



УДК (553.98.04:550.83):551.762.1(985)

КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ РЕГИОНАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НИЖНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОЙ И ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ГЫДАНСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЕЙ СИБИРСКОГО СЕКТОРА АРКТИКИ

Г. Г. Шемин¹, П. А. Глазырин², А. Г. Вахромеев^{3,4}, О. И. Бостриков⁵, Е. В. Деев^{1,2}, М. Ю. Смирнов⁶, В. В. Сапьяник⁷, В. И. Москвин^{1,2}

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия; ²Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия; ³Иркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутск, Россия; ⁴Институт земной коры СО РАН, Иркутск, Россия; ⁵Всероссийский геологический институт им. А. П. Карпинского, Санкт-Петербург, Россия; ⁶Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, Москва, Россия; ⁷Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Новосибирск, Россия

Приведены результаты количественного прогноза нефтегазоносности тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского региональных резервуаров нижнеюрских глубокопогруженных отложений Енисей-Хатангской нефтегазоносной области и смежной территории Гыданской на основе моделей строения и реконструируемых условий формирования каждого из отмеченных резервуаров и их составных частей – проницаемых комплексов и флюидоупоров, ранее разработанных авторами настоящей статьи. Изложены тектонические, литолого-фациальные и геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности резервуаров. Рассмотрены методика и результаты количественной оценки перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров с прилагаемыми картами перспектив нефтегазоносности каждого резервуара. Приведена структура ресурсов УВ: распределение начальных суммарных ресурсов УВ по фазовому составу, региональным резервуарам и нефтегазоносным областям.

Ключевые слова: резервуар, критерии нефтегазоносности, количественная оценка, газ, конденсат, ресурсы УВ.

PETROLEUM POTENTIAL QUANTITATIVE FORECAST OF DEEPLY-BURIED REGIONAL RESERVOIRS OF THE LOWER JURASSIC DEPOSITS WITHIN THE YENISEI-KHATANGA AND EASTERN GYDAN PETROLEUM REGIONS OF THE SIBERIAN SECTOR IN THE ARCTIC

G. G. Shemin¹, P. A. Glazyrin², A. G. Vakhromeev^{3,4}, O. I. Bostrikov⁵, E. V. Deev^{1,2}, M. Yu. Smirnov⁶, V. V. Sapyanik⁷, V. I. Moskvina^{1,2}

¹A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of SB RAS, Novosibirsk, Russia; ²Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia; ³Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia; ⁴Institute of the Earth's Crust SB RAS, Irkutsk, Russia; ⁵Karpinsky Russian Geological Institute, Saint Petersburg, Moscow, Russia; ⁶All-Russian research geological oil institute, Moscow, Russia; ⁷Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russia

The article presents the results of petroleum potential quantitative forecast of the Toarcian, Pliensbachian and Hettangian- Sinemurian regional reservoirs of Lower Jurassic deep-buried deposits within Yenisei-Khatanga and adjacent territories of the Gydan petroleum regions based on models of structure and reconstructed conditions of formation for each of the noted reservoirs and their components – permeable complexes and fluid seals, developed earlier by the authors of this article. Tectonic, lithological-facies and geochemical criteria for assessing the oil-and-gas bearing prospects of reservoirs are described. The methodology and the petroleum potential quantitative assessment results for regional reservoirs with attached maps of petroleum potential of each reservoir are considered. The structure of hydrocarbon resources (HC) is given: the distribution of initial total hydrocarbon resources by phase composition, regional reservoirs and oil and gas-bearing areas.

Keywords: reservoirs, criteria of petroleum potential, quantitative assesment, gas, condensate, HC resources.

DOI 10.20403/2078-0575-2021-4-38-57

Исследуемый район является составной частью арктического сектора Российской Федерации, на территории которого прогнозируются громадные ресурсы углеводородного сырья. Административно он полностью входит в состав Таймырского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных в Красноярском крае и Тюменской области соответственно. В тектоническом отношении регион

включает Енисей-Хатангский региональный прогиб и смежную территорию Западно-Сибирской геосинеклизы, согласно нефтегазогеологическому районированию – Енисей-Хатангскую нефтегазоносную область (НГО) и смежную территорию Гыданской.

Несмотря на длительную историю проведения нефтегазопоисковых работ, его изученность сейсмо-разведкой и особенно глубоким бурением до насто-



ящего времени остается низкой. На огромной площади региона (около 400 тыс. км²) за почти 80-летнюю историю изучения объем выполненных сейсморазведочных работ составляет около 130 тыс. км бурения – 1150 тыс. м (530 глубоких скважин). Большинство скважин (78 %) вскрыли неокомские отложения, значительно меньше (18 %) – юрские и лишь 5 % (29 глубоких скважин) – рассматриваемые нижнеюрские.

В результате нефтегазопроисковых работ здесь открыто около 50 месторождений газа и нефти: большинство в неокомском комплексе и лишь семь – в юрском. В нижнеюрских отложениях залежи углеводородов (УВ) не найдены.

Количественная оценка перспектив нефтегазонаосности региона, в том числе и рассматриваемых отложений, началась в 1970-е гг. В последующие годы она проводилась регулярно (раз в пять лет), последняя – в 2012 г., когда традиционно оценивались три крупных комплекса отложений: нижнеюрский, среднеюрский и верхнеюрский.

