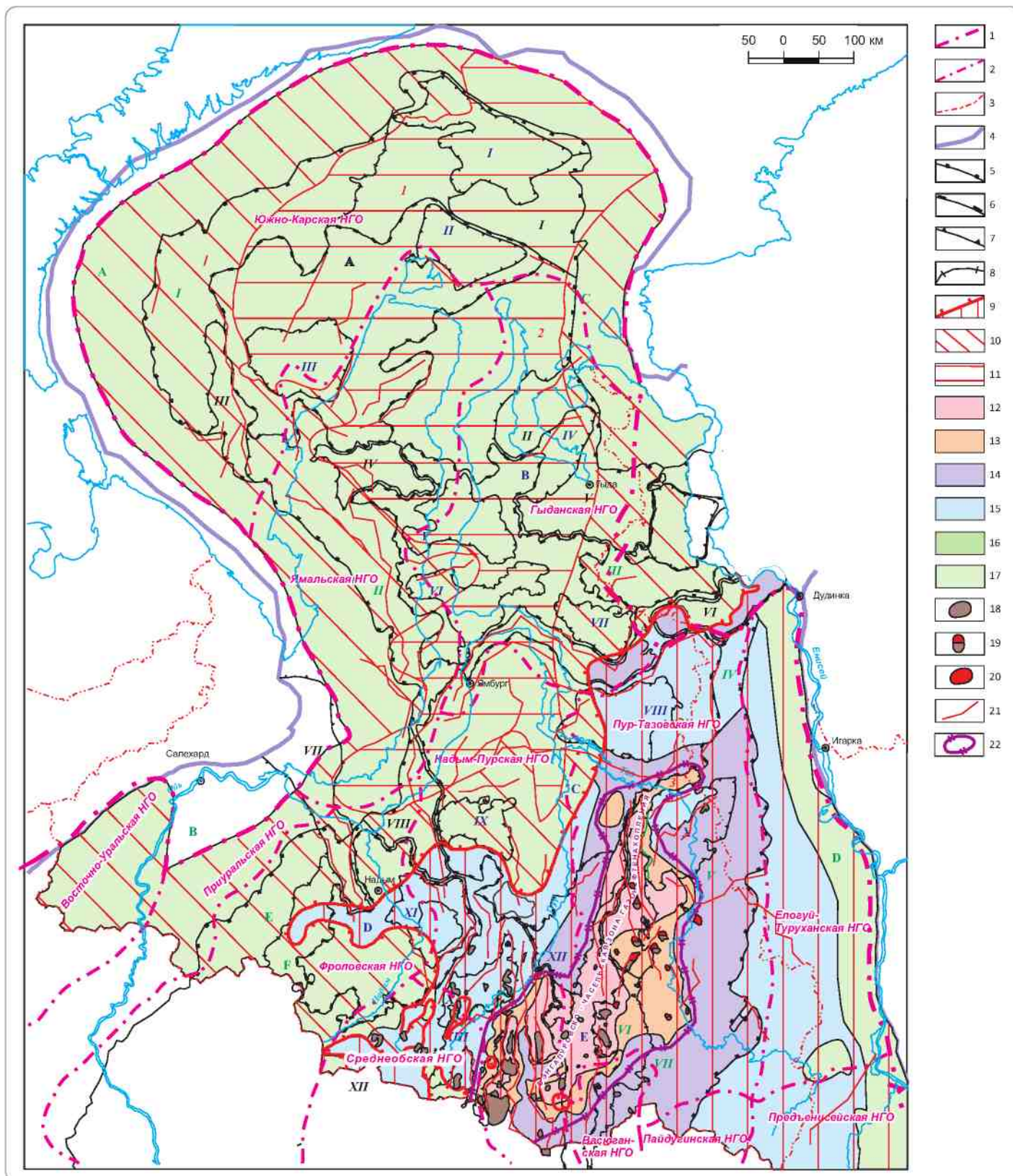
Territories assessed by following reference blocks: 14 — Malyginsk-Tambeyskiy, 15 — Bovanenovskiy, 16 — Novoportovskiy, 17 — Lenzitskiy, 18 — Urengoyskiy, 19 — Yubileuniy, 20 — Palnikovskiy, 21 — Krayniy, 22 — Novogodniy, 23 — Stakhanovskiy, 24 — Beregovoy, 25 — Tazovskiy, 26 — Chaselsk-Verkhnechaselskiy, 27 — Yutyrmal-Chernichniy.

Reference blocks: 1 — Malyginsk-Tambeyskiy; **а** — Malyginskiy, **б** — Tambeyskiy, **2** — Bovanenovskiy, **3** — Novoportovskiy, **4** — Lenzitskiy, **5** — Urengoyskiy, **6** — Yubileuniy, **7** — Palnikovskiy, **8** — Krayniy, **9** — Novogodniy, **10** — Stakhanovskiy, **11** — Beregovoy, **12** — Tazovskiy, **13** — Chaselskiy, **14** — Verkhnechaselskiy, **15** — Yutyrmalskiy, **16** — Chernichniy

HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

Рис. 3. Карта перспектив нефтегазоносности оксфордского регионального резервуара (продуктивный горизонт Ю₁) севера Западно-Сибирской НГП

Fig. 3. Map of oil-and-gas potential of the Oxfordian regional reservoir (productive horizon J₁) in the North of West Siberian oil and gas province



Усл. обозначения к рис. 3

Границы: 1 — НПП, 2 — НГО, 3 — административные, 4 — юрского осадочного бассейна, 5 — Внутренней области и Внешнего пояса, 6 — надпорядковых структур и структур нулевого порядка, 7 — I порядка, 8 — промежуточных структур, 9 — область и ее граница повсеместного распространения продуктивного горизонта Ю₁.

Области очагового распространения горизонта Ю₁: 10 — с суммарной площадью распространения горизонта от 10 до 20 %, 11 — с суммарной площадью распространения горизонта до 10 %.

Категории перспективных земель: 12 — перспективные земли I категории (уд. пл. 50–100 тыс. т УУВ/км²), 13 — перспективные земли II категории (уд. пл. 30–50 тыс. т УУВ/км²), 14 — среднеперспективные земли I категории (уд. пл. 20–30 тыс. т УУВ/км²), 15 — среднеперспективные земли II категории (уд. пл. 10–20 тыс. т УУВ/км²), 16 — земли пониженных перспектив (уд. пл. 5–10 тыс. т УУВ/км²), 17 — низкоперспективные земли (уд. пл. 0–5 тыс. т УУВ/км²).

Месторождения: 18 — нефтяные, 19 — нефтегазовые, 20 — газовые и газоконденсатные; 21 — разрывные нарушения; 22 — контур крупнейшего объекта нефтепоисковых работ — Вэнгапуровско-Часельской зоны газонефтеанакопления.

Тектонические элементы:

положительные: надпорядковые структуры и структуры 0 порядка: А — Мессояхская наклонная гряда;

структуры I порядка: I — Северо-Таймырский наклонный мегавал, II — Северо-Гыданский мегавыступ, III — Припайхойский мегавыступ, IV — Бованенковско-Нурминский наклонный мегавал, V — Гыданский мегавыступ, VI — Усть-Портовский мегавыступ, VII — Ярудейский мегавыступ, VIII — Медвежье-Нугинский наклонный мегавал, IX — Часельский наклонный мегавал, X — Северный свод;

отрицательные: надпорядковые структуры и структуры 0 порядка: А — Карская мегасинеклиза, В — Антипайтинско-Тадибейхинская мегасинеклиза, С — Большехетская мегасинеклиза, D — Надымская гемисинеклиза, E — Среднепурский наклонный мегажелоб;

структуры I порядка: I — Северо-Карская мегавпадина, II — Центрально-Карская мегавпадина, III — Южно-Карская мегавпадина, IV — Среднегыданский мегаврез, V — Тадибейхинский мегaproгиб, VI — Яптиксалинская мегавпадина, VII — Восточно-Антипайтинская мегавпадина, VIII — Северо-Тазовская мегавпадина, IX — Нерутинская мегавпадина, X — Тазовский структурный мезаэлиф, XI — Верхнетанловская мегавпадина, XII — Среднепурский наклонный мегaproгиб, XIII — Пякупурско-Ампутинский наклонный мегaproгиб;

промежуточные: мегамоноклизы: А — Пайхойско-Новоземельская мегамоноклиза, В — Зауральская мегамоноклиза, С — Предтаймырская мегамоноклиза, D — Предьенейская мегамоноклиза, E — Красноленинская мегамоноклиза, F — Южно-Надымская мегамоноклиза;

мега-, мезо-, моноклинали: I — Северо-Карская моноклиза, II — Восточно-Пайхойская моноклиза, III — Северо-Мессояхская мегамоноклинал, IV — Долгонская мезомоноклинал, V — Восточно-Тазовская мезомоноклинал, VI — Восточно-Пурская мегамоноклинал, VII — Красноселькупская моноклиза;

мега-, мезо-, седловины: 1 — Северная мегаседловина, 2 — Южно-Карская мегаседловина, 3 — Северо-Часельская седловина.

В качестве тектонической основы использована «Тектоническая карта юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» (составили А.Э. Которович и др. [8])

Legend to Fig. 3

Boundaries: 1 — oil and gas bearing provinces, 2 — oil and gas bearing areas, 3 — administrative, 4 — Jurassic sedimentary basin, 5 — Internal area and External belt, 6 — major structures and structures of 0-order, 7 — structures of 1-order, 8 — intermediate structures, 9 — area of productive horizon J₁ throughout distribution.

Areas of local areal extent of J₁: 10 — total areal extent from 10 to 20 %, 11 — total areal extent up to 10 %.

Categories of prospective lands: 12 — prospective lands of Category I (density = 50–100 thous. toe/km²), 13 — prospective lands of Category II (density = 30–50 thous. toe/km²), 14 — mildly prospective lands of category I (density = 20–30 thous. toe/km²), 15 — mildly prospective lands of category II (density = 10–20 thous. toe/km²), 16 — lands of inferior prospective potential (density = 5–10 thous. toe/km²), 17 — low-potential lands (density = 1–5 thousand toe/km²).

HC deposits: 18 — oil, 19 — oil and gas, 20 — gas and condensate; 21 — disjunctive faults; 22 — outlines of the largest oil prospecting site, the Vengapurovsko-Chaselskaya zone of gas-and-oil accumulation.

Tectonic units:

positive: major structures and 0-order structures: A — Messoayakhskaya sloping ridge;

I-order structures: I — Severo-Taymyrskiy sloping mega-swell, II — Severo-Gydanskiy mega-uplift, III — Pripaykhoyskiy mega-uplift, IV — Bovanenkovsko-Nurminskiy sloping mega-swell, V — Gydanskiy mega-uplift, VI — Ust-Portovskiy mega-uplift, VII — Yarudeyskiy mega-uplift, VIII — Medvezhe-Nuginiskiy sloping mega-swell, IX — Chaselskiy sloping mega-swell, X — Severniy arch;

negative: major structures and 0-order structures: A — Karskaya mega-syneclise, B — Antipayutinsko-Tadibeyakhinskaya mega-syneclise, C — Bolshekhetskaya mega-syneclise, D — Nadymskaya hemi-syneclise, E — Srednepurskiy sloping mega-trough;

I-order structures: I — Severo-Karskaya mega-depression, II — Tsentralno-Karskaya mega-depression, III — Yuzhno-Karskaya mega depression, IV — Srednegydanskiy mega-cut, V — Tadibeyakhinskiy mega-deep, VI — Yaptiksalinskaya mega-depression, VII — Vostochno-Antipayutinsk mega-depression, VIII — Severo-Tazovskaya mega-depression, IX — Nerutinskaya mega-depression, X — Tazovskiy structure mega-bay, XI — Verkhnetanlovskaya mega-depression, XII — Srednepurskiy sloping mega-deep, XIII — Pyakupursko-Amputinskiy sloping mega-deep;

intermediate structures: A — Paykhoysko-Novozemelskaya mega-monoclise, B — Zauralskaya mega-monoclise, C — Predtaymirskaya mega-monoclise, D — Predyeniseyskaya mega-monoclise, E — Krasnoleninskaya mega-monoclise, F — Yuzhno-Nadymskaya mega-monoclise;

mega-, meso-, monoclines: I — Severo-Karskaya monoclise, II — Vostochno-Paykhoyskaya monoclise, III — Severo-Messoayakhskaya mega-monoclise, IV — Dolgonskaya meso-monoclise, V — Vostochno-Tazovskaya meso-monoclise, VI — Vostochno-Purskaya mega-monoclise, VII — Krasnoselkupskaya monoclise;

mega-, meso-, saddles: 1 — Severnaya mega-saddle, 2 — Yuzhno-Karskaya mega-saddle, 3 — Severo-Chaselskaya saddle.

“Tectonic map of the Jurassic structural stage of the West Siberian oil and gas province” was used as a tectonic basis (drafted by A.E. Kotorovich et al., al. [8])

HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

На территории резервуара выделяется шесть категорий земель — от перспективных I категории до низкоперспективных. Причем наиболее перспективные из них расположены в юго-восточной части региона (см. рис. 3). Они выражены в виде полосы шириной 100–150 км, простирающейся в северо-восточном направлении от Вэнгапуровского мезоваля до Северо-Часельской седловины. В контурах этих земель выделена Вэнгапуровско-Часельская зона газонефтегазонакопления, в которой прогнозируется около 500 млн т извлекаемых ресурсов нефти. Она является основным объектом для подготовки запасов нефти в верхнеюрских отложениях севера Западно-Сибирской НПП. Области среднеперспективных земель в виде полос шириной 50–150 км огибают вышеотмеченные земли. Внешний контур их распространения совпадает с границей повсеместного развития продуктивного горизонта Ю₁. На оставшейся большей части прогнозируются земли с пониженными и низкими перспективами.

Батский региональный резервуар повсеместно распространен в рассматриваемом регионе (рис. 4). На большей его части он представлен отложениями верхней части средней и верхней юры, а на юго-востоке — только среднеюрскими отложениями малышевского горизонта и нижневасюганского подгоризонта.

Резервуар характеризуется наибольшими перспективами нефтегазонакопления. Его начальные суммарные ресурсы УВ оцениваются в 25 605 млн т усл. топлива, из них нефти — 7348 млн т, газа — 14 935 млрд м³ и конденсата — 3322 млн т, т.е. в этом резервуаре прогнозируется преимущественно газ.

Запасы и ресурсы УВ резервуара категорий С₁, С₁+С₂, С₃, Д₁, Д₂ и Д₁+Д₂: 579, 2715, 6824, 9674, 6392 и 16066 млн т усл. топлива соответственно. Следовательно, основная часть прогнозируемых ресурсов УВ резервуара (89,4 %) представлена перспективными

и прогнозными ресурсами УВ. Наибольшие начальные суммарные ресурсы УВ резервуара прогнозируются в Гыданской (6623 млн т усл. топлива), Ямальской (5475 млн т усл. топлива) и Южно-Карской (5306 млн т усл. топлива) НГО; меньшие — в Надым-Пурской (2588 млн т усл. топлива), Фроловской (2175 млн т усл. топлива) и Пур-Тазовской (1956 млн т усл. топлива) НГО.

На остальной части НГО начальные суммарные ресурсы УВ составляют лишь 1484 млн т усл. топлива.

Наиболее перспективные земли на нефть и газ батского резервуара (высокоперспективные земли II категории, перспективные) распространены преимущественно в центральной части, включающей Ямальскую НГО, южную и северную части соответственно Гыданской и Пур-Тазовской НГО, а также северную половину Надым-Пурской НГО. На этой территории прогнозируются все выделенные крупнейшие и крупные объекты нефтепоисковых работ: Новопортовско-Нижнемессояхская, Харасавэйско-Нурминская, Песцово-Уренгойская зоны нефтегазонакопления и Южно-Тамбейский, Геофизический, Ябургский и Юрхаровский перспективные участки (см. рис. 4). Менее перспективные земли (перспективные и среднеперспективные земли) развиты во Фроловской и Карской НГО. Земли пониженных перспектив наиболее широко распространены в юго-восточной части региона, а также в западном, северном и северо-восточном окраинных его участках.

Перспективы нефтеносности резервуара распределены несколько иначе. Наиболее перспективные земли на нефть расположены только в южной половине региона, в южных частях Гыданской, Ямальской и Фроловской НГО. Среднеперспективные земли I категории наиболее широко развиты вблизи более перспективных участков (рис. 5). На остальной, большей части региона, прогнозируются среднеперспективные земли II категории и земли пониженных перспектив.

Усл. обозначения к рис. 4

1 — границы распространения резервуара; 2 — высокоперспективные земли II категории (уд. пл. 100–150 тыс. т УВ/км²).

Объекты нефтепоисковых работ:

Ⓛ Крупнейшие зоны нефтенакопления: I — Харасавэйско-Нурминская, II — Новопортовско-Нижнемессояхская, III — Песцово-Уренгойская.

Ⓛ Перспективные участки: 1 — Южно-Тамбейский, 2 — Геофизический; 3 — Ябургский; 4 — Юрхаровский.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 3

Legend to Fig. 4

1 — reservoir boundaries; 2 — high prospective lands of Category II (specific density 100–150 thous. toe/km²).

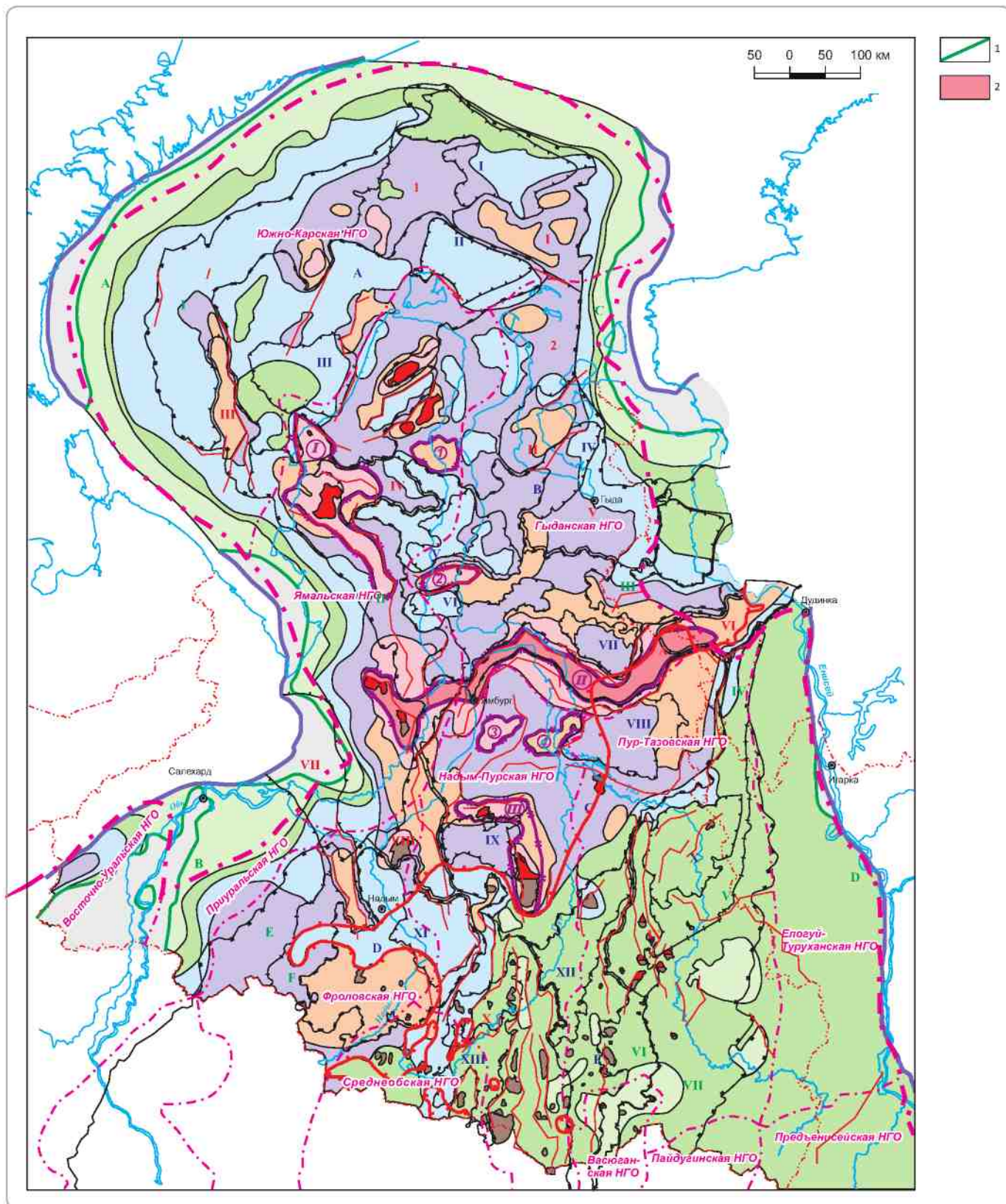
Oil prospecting sites:

Ⓛ Major zones of oil accumulation: I — Kharasaveysko-Nurminskaya; II — Novoportovsko-Nizhnemessoyakhskaya; III — Pestsovo-Urengoyaskaya.

Ⓛ Prospective sites: 1 — Yuzhno-Tambeuskiy; 2 — Geofizicheskiy; 3 — Yamburgskiy; 4 — Yurkharovskiy.