Цель наших исследований – уточнение количественной оценки перспектив нефтегазонаосности глубоководных нижнеюрских отложений рассматриваемого региона на уровне региональных резервуаров с использованием более достоверного, чем ранее, метода оценки на базе опубликованной авторами более обширной и разнообразной исходной геологической информации [11]. Для ее достижения необходимо решить следующие задачи:

- разработать тектонические, литолого-фациальные и геохимические критерии прогноза нефтегазонаосности резервуаров нефти и газа;
- адаптировать методику количественного прогноза нефтегазонаосности к рассматриваемым нижнеюрским отложениям;
- выполнить количественную оценку перспектив нефтегазонаосности тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского региональных резервуаров с построением карт перспектив нефтегазонаосности каждого из них и характеристикой структуры ресурсов УВ.

В качестве исходной геологической информации для количественной оценки перспектив нефтегазонаосности отмеченных резервуаров использованы следующие опубликованные авторами карты [11]: структурные по кровле проницаемых комплексов резервуаров; толщин и вещественного состава проницаемых комплексов резервуаров; палеогеографические для проницаемых комплексов и флюидоупоров каждого резервуара; прогноза толщин коллекторов и оценки качества флюидоупоров, а также генерации газообразных УВ и катагенетической превращенности органического вещества (ОВ) нефтематеринских отложений левинского, китербютского и лайдинского флюидоупоров.

В нижнеюрских отложениях и подошве среднеюрских в исследуемом регионе обычно выделяется

шесть подразделений: три содержат коллекторы, три представлены преимущественно глинистыми породами, которые являются флюидоупорами [4, 12, 14]. Поэтому авторы в разрезе этих отложений, как и в Западно-Сибирской нефтегазонаосной провинции (НГП), составной частью которой является регион, выделяют три региональных резервуара¹: геттанг-синемюрский, плинсбахский и тоарский, каждый из которых представлен зимним, шараповским и надояхским проницаемыми комплексами и левинским, китербютским и лайдинским флюидоупорами соответственно [17].

Под резервуаром нефти и газа понимается совокупность смежных экранирующего (сверху) и проницаемого (снизу) комплексов, в которых возможна миграция, аккумуляция и консервация УВ.

Критерии оценки перспектив нефтегазонаосности региональных резервуаров

При количественной оценке перспектив нефтегазонаосности региональных резервуаров нижнеюрских отложений использовались результаты анализа тектонических, литолого-фациальных и геохимических критериев.

Тектонические критерии оценки перспектив нефтегазонаосности рассмотрены в работах многих известных ученых: И. М. Губкина [5], Ю. А. Косыгина [8], В. Е. Хаина [16], И. С. Брода, Н. А. Еременко [3], Л. Леворсена [9] и др. При оценке перспектив нефтегазонаосности региональных резервуаров нижнеюрских отложений в качестве тектонических критериев использовались их структурные планы и отчасти интенсивность проявления дизъюнктивной тектоники. Как известно, при прочих равных условиях наиболее благоприятны для накопления УВ ловушки, расположенные в наиболее приподнятых участках крупных положительных структур. В пределах рассматриваемого региона это следующие положительные структуры II порядка: Владимирский, Балахнинский, Волочанский, Малохетский, Среднемессояхский, Юрхаровский, Тазовский и Ванкоро-Тагульский мезовалы, а также склоны северо-восточной части Мессояхской мегагряды, Балахнинско-Рассохинской гряды и Внутренней, Южно-Таймырской седловин (рис. 1). (На карте приведена новая легенда контуров пликтивных структур и показаны лишь крупные структуры.)

Склоны Балахнинско-Рассохинской гряды и Мессояхской мегагряды, Янголо-Горбинского и Гыданского мегавыступов относятся к перспективным землям, где прогнозируются благоприятные условия для накопления УВ в ловушках. Южно-Таймырская мегамоноклиза Внутренней области прогиба и Предтаймырская, Северо-Сибирская, Предъени-

¹Для упрощения названий резервуаров их возрастные датировки соответствуют не всем стратиграфическим объектам резервуаров, а только их проницаемым комплексам.