For other Legend items see Fig. 3

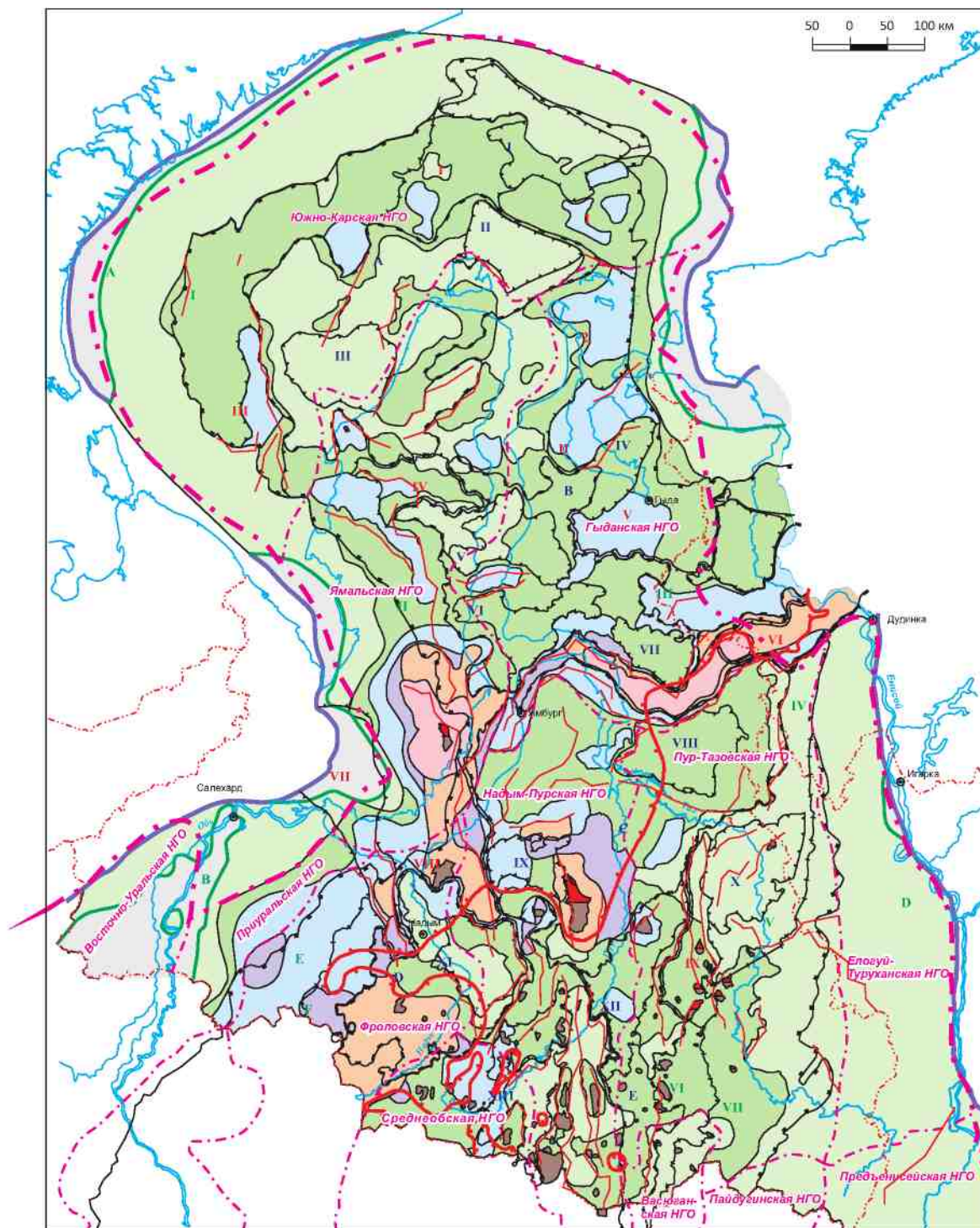
Рис. 4. Карта перспектив нефтегазоносности батского регионального резервуара (пласты Ю₂–Ю₄) севера Западно-Сибирской НГП
 Fig. 4. Map of oil-and-gas potential for the Bathonian regional reservoir (layers J₂–J₄) in the North of West Siberian oil and gas bearing province



HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

Рис. 5. Карта перспектив нефтеносности батского регионального резервуара (пласты Ю₂–Ю₄) севера Западно-Сибирской НГП

Fig. 5. Map of oil potential for the Bathonian regional reservoir (layers J₂–J₄) in the North of West Siberian oil and gas bearing province



Усл. обозначения см. на рис. 3, 4
For Legend see Fig. 3, 4

Наиболее перспективные земли на газ расположены в центральной и северной частях региона. Перспективные земли распространены на юге Гыданской, в центральной части Ямальской и на северных окраинных участках Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО (рис. 6). Среднеперспективные земли повсеместно развиты в Южно-Карской, Гыданской, Ямальской и северных частях Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО. На юге исследуемой территории в основном прогнозируются земли пониженных перспектив.

В результате выполненных исследований выделены следующие крупнейшие и крупные объекты на выявление новых залежей нефти и газа в батском региональном резервуаре севера Западно-Сибирской НГП: Новопортовско-Нижнемессояхская, Харасавэйско-Нурминская, Песцово-Уренгойская зоны нефтегазонакопления и Южно-Тамбейский, Геофизический, Ямбургский, Юрхаровский перспективные участки (см. рис. 4).

Новопортовско-Нижнемессояхская крупнейшая зона нефтегазонакопления простирается от восточной части Ямальского до западной Гыданского полуостровов. Ее площадь составляет 18 тыс. км². Степень изученности объекта сейсморазведочными и буровыми работами неравномерная. На его территории открыты крупные Новопортовское и Малоямальское месторождения. В то же время восточное продолжение этого объекта слабо изучено бурением (Парусовая, Семаковская и другие площади), поскольку его значительная часть находится в акватории Обской и Тазовской губ. Прогнозируемые ресурсы газа оцениваются около 1 трлн м³.

Харасавэйско-Нурминская крупнейшая зона нефтегазонакопления расположена в западной части п-ова Ямал. Она приурочена к Бованенковско-Нурминскому наклонному мегавалу. Степень изученности объекта сейсморазведочными и буровыми работами неравномерная. На его территории открыт ряд месторождений: Бованенковское, Нейтинское и Арктическое нефтегазовые, а также Восточно-Бованенковское и Харасавэйское газовые. В то же время значительная часть территории слабо изучена бурением и здесь возможно открытие новых залежей УВ. Прогнозируемые ресурсы газа резервуара оцениваются в 800 млрд м³.

Песцово-Уренгойская крупнейшая зона нефтегазонакопления находится на юго-западном борту Большехетской мегасинеклизы, осложненной Центрально-Уренгойским мезовалом. На ее территории прогнозируется распространение перспективных земель. Степень изученности объекта сейсморазведочной и бурением в целом выше, чем в отмеченных зонах. В результате проведения нефтепоисковых работ в его пределах открыты крупные Уренгойское и Песцовое месторождения.

Южно-Тамбейский перспективный участок расположен в северной части п-ова Ямал и приурочен к одноименному куполовидному мезоподнятию. Его площадь составляет 2120 км². Степень изученности участка сейсморазведочными и буровыми работами невелика. Восточная его половина находится в акватории Обской губы. Прогнозируемые ресурсы газа оцениваются примерно в 100 млрд м³.

Геофизический перспективный участок расположен в западной части Гыданского полуострова в пределах одноименного мезовала. Его площадь составляет 1350 км². Степень изученности объекта сейсморазведочными и буровыми работами низкая. Прогнозируемые ресурсы газа резервуара оцениваются в 100 млрд м³.

Ямбургский перспективный участок расположен в западной части Тазовского полуострова и приурочен к северному борту Большехетской мегасинеклизы. Его площадь его составляет 1870 км². Степень изученности геолого-разведочными работами крайне низкая. Прогнозируемые ресурсы газа оцениваются в 140 млрд м³.

Юрхаровский перспективный участок находится в центральной части Тазовского полуострова, на территории одноименного мезовала. Объект входит в состав Уренгойского нефтегазонаосного района. Его площадь составляет 1470 км². Степень изученности сейсморазведкой и бурением низкая. Прогнозируемые ресурсы газа и нефти оцениваются около 80 млн т усл. топлива.

Аален-байосский региональный резервуар включает среднюю и нижнюю части среднеюрских отложений (леонтьевский и вымский горизонты) и практически повсеместно распространен в пределах исследуемого региона (рис. 7).

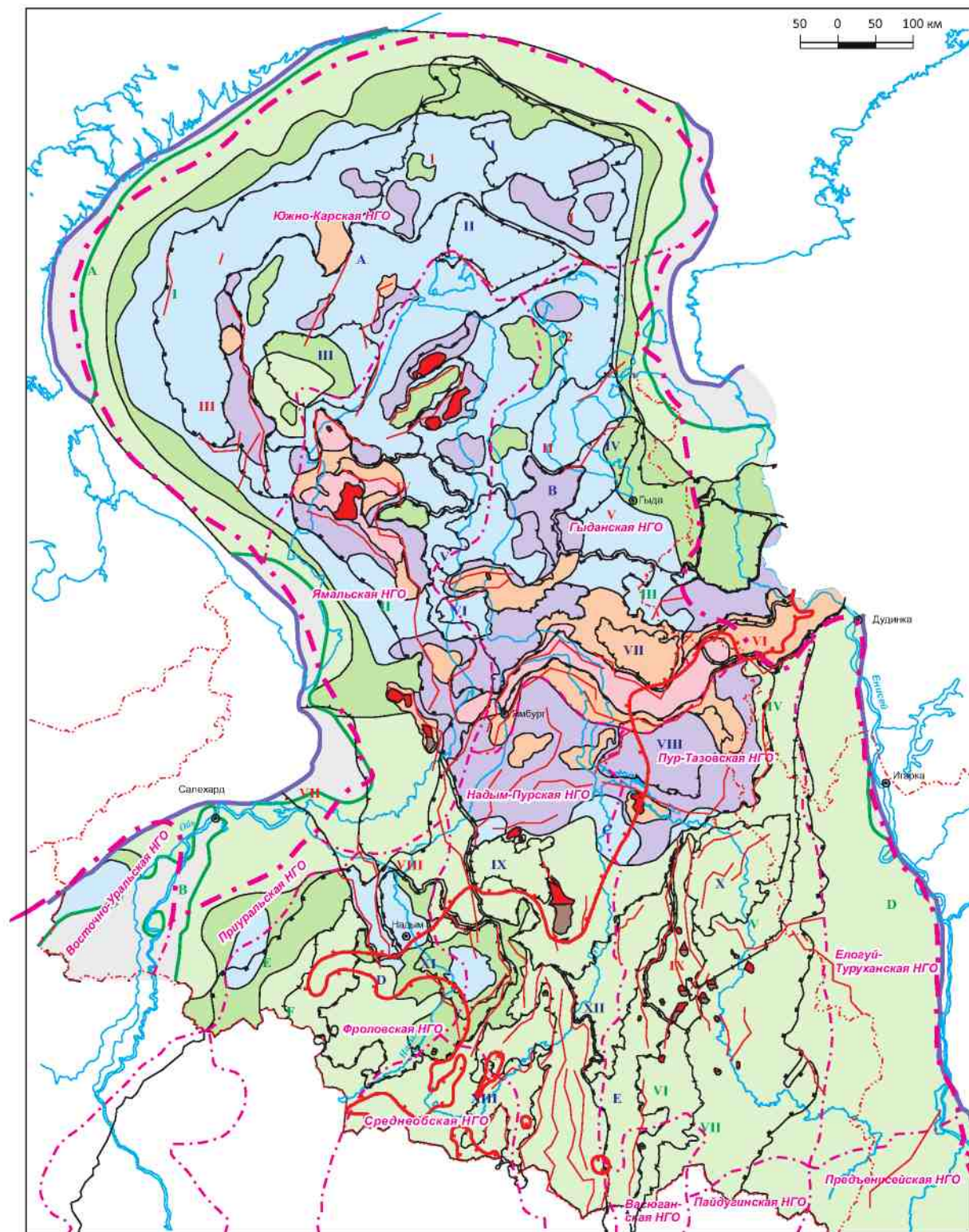
Перспективы нефтегазонаосности данного резервуара существенно более низкие, чем Батского. Начальные суммарные ресурсы УВ резервуара оцениваются в 12 497 млн т усл. топлива, из них нефти — 3768 млн т, газа — 7471 млрд м³ и конденсата — 1258 млн т, т. е. в этом резервуаре прогнозируется преимущественно газ.