2021

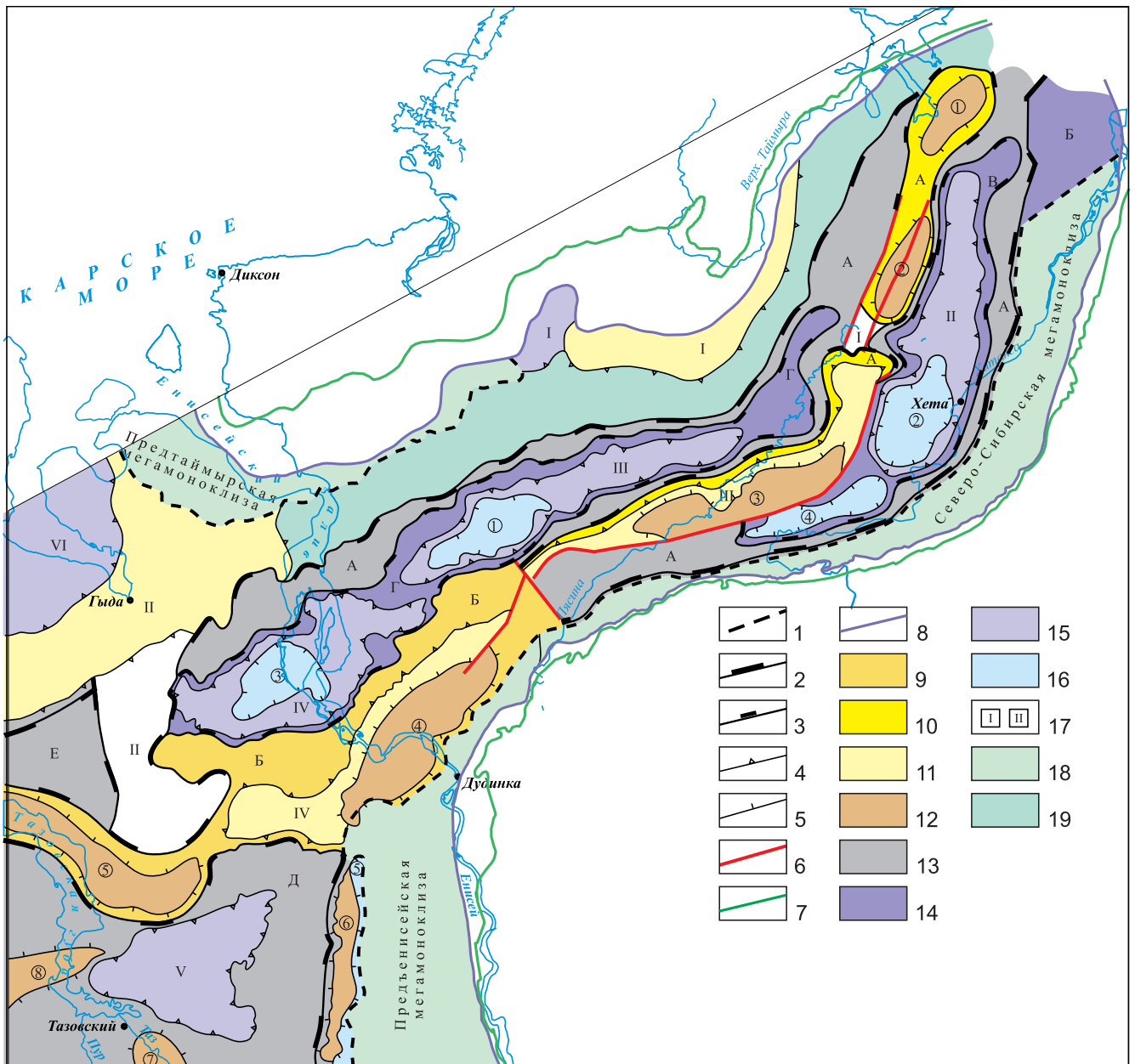


Рис. 1. Тектоническая карта Енисей-Хатангского регионального прогиба и смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы (по М. А. Фомину [15])

1–5 – границы: 1 – Внешнего пояса, структур: 2 – надпорядковых, 3 – 0 порядка, 4 – I порядка, 5 – II порядка; 6 – разломы; 7, 8 – границы распространения отложений: 7 – мезозойско-кайнозойских осадочного чехла, 8 – юрских; 9–12 – положительные структуры: 9 – надпорядковые, 10 – 0 порядка, 11 – I порядка, 12 – II порядка; 13–16 – отрицательные структуры: 13 – надпорядковые, 14 – 0 порядка, 15 – I порядка, 16 – II порядка; 17 – седловины и мегаседловины (I – Внутренняя седловина, II – Танамская мегаседловина); 18 – мегамоноклизы Внешнего пояса; 19 – Южно-Таймырская мегамоноклиза Внутренней области. **Положительные тектонические элементы:** надпорядковые структуры и структуры 0 порядка: А – Балахнинско-Рассохинская наклонная гряда, Б – Мессояхская наклонная гряда; структуры I порядка: I – Янгодо-Горбинский мегавыступ, II – Гыданский мегавыступ, III – Рассохинский наклонный мегавыступ, IV – Усть-Портовский мегавыступ; структуры II порядка: 1 – Владимирский мезовал, 2 – Балахнинский наклонный мезовал, 3 – Волочанский наклонный мезовал, 4 – Малохетский мезовал, 5 – Среднемессояхский мезовал, 6 – Ванкоро-Тагульский наклонный мезовал, 7 – Тазовский мезовал, 8 – Юрхаровский мезовал. **Отрицательные тектонические элементы:** надпорядковые структуры и структуры 0 порядка: А – Енисей-Хатангский наклонный мегажелоб, Б – Эджанский наклонный желоб, В – Боганидско-Жданихинский наклонный желоб, Г – Беловско-Агапский наклонный желоб, Д – Большехетская мегасинеклиза, Е – Антипаютинско-Тадебеяхинская мегасинеклиза; структуры I порядка: I – Пясинский мегаврез, II – Хетский наклонный мегапрогиб, III – Агапский мегапрогиб, IV – Беловская мегавпадина, V – Северо-Тазовская мегавпадина, VI – Среднегыданский мегаврез; структуры II порядка: 1 – Агапский мезопрогиб, 2 – Рассомашья мезовпадина, 3 – Южно-Беловская мезовпадина, 4 – Романихинский наклонный мезопрогиб, 5 – Долганско-Лодочный наклонный мезопрогиб

сейская мегамоноклизы Внешнего пояса – сред-неперспективные земли с менее благоприятными условиями. Борты крупнейших отрицательных структур (Большехетской, Антипаютинско-Тадебяхинской мегасинеклиз, Енисей-Хатангского мега-желоба и Эджанского, Боганидско-Жданихинского, Беловского-Агапского желобов) характеризуются малоблагоприятными структурными условиями для аккумуляции УВ в ловушках, а их днища – еще менее благоприятными.

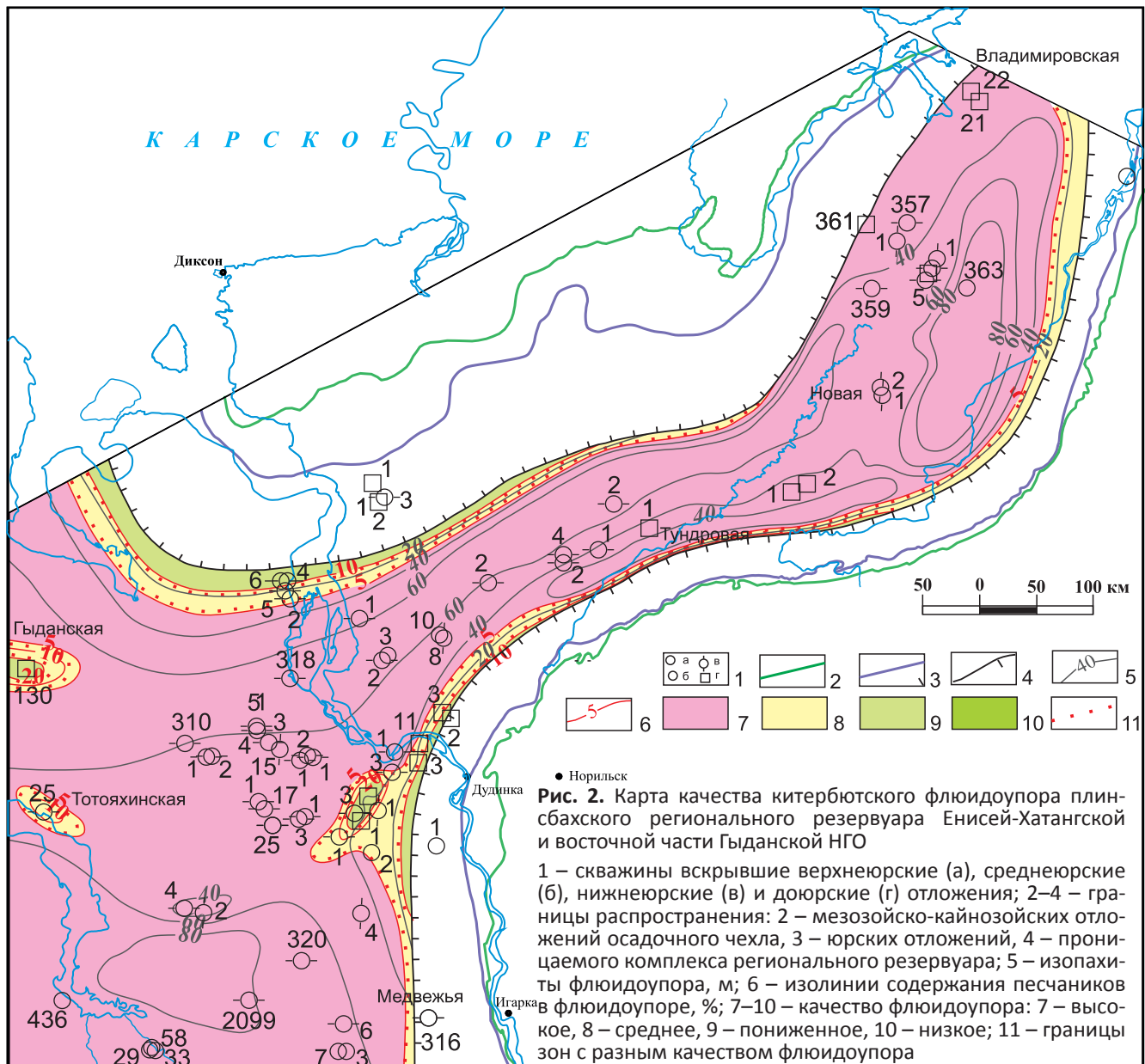
Влияние дизъюнктивных нарушений на перспективы нефтегазоносности резервуаров нефти и газа обычно обусловлено следующими обстоя-тельствами:

- в участках проявления дизъюнктивных нару-шений часто возникают тектонически экранирован-ные залежи;
- трещиноватость пород, обычно сопровож-дающая дизъюнктивные нарушения, улучшает их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС);

– в зонах проявления достаточно интенсив-ной дизъюнктивной тектоники сформированные залежи УВ могут разрушаться за счет ухудшения качества флюидоупоров и замещения интервалов разреза коллекторов на непроницаемые отложе-ния; следует отметить, что на Балахнинском место-рождении за счет проявления дизъюнктивной тек-тоники отмечается частичное разрушение газовой залежи.

Отмеченные виды влияния дизъюнктивной тектоники на перспективы нефтегазоносности в зна-чительной мере зависят от кинематической харак-теристики разломов (формировались они в обста-новке растяжения или сжатия). Специальные иссле-дования этого аспекта дизъюнктивной тектоники не осуществлялись из-за низкой степени изученности района.

Приведенные материалы свидетельствуют о том, что дизъюнктивные нарушения влияют на перспективы нефтегазоносности как положительно