Запасы и ресурсы УВ аален-байосского резервуара категорий C₁, C₁+C₂, C₃, D₁, D₂ и D₁+D₂ соответственно равны: 186, 495, 2030, 2443, 7528 и 9971 млн т усл. топлива. Доли промышленных запасов, перспективных и прогнозных ресурсов составляют: 4,0; 16,3 и 79,7 % соответственно. Следовательно, в основном прогнозируемые ресурсы УВ-резервуара (96,0 %) представлены перспективными и прогнозными ресурсами.

Наибольшие начальные суммарные ресурсы УВ прогнозируются в Южно-Карской (3918 млн т усл. топлива) НГО; несколько меньше — в Ямальской (2695 млн т усл. топлива) и Гыданской (2061 млн т усл. топлива) НГО; еще меньше — в Надым-Пурской

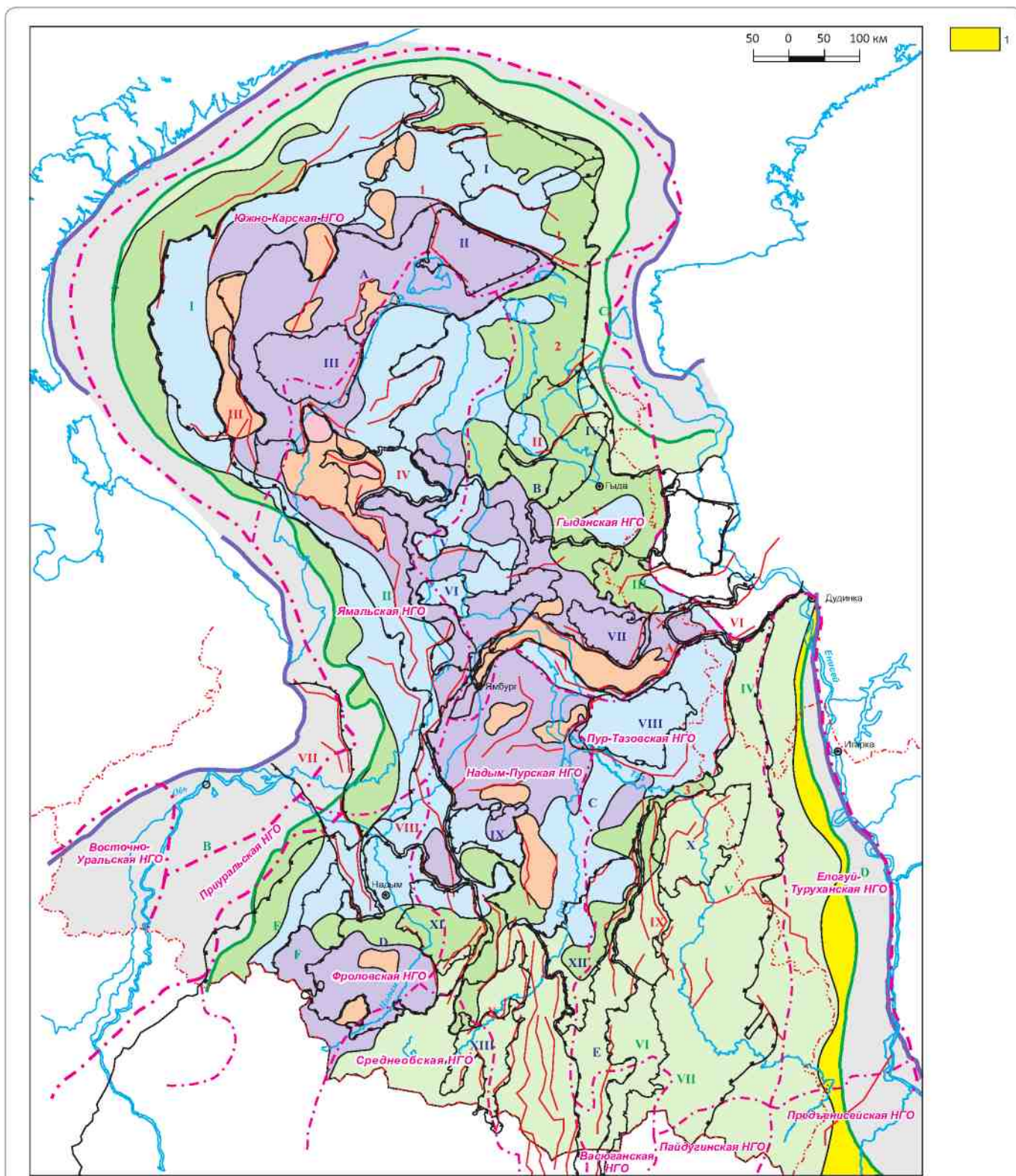
HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

Рис. 6. Карта перспектив газоносности батского регионального резервуара (пласты Ю₂–Ю₄) севера Западно-Сибирской НГП
 Fig. 6. Map of gas potential for the Bathonian regional reservoir (layers J₂–J₄) in the North of the West Siberian oil and gas bearing province



Усл. обозначения см. на рис. 3, 4
 For Legend see Fig. 3,4

Рис. 7. Карта перспектив нефтегазоносности аален-байосского регионального резервуара севера Западно-Сибирской НГП
Fig. 7. Map of oil and gas potential for the Aalenian-Bajocian regional reservoir in the North of the West Siberian oil and gas bearing province



1 — бесперспективные земли (удельная плотность <math>< 1 \text{ тыс. т усл. топлива/км}^2</math>). Остальные усл. обозначения см. на рис. 3, 4
 1 — unpromising lands (resource density <math>< 1 \text{ thous. toe/km}^2</math>). For other Legend items see Fig. 3, 4

HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

(1661 млн т усл. топлива), Фроловской (958 млн т усл. топлива) и Пур-Тазовской (935 млн т усл. топлива) НГО. Минимальные объемы начальных суммарных ресурсов УВ предполагаются в пределах остальных НГО. Их начальные суммарные ресурсы УВ составляют 271 млн т усл. топлива.

Наиболее перспективные земли на нефть и газ аален-байосского резервуара (перспективные земли II категории и локально I) преимущественно распространены на ранее выделенных объектах нефтепоисковых работ: Новопортовско-Нижнемессояхской, Харасавэйско-Нурминской, Песцово-Уренгойской зонах нефтегазонакопления и на Ямбургском, Юрхаровском перспективных участках. Кроме того, они развиты почти на всей территории Припайхойского мегавыступа, Рагозинского мезовала и других локальных участках на севере рассматриваемого региона (см. рис. 7).

Среднеперспективные земли резервуара охватывают почти всю его северную и центральную части, а также Надым-Пурское междуречье.

Земли пониженных и низких перспектив резервуара повсеместно распространены на обширной юго-восточной части региона, а также на западных, северных и северо-восточных окраинных участках.

Тоарский региональный резервуар (средняя и нижняя части ааленского, верхняя половина тоарского ярусов) почти повсеместно распространены в рассматриваемом регионе, лишь в окраинных западной, северной и восточной его частях отложения отсутствуют (рис. 8).

Начальные суммарные ресурсы углеводородов оцениваются в 8513 млн т усл. топлива, из них нефти — 1342 млн т, газа — 6114 млрд м³ и конденсата — 1058 млн т, т.е. в этом резервуаре прогнозируется преимущественно газ.

Запасы и ресурсы УВ категорий C₁, C₁+C₂, C₃, D₁, D₂ и D₁+D₂ составляют соответственно: 18, 125, 273, 1426, 6691 и 8117 млн т усл. топлива. Следовательно, почти все прогнозируемые ресурсы УВ (98,5 %) представлены перспективными и прогнозными.

Наибольшие суммарные ресурсы УВ прогнозируются в Южно-Карской НГО (2897 млн т усл. топлива); меньшие — в Гыданской (1689 млн т усл. топлива), Ямальской (1587 млн т усл. топлива) и Надым-Пурской (951 млн т усл. топлива) НГО; еще меньше — во Фроловской (615 млн т усл. топлива) и Пур-Тазовской (613 млн т усл. топлива) НГО; минимальные ресурсы УВ — в Среднеобской (103 млн т усл. топлива), Елогуй-Туруханской (28 млн т усл. топлива), Васюганской (18 млн т усл. топлива), Предьенисейской (7 млн т усл. топлива) и Пайдугинской (6 млн т усл. топлива) НГО.

Ресурсы УВ тоарского резервуара распределены по территории региона неравномерно (см. рис. 8). Наиболее перспективные земли (перспективные II категории, среднеперспективные) прогнозируются в северо-западной, центральной и юго-западной частях региона. Почти вся остальная часть территории — земли пониженных и низких перспектив, а на крайнем юго-востоке (Елогуй-Туруханская, Предьенисейская НГО) предполагаются бесперспективные земли.

Перспективы нефтеносности почти повсеместно низкие. Только в крайней юго-западной части региона (Фроловская НГО) прогнозируются участки земель пониженных и средних перспектив.

Перспективы газоносности следующие. В регионе выделяются земли от бесперспективных до перспективных II категории. Наиболее перспективные из них распространены лишь в окраинной северо-западной, частично в центральной и локально в юго-западной частях. Большая же часть территории региона — земли пониженных и низких перспектив, а также бесперспективные земли.

Плинсбахский региональный резервуар (нижняя половина нижнетоарского, верхняя половина верхнеплинсбахского ярусов) распространен на большей части региона. Лишь в окраинных западной, северной и восточной его частях отложения отсутствуют (рис. 9).

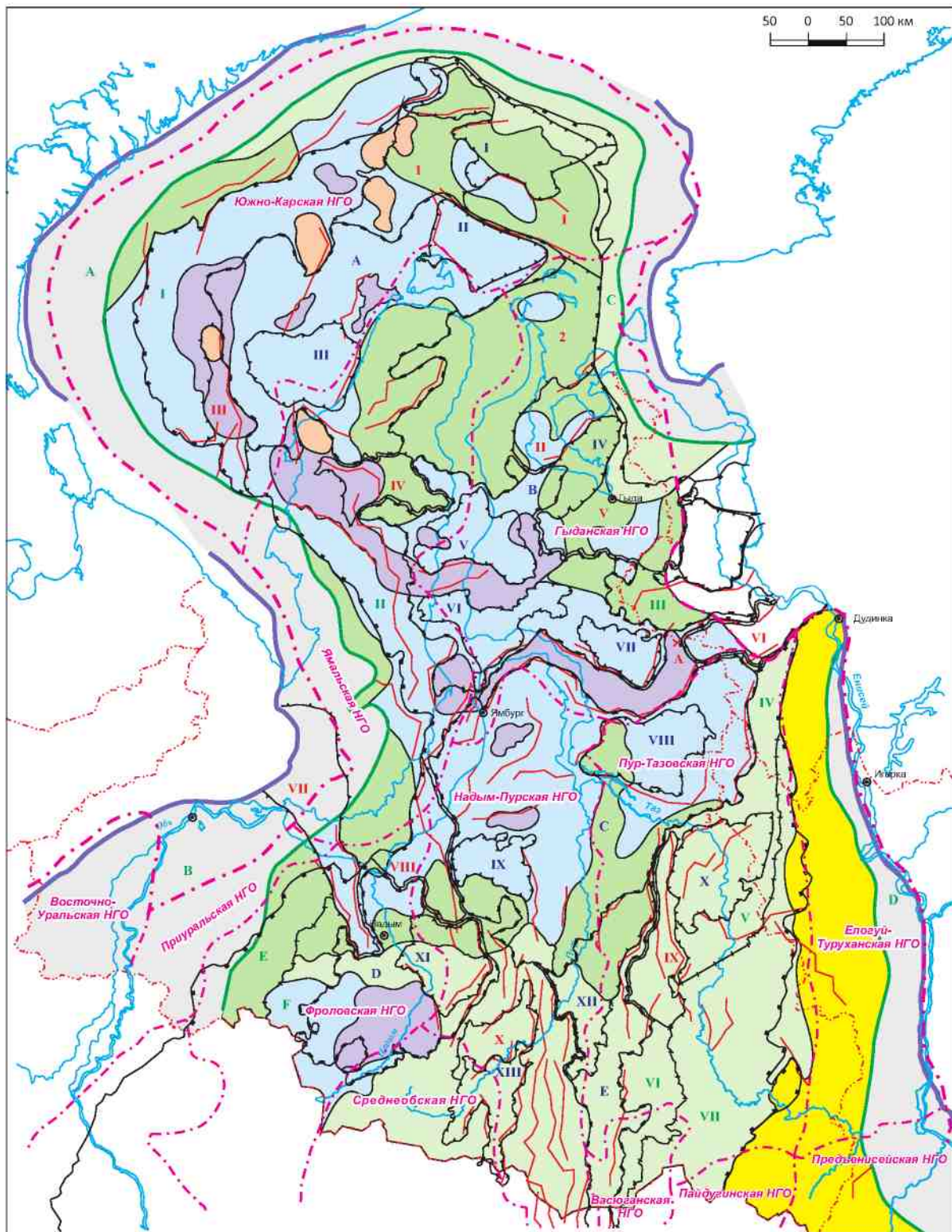
Начальные суммарные ресурсы УВ оцениваются в 3331 млн т усл. топлива, из них нефти — 211 млн т, газа — 2732 млрд м³ и конденсата — 388 млн т, т.е. в этом резервуаре прогнозируется в основном газ.

Запасы и ресурсы УВ категорий C₁, C₁+C₂, C₃, D₁, D₂ и D₁+D₂ соответственно равны: 14, 26, 69, 695, 2541 и 3236 млн т усл. топлива. Процентное отношение промышленных запасов, перспективных и прогнозных ресурсов УВ составляет: 0,8; 2,1 и 97,1 % соответственно.

Наибольшие начальные суммарные ресурсы УВ прогнозируются в Южно-Карской (799 млн т усл. топлива), Ямальской (733 млн т усл. топлива), Гыданской (670 млн т усл. топлива) и Надым-Пурской (481 млн т усл. топлива) НГО; меньшие — в Пур-Тазовской (287 млн т усл. топлива) и Фроловской (283 млн т усл. топлива) НГО, а минимальные ресурсы УВ — в Среднеобской (41 млн т усл. топлива), Елогуй-Туруханской (18 млн т усл. топлива), Васюганской (11 млн т усл. топлива), Пайдугинской (7 млн т усл. топлива) и Предьенисейской (1 млн т усл. топлива) НГО.

Распределение начальных суммарных ресурсов УВ плинсбахского резервуара в целом подобно тоарскому (см. рис. 9). Наиболее перспективные земли (среднеперспективные II категории и земли пониженных перспектив) также прогнозируются в северо-

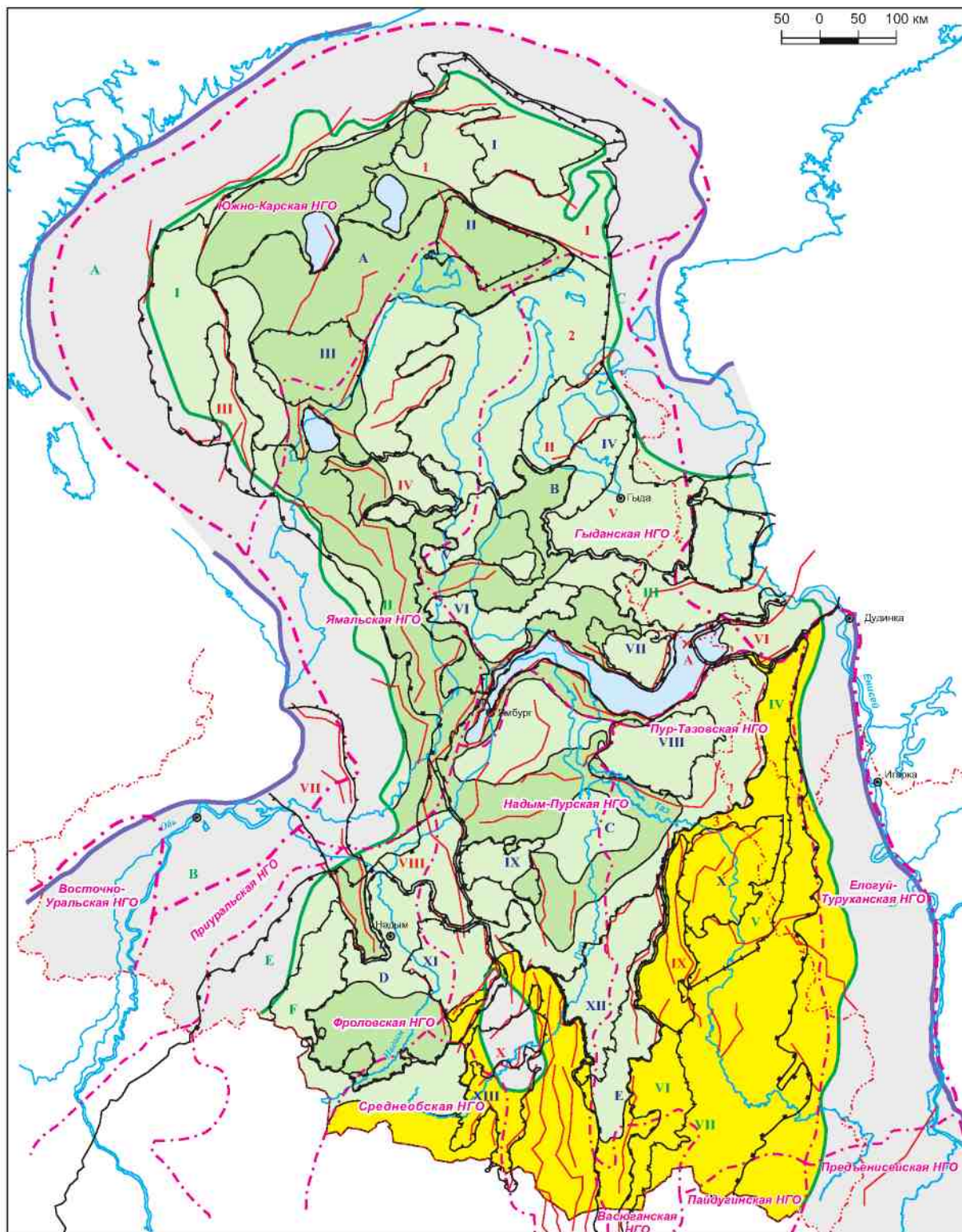
Рис. 8. Карта перспектив нефтегазоносности тоарского регионального резервуара севера Западно-Сибирской НГП
Fig. 8. Map of oil and gas potential for the Toarcian regional reservoir in the North of the West Siberian oil and gas province



Усл. обозначения см. на рис. 3, 4
 For Legend see Fig. 3, 4

HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

Рис. 9. Карта перспектив нефтегазоносности плинсбахского регионального резервуара севера Западно-Сибирской НГП
 Fig. 9. Map of oil and gas potential for the Pliensbachian regional reservoir in the North of the West Siberian oil and gas province



Усл. обозначения см. на рис. 3, 4, 7
 For Legend see Fig. 3, 4, 7

западной, центральной и юго-западной частях региона, а на остальной громадной территории — низкоперспективные и бесперспективные.

Перспективы нефтеносности резервуара весьма низкие: почти повсеместно в регионе прогнозируются бесперспективные, и лишь на большом участке Фроловской НГО — низкоперспективные земли.

Перспективы газоносности резервуара ниже, чем тоарского. Распределение по территории аналогично таковому для суммарных ресурсов. Наиболее перспективные земли (среднеперспективные II категории и земли пониженных перспектив) в основном распространены в северо-западной, центральной и юго-западной частях региона.

Геттанг-синемюрский региональный резервуар залегает в основании юрских отложений и наименее распространен. Он развит в центральных, наиболее прогнутых его частях, причем в южных районах его отложения местами отсутствуют (рис. 10). Начальные суммарные ресурсы УВ относятся к прогнозным категории D_2 и оцениваются в 1334 млн т усл. топлива, из них газа — 1131 млрд m^3 и конденсата — 203 млн т. Нефть в резервуаре не прогнозируется.

Наибольшие начальные суммарные ресурсы УВ прогнозируются в Гыданской (379 млн т усл. топлива), Южно-Карской (338 млн т усл. топлива) и Ямальской (275 млн т усл. топлива) НГО; меньшие — в Надым-Пурской (178 млн т усл. топлива) и Пур-Тазовской (146 млн т усл. топлива) НГО. В остальных областях — Среднеобской, Васюганской, Фроловской, Елогуй-Туруханской и Пайдугинской — прогнозируется всего лишь 17,8 млн т усл. топлива.

Перспективы газоносности геттанг-синемюрского резервуара самые низкие. На территории резервуара выделяются земли трех категорий. Земли пониженных перспектив распространены лишь в пределах Мессояхской наклонной гряды, на остальной огромной территории региона — низкоперспективные и бесперспективные земли (см. рис. 10).

В юрских отложениях в целом на севере Западной Сибири и акватории Карского моря прогнозируется 60 443 млн т усл. топлива, из них нефти — 19 639 млн т (32,5 %), газа — 34 146 млрд m^3 (56,5 %) и конденсата — 6 658 млн т (11,0 %).

Среди региональных резервуаров наибольшими ресурсами УВ обладает батский резервуар (25 605 млн т усл. топлива), существенно меньшими — аален-байосский (12 497 млн т усл. топлива), оксфордский (9 160 млн т усл. топлива), тоарский (8 515 млн т усл. топлива) и минимальными — плинсбахский (3 331 млн т усл. топлива) и геттанг-синемюрский (1 335 млн т усл. топлива).

Запасы и ресурсы УВ юрских отложений региона категорий C_1 , C_1+C_2 , C_3 , D_1 , D_2 и D_1+D_2 соответственно

равны: 1506, 4542, 10 774, 19 068, 26 057 и 45 127 млн т усл. топлива. Процентное отношение промышленных запасов, перспективных и прогнозных ресурсов УВ составляет: 7,5; 17,8 и 74,7 % соответственно. Следовательно, основная часть прогнозируемых ресурсов юрских отложений (92,5 %) представлена перспективными и прогнозными ресурсами, т.е. степень их разведанности низкая.

Наибольшие суммарные ресурсы УВ прогнозируются в Южно-Карской (13 546 млн т усл. топлива), Гыданской (11 728 млн т усл. топлива) и Ямальской (10 886 млн т усл. топлива) НГО; меньшие — в Пур-Тазовской (9 284 млн т усл. топлива) и Надым-Пурской (7 430 млн т усл. топлива) НГО; еще меньшие — во Фроловской (4 051 млн т усл. топлива) НГО. В остальных семи нефтегазоносных областях начальные суммарные ресурсы УВ юрского комплекса составляют 35 18 млн т усл. топлива.