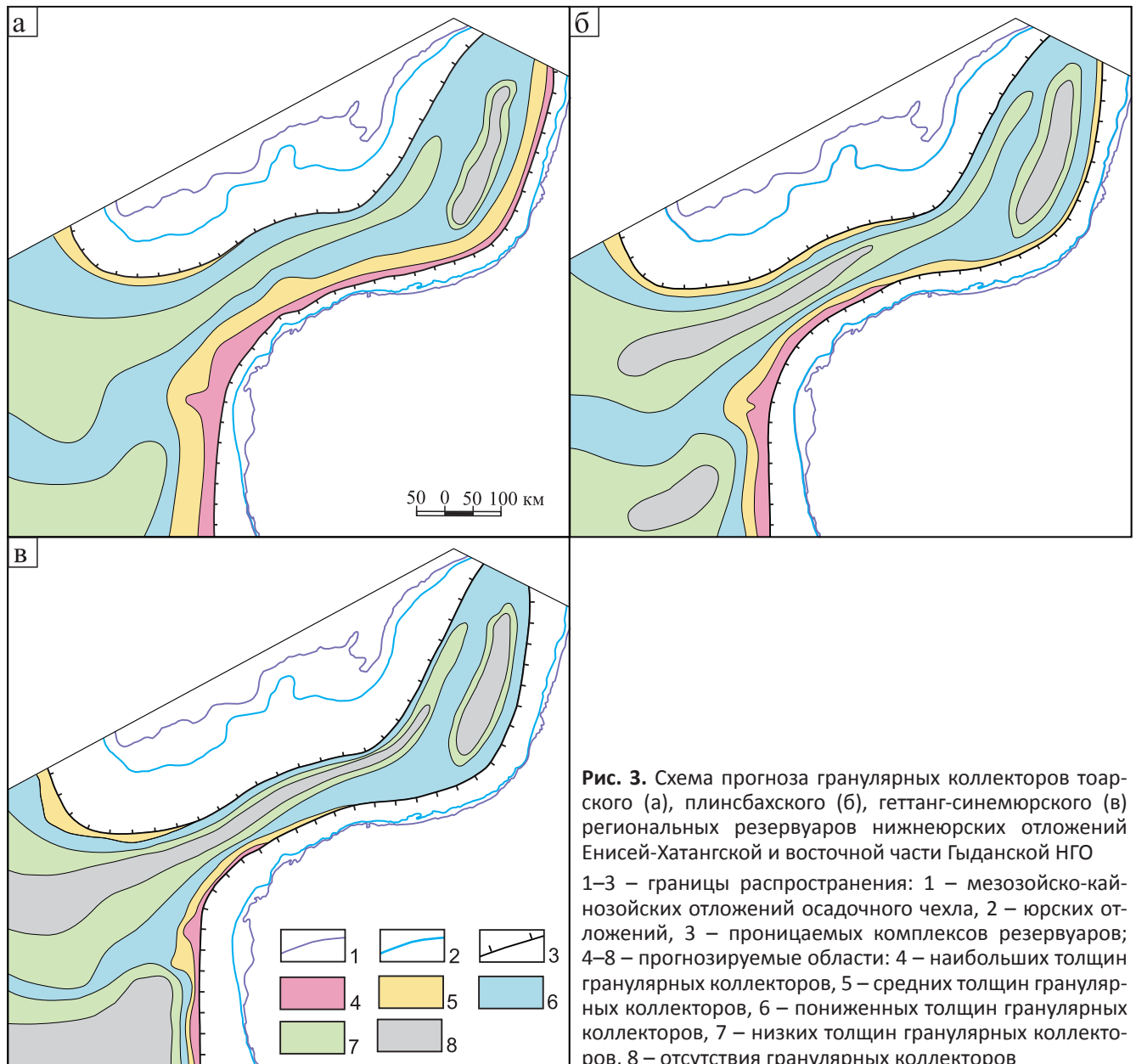


Рис. 3. Схема прогноза гранулярных коллекторов тоарского (а), плинсбахского (б), геттанг-синемюрского (в) региональных резервуаров нижнеюрских отложений Енисей-Хатангской и восточной части Гыданской НГО

1–3 – границы распространения: 1 – мезозойско-кайнозойских отложений осадочного чехла, 2 – юрских отложений, 3 – проницаемых комплексов резервуаров; 4–8 – прогнозируемые области: 4 – наибольших толщин гранулярных коллекторов, 5 – средних толщин гранулярных коллекторов, 6 – пониженных толщин гранулярных коллекторов, 7 – низких толщин гранулярных коллекторов, 8 – отсутствия гранулярных коллекторов

(увеличивают ФЕС пород, образуют многопластовые месторождения), так и отрицательно (разрушают залежи УВ). С учетом этого обстоятельства и неоднозначности выделения разрывных нарушений авторы выполнили предварительную оценку влияния дизъюнктивных нарушений на перспективы нефтегазоносности юрских отложений, руководствуясь следующим принципом: перспективы повышены на участках с наименее интенсивным проявлением дизъюнктивных нарушений.

Литолого-фациальные критерии прогноза нефтегазоносности региональных резервуаров нижнеюрских отложений базируются на оценке качества их составных частей – флюидоупоров и проницаемых комплексов.

Флюидоупоры резервуаров исследуемого региона – левинский, китербютский и лайдинский – имеют глинистый состав. При оценке состава отложений наиболее часто анализируются их грануло-

метрический и литолого-минералогический состав, толщины, ФЕС песчаных прослоев и трещиноватость пород [6, 13]. Флюидоупоры характеризуются весьма низкой степенью изученности: имеются лишь сведения об их толщине, процентном содержании песчаников и отчасти ФЕС песчаных прослоев. Для оценки были построены карты толщин и литологических типов разрезов флюидоупоров, а также процентного содержания в них песчаников. Граничные значения показателей, по которым производилась оценка качества флюидоупоров приведена в табл. 1; оценка качества китербютского флюидоупора – на рис. 2.

Качество проницаемых комплексов резервуаров обычно оценивается путем анализа толщин коллекторов и их ФЕС. Проницаемые комплексы рассматриваемых резервуаров характеризуются весьма сложным неоднородным строением и значительными фациальными изменениями по



Таблица 1

Оценка качества флюидоупоров региональных резервуаров юрских отложений рассматриваемого региона (по Г. Г. Шемину [2014] [17])

Содержание прослоев песчаников во флюидоупоре, %	Качество флюидоупоров			
	Высокое	Среднее	Пониженное	Низкое
	Толщина флюидоупоров, м			
<1	>15	10–15	5–10	<5
1–5	>30	15–30	5–15	<5
5–10	–	>30	15–30	<15

площади. В связи с весьма низкой степенью их изученности авторами осуществлен лишь предварительный прогноз только толщин коллекторов на базе имеющейся ограниченной по объему аналитической и промыслово-геофизической информации, выявленной ранее закономерности изменения ФЕС коллекторов в зависимости от глубины их залегания [17], анализа вещественного состава проницаемых комплексов резервуаров и по итогам палеогеографических реконструкций. По результатам исследований авторами выделены четыре категории областей очагового распространения коллекторов резервуаров: наибольших, средних, пониженных и низких толщин гранулярных коллекторов (рис. 3).