Наиболее перспективные земли на нефть и газ юрских отложений (высокоперспективные I и II категорий, перспективные I и II категорий) распространены в Новопортовско-Нижнемессояхской, Вэнгапуровско-Часельской, Харасовэйско-Нурминской, Песцово-Уренгойской и вновь выделенной Северной зонах нефтегазоаккумуляции, а также в Южно-Тамбейском, Геофизическом, Ямбургском, Юрхаровском перспективных участках (рис. 11).

Северная зона газонефтеаккумуляции расположена в южной части региона, в Надым-Пурской НГО. Она приурочена к одноименному своду, ее площадь составляет 5 900 km^2 . Степень изученности объекта достаточно высокая. В ее пределах открыты Губкинское и Северо-Губкинское месторождения, а также подготовлено к бурению Западно-Пурпейское поднятие. Тем не менее этот объект до настоящего времени остается перспективным для подготовки запасов нефти и газа.

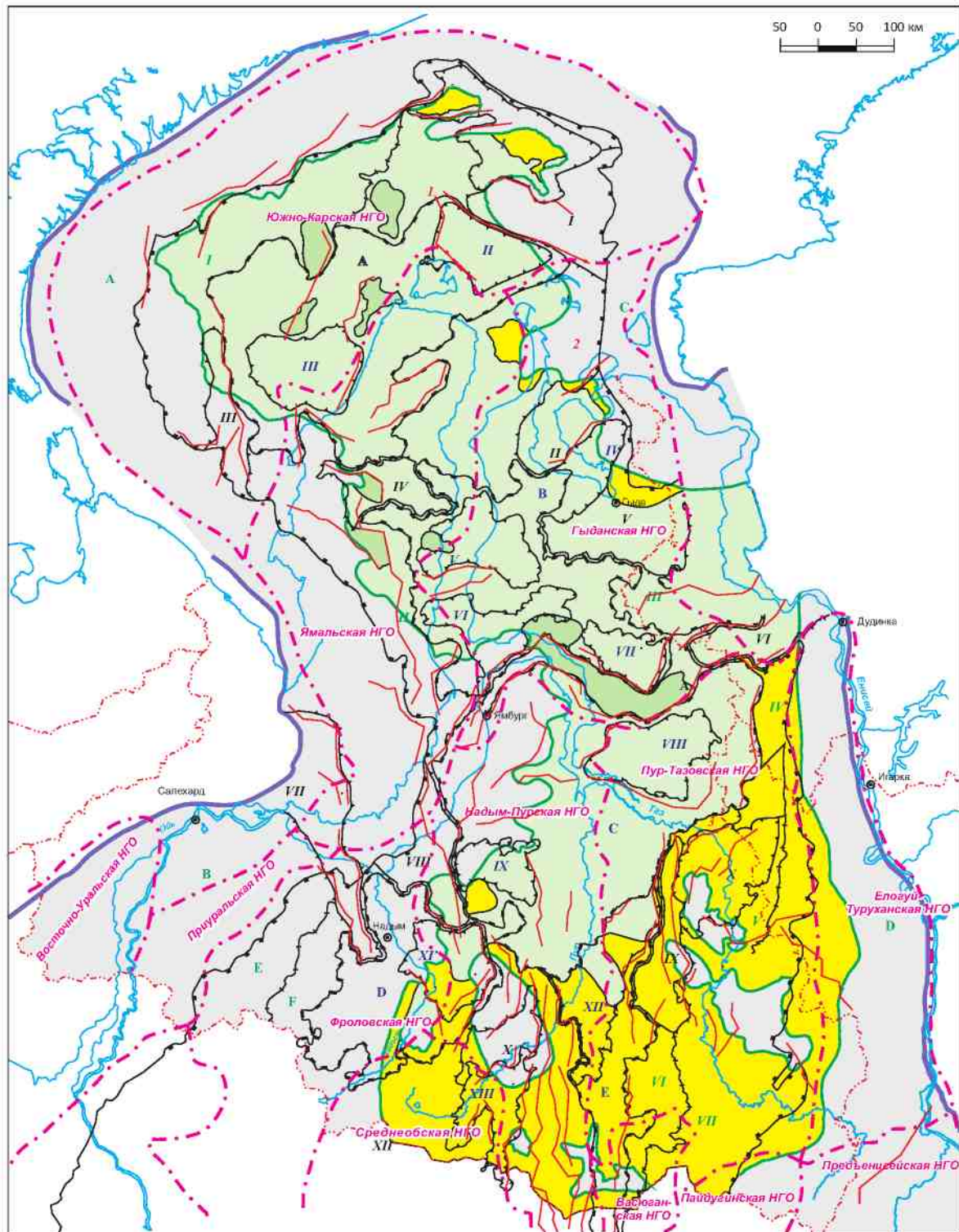
Перспективы нефтеносности юрских отложений на большей части территории региона оцениваются как среднеперспективные земли II категории и земли пониженных перспектив. Лишь в его южной части выделяются перспективные и среднеперспективные земли I категории. Они прогнозируются в пределах Новопортовско-Нижнемессояхской, Вэнгапуровско-Часельской, Песцово-Уренгойской зонах нефтегазоаккумуляции, а также на Медвежье-Нумгинском мегавале и в южной части Фроловской НГО.

Перспективы газоносности юрских отложений представлены землями различных перспектив. Наиболее перспективные из них (высокоперспективные II категории и перспективные земли) выделены в северной и центральной частях региона, в основном в охарактеризованных объектах нефтегазопоисковых работ.

HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

Рис. 10. Карта перспектив нефтегазоносности геттанг-синемюрского регионального резервуара севера Западно-Сибирской НГП

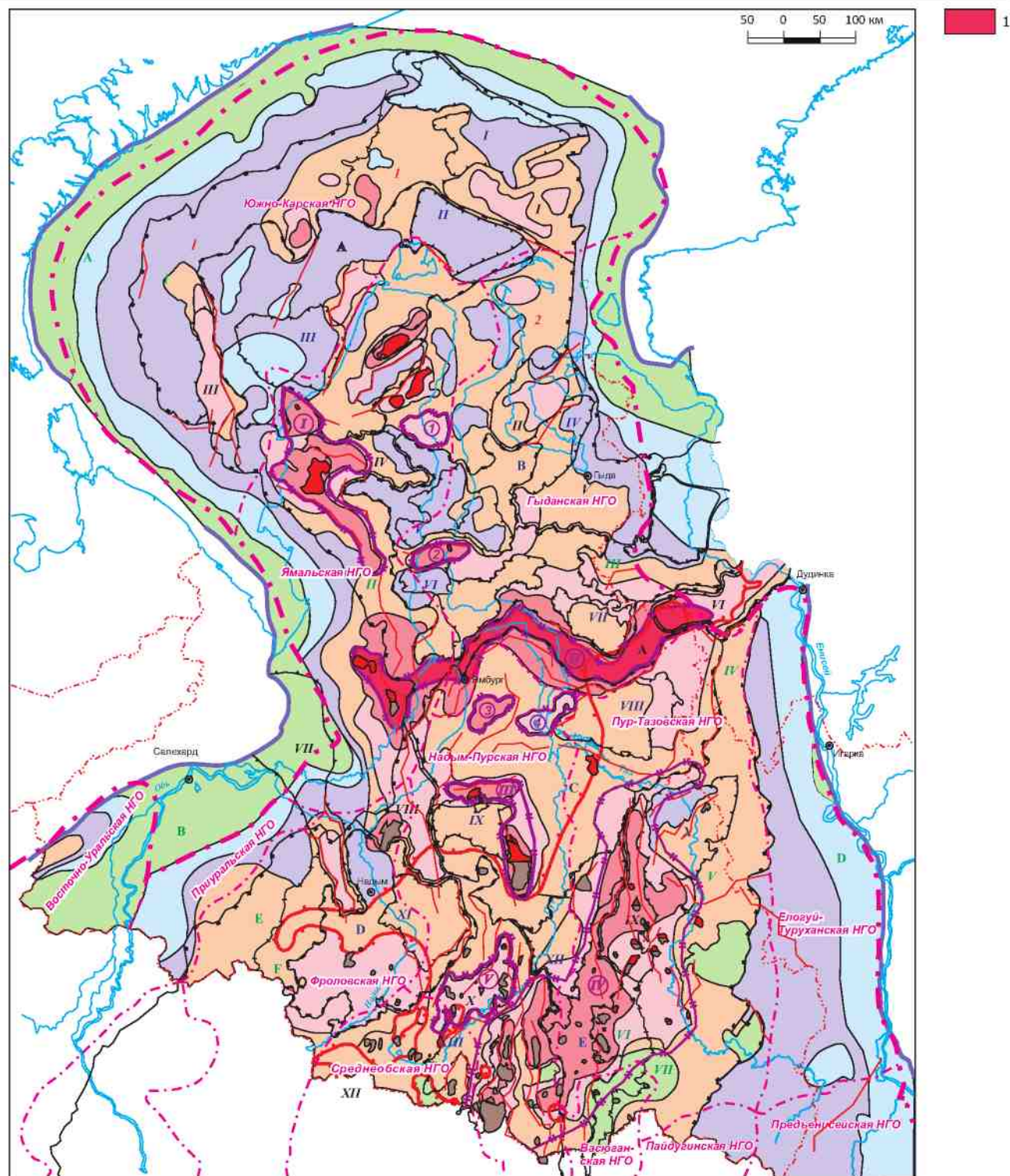
Fig. 10. Map of oil and gas potential for the Hettangian-Sinemurian regional reservoir in the North of the West Siberian oil and gas province



Остальные усл. обозначения см. на рис. 3, 4, 7

For other Legend items see Fig. 3, 4, 7

Рис. 11. Карта перспектив нефтегазоносности юрских отложений севера Западно-Сибирской НГП
Fig. 11. Map of oil and gas potential for the Jurassic deposits in the North of the West Siberian oil and gas province



1 — высокоперспективные земли I категории (уд. пл. 150–200 тыс. т УУВ/км²)
 1 — high prospective lands of Category I (specific density 150–200 thous. toe/km²)

Ⓢ Крупнейшие зоны нефтенакопления: IV — Песцово-Уренгойская; V — Северная. Остальные усл. обозначения см. на рис. 3, 4, 7
 The largest zones of oil and gas accumulation: IV — Pestsovo-Urengoysskaya; V — Severnaya. For other Legend items see Fig. 3, 4, 7

Заключение

В статье приведены результаты количественного прогноза нефтегазоносности оксфордского, батского, аален-байосского, тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского региональных резервуаров юрских отложений севера Западной Сибири и акватории Карского моря, которые базируются на основе ранее разработанных моделей их строения с учетом современных представлений о масштабах нефтегазообразования нефтематеринских отложений и степени катагенеза содержащегося в них органического вещества.

Эти результаты были использованы при количественной оценке ресурсов углеводородов Российской Федерации, выполненной большим коллективом геологов под руководством ВНИГНИ по состоянию на 01.01.2009 г.