Геохимические критерии прогноза нефтегазоносности резервуаров. При оценке перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров юрских отложений Енисей-Хатангской НГО и смежной территории Гыданской в качестве геохимических критериев использовались результаты исследований нефтегазогенерационного потенциала и катагенеза ОВ нефтематеринских отложений, которые представлены преимущественно глинистыми образованиями лайдинской, китербютской и левинской свит. Масштабы нефтегазообразова-

ния и катагенез ОВ этих отложений наиболее полно отражены в работах А. Л. Афанасенкова и др. [1], О. И. Бострикова и др. [2] и др. Итоговыми результатами данных исследований стали схематические карты масштабов генерации газообразных УВ, а также катагенетической превращенности ОВ выше отмеченных нефтематеринских отложений. В качестве примера приведен отмеченный набор геохимических карт применительно к нефтематеринским отложениям китербютского регионально-го резервуара (рис. 4).

Методика оценки перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров

При проведении количественной оценки перспектив нефтегазоносности геттанг-синемюрского, плинсбахского и тоарского региональных резервуаров нижнеюрских отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО использовалось последнее методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России, утвержденное в 2000 г. [10]. Низкая степень изученности этих отложений сейсморастворкой и бурением затрудняет количественную оценку перспектив их нефтегазоносности геологическим способом (составная часть метода геологических аналогий (МГА)) по удельным плотностям запасов УВ на единицу площади. Тем не менее этот метод наиболее достоверен, потому авторы использовали именно его. Суть его заключается в выделении хорошо изученных нефтегазоносных объектов, принимаемых как эталонные участки, и переносе плотностей ресурсов УВ на прогнозируемые (расчетные) участки за счет использования контролирующих перспективы нефтегазоносности тектонических, литолого-фациальных и геохимических критериев.

Количественная оценка перспектив нефтегазоносности рассматриваемых резервуаров осу-

Таблица 2

Прогнозируемые плотности начальных суммарных ресурсов углеводородов, газа и конденсата тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского региональных резервуаров Тазовского эталонного участка

Региональный резервуар	Категории ресурсов УВ, величины ресурсов и плотность УУВ, тыс. т/км ²	Геологические ресурсы УВ				Плотность ресурсов УВ, тыс. т/км ²
		Газ свободный, млрд м ³	Конденсат, млн т	Нефть, млн т	Газ растворенный, млрд м ³	
Тоарский	Ресурсы категории Д ₂	20,4	3,5	0	0	15,1
	Итого по резервуару	20,4	3,5	0	0	15,1
	Плотность ресурсов УУВ/ тыс. т/км ²	12,9	2,2	0	0	15,1
Плинсбахский	Ресурсы категории Д ₂	13,6	2,3	0	0	10,1
	Итого по резервуару	13,6	2,3	0	0	10,1
	Плотность ресурсов УУВ/ тыс. т/км ²	8,6	1,5	0	0	10,1
Геттанг-синемюрский	Ресурсы категории Д ₂	6,8	1,2	0	0	5,1
	Итого по резервуару	6,8	1,2	0	0	5,1
	Плотность ресурсов УУВ/ тыс. т/км ²	4,3	0,8	0	0	5,1

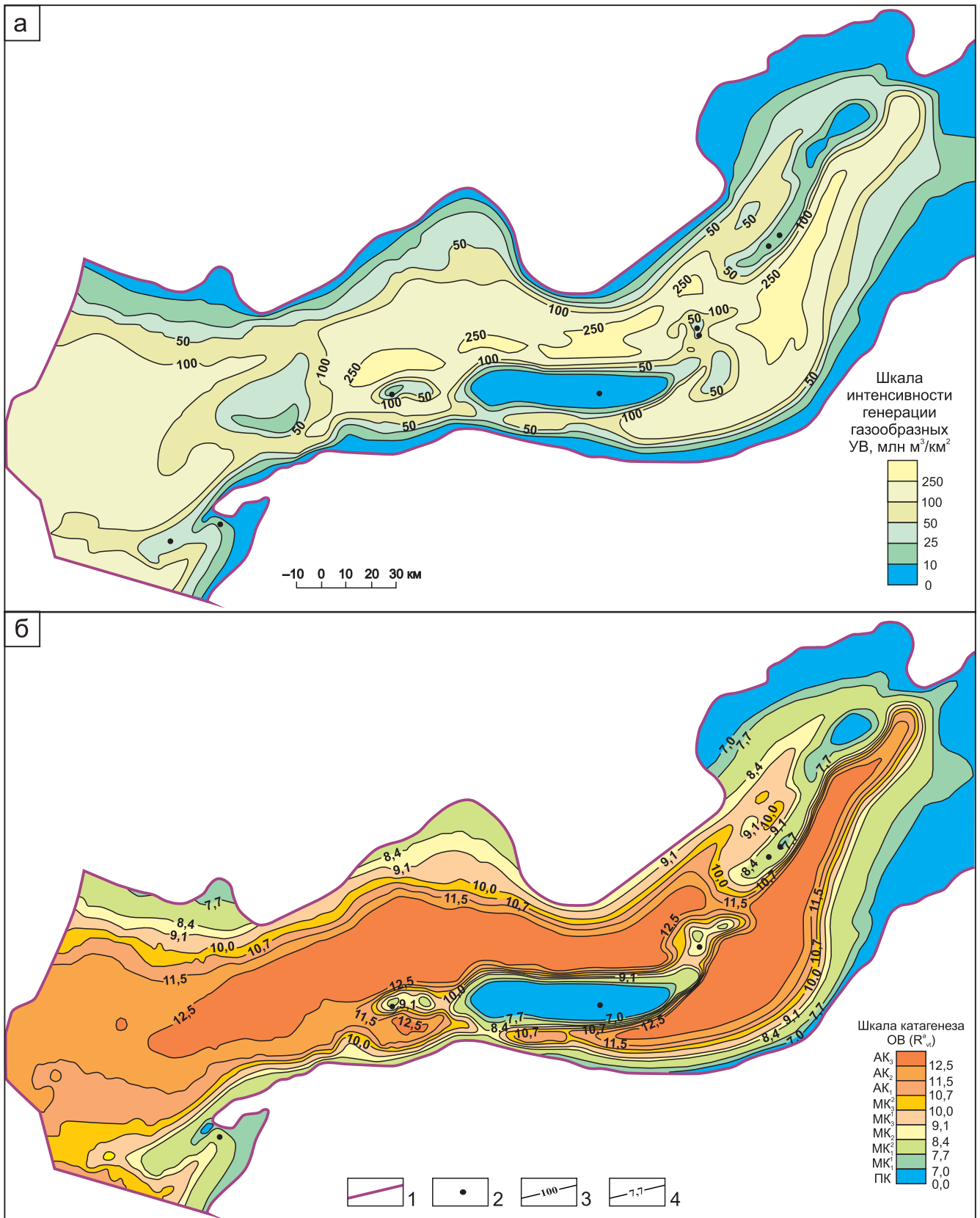


Рис. 4. Схематические карты масштабов генерации газообразных УВ (а) и катагенетической превращенности ОВ (б) в отложениях китербютского горизонта Енисей-Хатангского прогиба. Сост. О. И. Бостриков

1 – границы распространения отложений; 2 – глубокие скважины с геохимической информацией; 3 – изолинии плотностей генерации газообразных УВ, млн м³/км²; 4 – изореспленды (R_v)

ществлялась следующим образом. Сначала, в соответствии с утвержденными принципами и требованиями [10] и исходя из низкой степени изу-

ченности исследуемых нижнеюрских отложений, был выделен и охарактеризован лишь эталонный один участок – Тазовский (рис. 5). При этом из-за



Таблица 3

Установленные и прогнозируемые плотности начальных суммарных ресурсов углеводородов батского, аален-байосского, тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского региональных резервуаров севера Западно-Сибирской НГП и смежной территории Енисей-Хатангской (по Г. Г. Шемину [17]) с уточнением и дополнением)

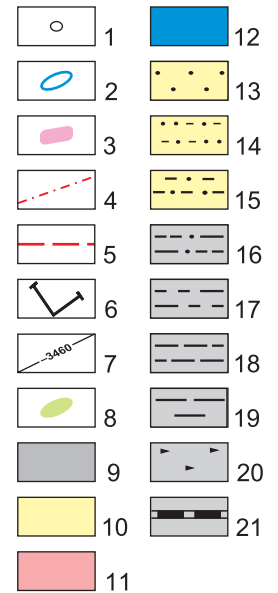
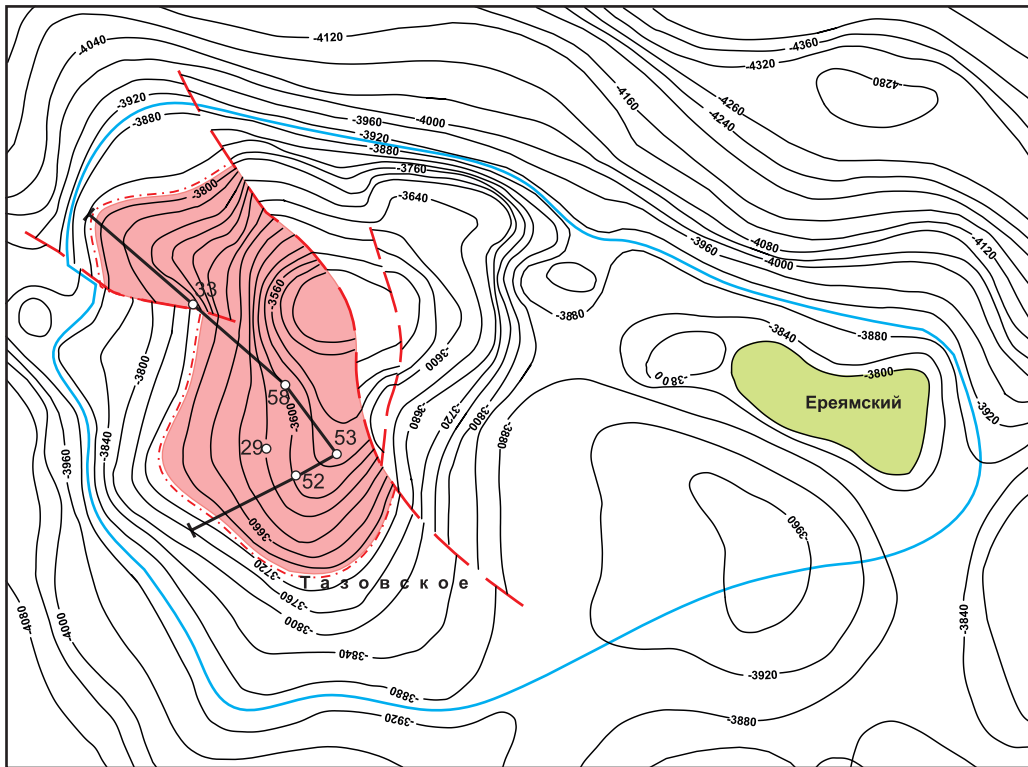
Эталонный участок	Региональный резервуар				
	Батский	Аален-байосский	Тоарский	Плинсбахский	Геттанг-синемюрский
Бованенковский	<u>94,0*</u> 100	<u>48,5</u> 52	<u>36,6</u> 39	18,8**	9,4
Новопортовский	<u>92,1</u> 100	<u>27,9</u> 30	27,6	18,4	9,2
Лензитский	<u>51,2</u> 100	<u>23,8</u> 46	15,4	10,2	5,1
Береговой	<u>26,7</u> 100	10,7	8,0	5,3	2,7
Верхнечасельский	<u>9,9</u> 100	4,0	3,0	2,0	1,0
Крайний	<u>9,4</u> 100	3,8	2,8	1,9	0,9
Новогодний	<u>6,1</u> 100	2,4	1,8	1,2	0,6
Пальниковский	<u>84,9</u> 100	34,0	25,5	16,0	8,5
Стахановский	<u>13,6</u> 100	5,4	4,1	2,7	1,4
Часельский	<u>7,0</u> 100	2,8	2,1	1,4	0,7
Черничный	<u>12,7</u> 100	5,1	3,8	2,5	1,3
Юбилейный	<u>34,4</u> 100	13,8	10,3	6,9	3,4
Уренгойский	<u>73,9</u> 100	29,6	22,2	14,8	7,4
Тазовский	<u>50,4</u> 100	20,2	15,1	10,1	5,1
Ютырмальский	<u>6,0</u> 100	2,4	1,8	1,2	0,6
Тамбейский	<u>24,6</u> 100	<u>17,4</u> 70	7,4	4,9	2,5
Малыгинский	<u>36,6</u> 100	<u>17,1</u> 47	11,0	7,3	3,7
Зимний	<u>11,2</u> 100	4,5	3,4	2,2	1,1
Балахнинский	26,0	<u>10,4</u> 100	7,8	5,2	2,6
Прогнозное соотношение плотностей НСР УВ в резервуарах нижней юры на эталонных участках, %	100	40	30	20	10
Прогнозируемое содержание нефтяной составляющей в резервуарах нижней юры на эталонных участках по отношению к батскому резервуару, %	100	75	50	20	0