Количественная оценка выполнена геологическим способом по удельным плотностям запасов на единицу площади, который является составной частью метода геологических аналогий. При оценке перспектив нефтегазоносности малоизученных бурением аален-байосского, тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского резервуаров, в которых выявлено сравнительно небольшое число залежей УВ, использовались эталонные участки батского резервуара с учетом выявленной авторами закономерности уменьшения сверху вниз по разрезу значений плотности начальных суммарных ресурсов УВ и возрастания газовой составляющей УВ.

Среди региональных резервуаров наибольшими ресурсами УВ обладает батский резервуар, существенно меньшими — аален-байосский, оксфордский, тоарский, а минимальными — плинсбахский и геттанг-синемюрский, т.е. сверху вниз по разрезу перспективы нефтегазоносности уменьшаются. В этом же направлении сокращается нефтяная составляющая УВ. Это обусловлено ухудшением с увеличением глубины резервуаров фильтрационно-емкостных характеристик проницаемых комплексов и экранирующих свойств флюидоупоров, уменьшением содержания ОВ и увеличением его катагенетической преобразованности.

Оксфордский резервуар распространен лишь в юго-восточной части региона. В более северных и западных районах отмечается полная или почти полная заглинизированность проницаемого комплекса. Начальные суммарные ресурсы УВ оцениваются в 9161 млн т усл. топлива, из них нефти — 6974 млн т, газа — 1762 млрд м³. Доли запасов, перспективных и прогнозных ресурсов УВ: 12,9; 17,2 и 69,9 % соответственно. Наиболее перспективные земли (перспективные земли I и II категорий) прогнозируются в центральной части Пур-Тазовской и юго-восточной

части Надым-Пурской НГО. В контурах этих земель выделена Вэнгапуровско-Часельская зона газонефтегазонакопления, в которой прогнозируется 500 млн т извлекаемых ресурсов нефти.

Батский резервуар распространен повсеместно. Начальные суммарные ресурсы УВ оцениваются в 25 605 млн т усл. топлива, из них нефти — 7348 млн т и газа — 14 935 млрд м³. Процентное отношение запасов, перспективных и прогнозных ресурсов УВ: 10,6; 26,7 и 62,7 % соответственно. Наиболее перспективные земли (высокоперспективные земли II категории, перспективные земли) прогнозируются преимущественно в центральной части, включающей Ямальскую НГО, южную и северную части Гыданской и Пур-Тазовской НГО соответственно, а также северную половину Надым-Пурской НГО. В этом регионе прогнозируются крупнейшие и крупные объекты нефтегазопоисковых работ: Новопортовско-Нижнемессояхская, Харасавэйско-Нурминская, Песцово-Уренгойская зоны нефтегазонакопления и Южно-Тамбейский, Геофизический, Ябургский и Юрхаровский перспективные участки.

Аален-байосский резервуар распространен почти повсеместно. Начальные суммарные ресурсы УВ оцениваются в 12 497 млн т усл. топлива, из них нефти — 3768 млн т, газа — 7471 млрд м³. Процентное отношение запасов, перспективных и прогнозных ресурсов УВ: 4,0; 16,3 и 79,7 % соответственно. Наиболее перспективные земли (перспективные II категории), как и батского резервуара, прогнозируются в Новопортовско-Нижнемессояхской, Харасавэйско-Нурминской, Песцово-Уренгойской зонах нефтегазонакопления и на Ябургском, Юрхаровском перспективных участках, а также почти на всей площади Припайхойского мегавыступа и Рагозинского мезовала.

Тоарский резервуар распространен почти повсеместно. Начальные суммарные ресурсы УВ оцениваются в 8513 млн т усл. топлива, из них нефти — 1342 млн т, газа — 6114 млрд м³. Доли запасов, перспективных и прогнозных ресурсов УВ: 1,46; 3,21 и 95,33 % соответственно. Наиболее перспективные земли (перспективные II категории, среднеперспективные I категории) прогнозируются в северо-западной части Южно-Карской, центральной и южной частях Ямальской, южном окончании Гыданской и в северных участках Надым-Пурской, Пур-Тазовской и Фроловской НГО.

Плинсбахский резервуар развит в основном во Внутренней области Западно-Сибирской геосинеклизы. Начальные суммарные ресурсы УВ оцениваются в 3331 млн т усл. топлива, из них нефти — 211 млн т, газа — 2732 млрд м³. Процентное соотношение запасов, перспективных и прогнозных ресурсов УВ составляет 0,8; 2,1 и 97,1 % соответственно. Наиболее перспективные земли (среднеперспективные II

категории и земли пониженных перспектив) прогнозируются в участках, перечисленных для тоарского резервуара.

Геттанг-синемюрский резервуар развит в центральных, наиболее погруженных частях. Начальные суммарные ресурсы УВ относятся к прогнозным категории D_2 и оцениваются в 1334 млн т усл. топлива, из них газа — 1131 млрд м³ и конденсата — 203 млн т. Перспективы нефтегазоносности самые низкие. Наиболее перспективные земли (земли пониженных перспектив) прогнозируются в Мессояхской наклонной гряде.

В целом в юрском комплексе севера Западной Сибири и акватории Карского моря прогнозируется 60443 млн т усл. топлива, из них нефти — 19639 млн т, газа — 34146 млрд м³ и конденсата — 6658 млн т. В отложениях верхней, средней и нижней юры они оценены в 9161, 38102 и 13180 млн т усл. топлива соответственно. Приведенная авторская количественная оценка перспектив нефтегазоносности отмеченных крупных нефтегазоносных комплексов и в целом юрских отложений имеет близкие значения с соответствующими показателями последней официальной количественной оценки 2009 г.

Литература / References

1. Бостриков О.И., Фомичев А.С. Нефтегазопроизводящие свойства континентальных нижнесреднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты // Современные геохимические методы диагностики нефтематеринских отложений. — М.: Наука, 1986. — С. 141–150.
Bostrikov O.I., Fomichev A.S. Oil and gas generation properties of the Middle-Lower Jurassic continental deposits of the West Siberian plate. In: Trofimuk A.A., Kontorovich A.E., eds. Sovremennye geokhimicheskie metody diagnostiki neftematerinskikh otlozheniy. Moscow: Nauka; 1986. pp. 141–150.
2. Бостриков О.И., Конторович А.Э., Фомичев А.С. Масштабы генерации и эмиграции углеводородов в верхнеюрских и меловых нефтегазоносных комплексах Западно-Сибирской плиты // Результаты работ по Межвед. регион. научн. прогр. «Поиск» за 1992–1993 гг. — Новосибирск: Изд.-во СО РАН, НИЦ ОГГМ СО РАН, 1995. — Часть II. — С. 66–70.
Bostrikov O.I., Kontorovich A.E., Fomichev A.S. Extent of generation and emigration of hydrocarbons in the Upper Jurassic and Cretaceous oil-and-gas plays of the West Siberian plate. Rezultaty rabot po Mezhhvedomstvennoy regionalnoy nauchnoy programme «Poisk» za 1992–1993. Part II. Novosibirsk: SO RAN, NITs OGGM SO RAN; 1995. pp. 66–70.
3. Бостриков О.И., Ларичев А.И., Фомичев А.С. Закономерности накопления рассеянного органического вещества и масштабы нефтеобразования в верхнеюрских материнских отложениях Западно-Сибирской плиты // Нефтегазогеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса Востока России: материалы научно-практической конференции. — Санкт-Петербург: Изд.-во ВНИГРИ, 2010. — С. 205–2013.
Bostrikov O.I., Larichev A. I., Fomichev A.S. Regularities in accumulation of dispersed organic matter and extent of oil generation in the Upper Jurassic oil source deposits of the West Siberian plate. Neftegazogeologicheskii prognozi perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa vostoka Rossii: materialy nauchno-prakticheskoy konferentsii. St. Petersburg: VNIGRI; 2010. pp. 205–2013.
4. Бостриков О.И., Ларичев А.И., Фомичев А.С. Геохимические аспекты изучения нижнесреднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты в связи с оценкой их УВ-потенциала [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2011. — Т. 6 — № 3. — Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/1/31_2011.pdf.
Bostrikov O.I., Larichev A.I., Fomichev A.S. Geochemical aspects of studying the Lower-Middle Jurassic deposits of the West Siberian plate in connection with assessment of their HC potential. Neftegazovaya geologiya. 2011;6(3):1–19. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/31_2011.pdf.
5. Гурари Ф.Г., Конторович А.Э., Острый Г.Б. О роли дизъюнктивных нарушений в процессе формирования залежей нефти и газа в юрских и меловых отложениях Западно-Сибирской низменности // Геология нефти и газа. — 1966. — № 6. — С. 5–11.
Gurari F.G., Kontorovich A.E., Ostriy G.B. On the role of disjunctive faults in the process of formation of oil and gas accumulations in the Jurassic and Cretaceous deposits in the West Siberian lowland. Geologiya nefi i gaza. 1966;(6):5–11.
6. Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. — 2009. — Т. 50. — № 11. — С. 1191–1200.
Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. Catagenesis of organic matter at the top and bottom of the Jurassic play of the West Siberian mega-basin. Geologiya i geofizika. 2009;50(11):1191–1200.
7. Конторович В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика. — 2009. — № 4. — С. 461–474.
Kontorovich V.A. Mesozoic and Cenozoic tectonics and oil-and-gas potential of West Siberia. Geologiya i geofizika. 2009;(4):461–474.
8. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. — 2001. — Т. 42. — № 11–12. — С. 1832–1845.
Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I. Tectonic structure and history of development of the West Siberian geosyncline in Mesozoic and Cenozoic. Geologiya i geofizika. 2001;42(11–12):1832–1845.

HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

9. *Методическое* руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России / Под ред. К.А. Клещева, А.Э. Конторовича, Н.А. Крылова и др. – М.: Изд-во ВНИГНИ, 2000. – 189 с.

Methodology manual for quantitative and economical assessment of resources of oil, gas and condensate in Russia. In: K.A. Kleshchev, A.E. Kontorovich, eds. Moscow: VNIGNI; 2000. 189 p.

10. *Нестеров И.И.* Критерии прогноза нефтегазоносности. – М.: Недра, 1969. – 335 с.

Nesterov I.I. Criteria of prediction of oil-and-gas potential. Moscow: Nedra; 1969. 335 p.

11. *Ростовцев Н.Н.* Тектоническая схема Западно-Сибирской низменности по подошве платформенных мезо-кайнозойских отложений с элементами палеотектоники. – Л.: Гостоптехиздат, 1961. – 12 с.

Rostovtsev N.N. Schematic tectonic map of the West Siberian lowland on the bottom surface of the Meso-Cenozoic platform deposits with elements of paleo-tectonics. Leningrad: Gostoptekhizdat; 1961. 12 p.

12. *Судат Н.В., Сулейманова Л.О.* К истории количественной оценки углеводородного потенциала мезозойско-кайнозойских отложений Западной Сибири и Тюменской области // Горные ведомости. – 2005. – № 10. – С. 18–27.

Sudat N.V., Suleymanova L.O. To the history of quantitative assessment of hydrocarbon potential of Mesozoic and Cenozoic deposits in West Siberia and Tyumen oblast. *Gornyye vedomosti*. 2005;(10):18–27.

13. *Фомин А.Н.* Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: Изд-во ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.

Fomin A.N. Catagenesis of organic matter and the oil-and-gas potential of Mesozoic and Paleozoic deposits of the West Siberian mega-basin. Novosibirsk: INGG SO RAN; 2011. 331 p.

14. *Шемин Г.Г., Нехаев А.Ю., Фомин А.Н., Рябкова Л.В., Бейзель А.Л., Беляев С.Ю., Деев Е.В., Зиновьев С.В., Косяков Д.В., Красавчиков В.О., Лапин П.С., Терешенков Г.М.* Критерии и оценка перспектив нефтегазоносности глубокопогруженных толщ нижней юры севера Западно-Сибирской НГП // Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геологоразведочных работ: Сб. науч. докл. Всерос. науч.-практ. конф. Кн. первая. – Пермь, 2001. – С. 107–132.

Shemin G.G., Nekhaev A.Yu., Fomin A.N., Ryabkova L.V., Beyzel A.L., Belyayev S.Yu., Deyev E.V., Zinovyyev S.V., Kosyakov D.V., Krasavchikov V.O., Lapin P.S., Tereshenkov G.M. Criteria and assessment of oil-and-gas potential of deeply buried Lower Jurassic series in the North of the West Siberian oil and gas bearing province. *Kriterii otsenki neftegazonosnosti nizhe promyshlennno osvoennykh glubin i opredelenie prioritetnykh napravleniy geologorazvedochnykh rabot: Sbornik nauchnykh dokladov Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii*. Book 1. Perm; 2001. pp. 107–132.

15. *Шемин Г.Г., Бейзель А.Л., Нехаев А.Ю., Щекочихина Н.А., Бадера С.А.* Опыт разработки седиментационных моделей, оценки качества коллекторов и флюидоупоров на примере келловейских и верхнеюрских отложений севера Западной Сибири // Пути реализации газового потенциала ХМАО: Шестая научно-практическая конференция. Том I. – Ханты-Мансийск, 2003. – С. 198–206.

Shemin G.G., Beizel A.A., Nekhaev A.Yu., Badera S.A. Experience in sedimentation modeling and evaluation of reservoirs quality and fluid barriers based on history case of the Callovian and Upper Jurassic deposits in the North of West Siberia. *Puti realizatsii gazovogo potentsiala KhMAO: Shestaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya*. Vol. I. Khanty-Mansiysk; 2003. pp. 198–206.

16. *Шемин Г.Г., Бейзель А.Л., Нехаев А.Ю., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П., Бочкарев В.С.* Литолого-палеогеографические реконструкции келловейских и верхнеюрских отложений севера Западно-Сибирской НГП как основа оценки их экранирующих и емкостных свойств // Горные ведомости. – 2004. – № 3. – С. 17–30.

Shemin G.G., Beizel A.L., Nekhaev A.Yu., Brekhuntsov A.M., Deshchenya N.P., Bochkaev V.S. Reconstruction of lithology and paleogeography of the Callovian and Upper Jurassic deposits in the North of the West Siberian oil and gas bearing province as a basis of assessment of their fluid-barrier and reservoir properties. *Gornyye vedomosti*. 2004;(3):17–30.

17. *Шемин Г.Г.* Модель строения, условия формирования и перспективы нефтегазоносности верхнеюрских отложений севера Западно-Сибирской НГП и прилегающей акватории Карского моря // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 10. – С. 29–43.

Shemin G.G. Structure, formation conditions and oil-and-gas potential models of the Upper Jurassic deposits in the North of the West Siberian oil and gas bearing province and adjacent offshore area of the Kara Sea. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. 2004;(10):29–43.

18. *Шемин Г.Г., Первухина Н.В.* Строение и перспективы нефтегазоносности с выделением крупных объектов нефтепоисковых работ батского регионального резервуара севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2009. – № 1. – С. 13–19.

Shemin G.G., Pervukhina N.V. Structure and oil-and-gas potential with identification of large-scale oil prospects in the Bathonian regional reservoir in the North of the West Siberian oil-and-gas province. *Geologiya nefiti i gaza*. 2009;(1):13–19.

19. *Шемин Г.Г.* Строение и количественная оценка перспектив нефтегазоносности среднеюрских отложений севера Западно-Сибирской НГП // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2010. – № 3. – С. 3–19.

Shemin G.G. Structure and quantitative assessment of oil-and-gas potential of the Middle Jurassic deposits in the North of the West Siberian oil and gas bearing province. *Geologiya i mineralno-syryevyye resursy Sibiri*. 2010;(3):3–19.

20. Шемин Г.Г., Микуленко И.К., Сюрин А.А., Щекочихина Н.А., Юстус Н.С. Модели строения и количественная оценка перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров нижнеюрских отложений севера Западно-Сибирской НГП // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2011. – № 2. – С. 53–68.

Shemin G.G., Mikulenko I.K., Syurin A.A., Shchekochkina N.A., Yustus N.S. Structure and quantitative assessment models of oil-and-gas potential of regional reservoirs of the Lower Jurassic deposits in the North of the West Siberian oil and gas bearing province. *Geologiya i mineralno-syryevyye resursy Sibiri*. 2011;(2):53–68.

21. Шемин Г.Г., Нехаев А.Ю., Бейзель А.Л., Первухина Н.В. Фильтрационно-емкостные свойства резервуаров юры севера Западно-Сибирской НГП и закономерности их изменения в зависимости от глубины залегания // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 10. – С. 20–26.

Shemin G.G., Nekhayev A.Yu., Beizel A.L., Pervukhina N.V. Reservoir properties of Jurassic reservoirs in the North of the West Siberian oil and gas bearing province and regularities of their variation according to depth of their occurrence. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. 2011;(10):20–26.

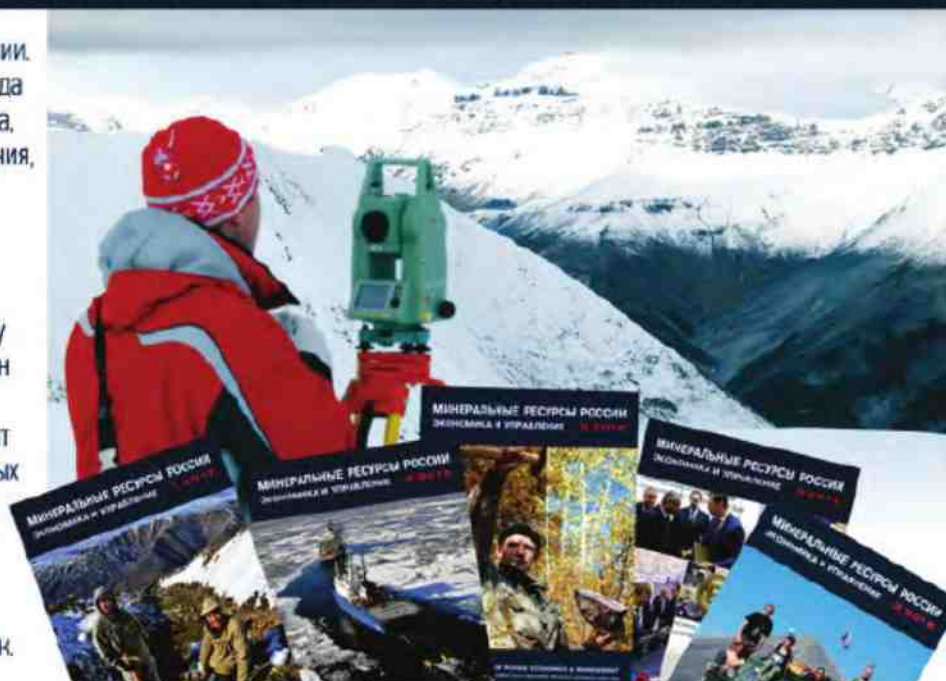
MPP

Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № ФС 77 – 67313 от 30 сентября 2016 г.

МИНЕРАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ РОССИИ. ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Журнал «Минеральные ресурсы России. Экономика и управление» – это всегда качественная и актуальная аналитика, научные статьи по проблемам состояния, развития и освоения минерально-сырьевой базы России.

Журнал включен в международную реферативную базу данных и систему цитирования GeoRef, зарегистрирован в системе Российского индекса научного цитирования а также входит в перечень российских рецензируемых научных изданий (Перечень ВАК), в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней докторов и кандидатов наук.



 РОСГЕОЛОГИЯ | РГ-ИНФОРМ

Подписка в издательстве ООО «РГ-Информ», Российский геологический холдинг «Росгеология»
Тел.: +7 (495) 744 74 90 | E-mail: podpiska@minresrus.ru | www.minresrus.ru

РЕКЛАМА

ВАЛЕРИЮ ДМИТРИЕВИЧУ КАМИНСКОМУ — 70 ЛЕТ



10 сентября 2017 года исполняется 70 лет генеральному директору ФГБУ «ВНИИОкеангеология», доктору геолого-минералогических наук, члену-корреспонденту РАН, Валерию Дмитриевичу Каминскому.

В 1970 г. Валерий Дмитриевич окончил Ленинградский государственный университет по специальности «Геофизические методы поисков и разведки полезных ископаемых» и был принят на работу в Научно-исследовательский институт геологии Арктики (НИИГА).

За годы работы в институте он участвовал в 22 экспедициях в различных морях и океанах, в том числе в 7 экспедициях в сложнейших условиях Северного Ледовитого океана, в большинстве из них — в качестве руководителя. По результатам экспедиционных и научно-аналитических исследований В.Д. Каминским опубликовано более 150 печатных работ в отечественных и зарубежных журналах, под его редакцией и в соавторстве выпущено 10 монографий. Эти работы отражают новые сведения о глубинном строении, истории геологического развития и минеральных ресурсах арктической континентальной

окраины и шельфовых морей России и Мирового океана. В 2016 г. Валерий Дмитриевич был избран членом-корреспондентом Российской Академии наук.

В настоящее время В.Д. Каминский руководит выполнением ряда работ, приоритетных для Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации и Федерального агентства по недропользованию – Роснедра, имеющих огромное государственное значение. Так, по Охотскому морю был собран и обработан большой объем геолого-геофизических и батиметрических данных, преобразованных в серию специализированных карт. Они стали основным аргументом при обосновании континентальной природы участка морского дна в центре моря за пределами 200-мильной зоны, что позволило полностью взять акватории Охотского моря под юрисдикцию России. В настоящее время аналогичная работа ведется в ФГБУ «ВНИИОкеангеология» в отношении Внешней границы континентального шельфа в Северном Ледовитом океане.

Валерий Дмитриевич ведет активную научно-общественную деятельность, является членом Ученых Советов геологических организаций, в том числе Горного Совета при полномочном представителе Президента Российской Федерации в Северо-Западном федеральном округе, Морского Совета при губернаторе Санкт-Петербурга, Научно-экспертного Совета по Арктике и Антарктике при Совете Федерации, а также членом экспертного совета Морской Коллегии.

В.Д. Каминский отмечен ведомственными и правительственными наградами, в том числе Орденом Почета, Почетным званием «Заслуженный геолог Российской Федерации», знаками «Почетный полярник» и «Почетный разведчик недр», медалью ордена «За заслуги перед Отечеством II степени» и другими государственными и ведомственными наградами. Валерий Дмитриевич — дважды Лауреат премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники (2003 и 2012 гг.).

Уважаемый Валерий Дмитриевич, в день Вашего знаменательного юбилея желаем Вам многих лет творческой интересной работы на благо нашей отрасли и страны, доброго здоровья и семейного благополучия!

Редколлегия журнала «Геология нефти и газа»