Примечание. * – установленные плотности резервуаров (в числителе – тыс. т/км², в знаменателе – %); ** – прогнозируемые плотности начальных суммарных ресурсов УВ региональных резервуаров средне-нижнеюрских отложений на эталонных участках арктических районов Западно-Сибирской и смежных районов Хатангско-Вилуйской нефтегазоносных провинций (выделено красным).

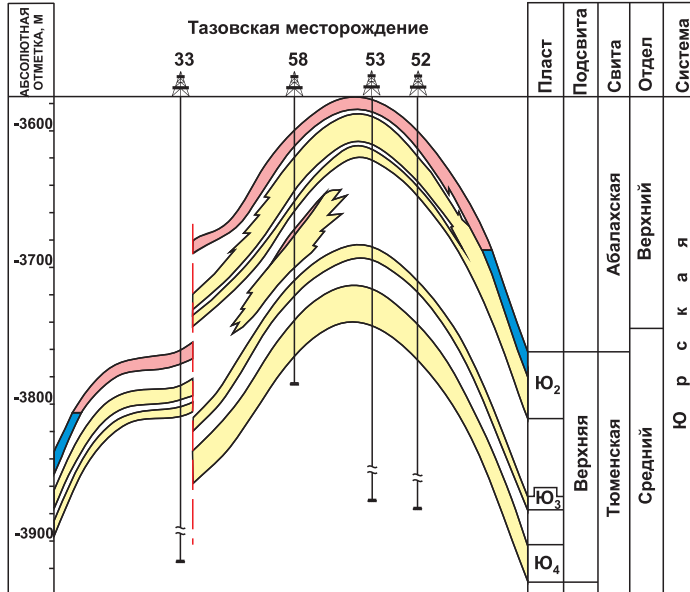


Структурное положение и нефтегазоносность эталонного участка
(Тазовское куполовидное поднятие)

км 2 0 2 4 6 8 км

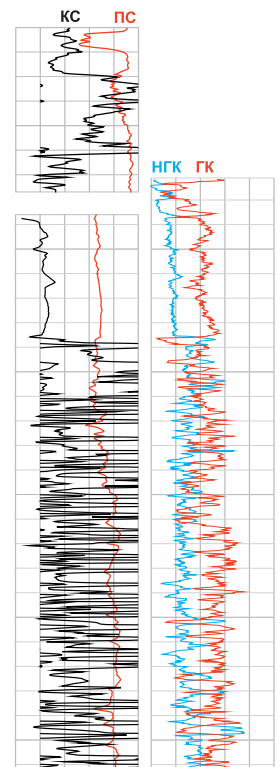


Геологический разрез



Т	Ю	м	е	н	с	к	а	я	Свита	Ахская	Резервуар	Плост	Глубина, м	Литогеологическая колонка	
									Подсвита	Бажен.					
									Верхняя	Абалахская					Б а т с к и й ф л ю и д о у п о р
									Верхняя	Ю ₂					
Ю ₃	Ю ₄	Ю ₃	Ю ₄	3500	3550	3600	3650	3700	3750						

Типовой разрез батского резервуара
(Тазовская скв. 53)



Начальные геологические запасы и ресурсы УВ эталонного участка

Региональный резервуар	Категория ресурсов УВ	Месторождение, подготовленный объект	Продуктивный горизонт	Геологические запасы УВ				
				Газ свобод., млрд м	Конденсат, млн т	Нефть, млн т	Газ раств., млрд м	Всего УВ, млн т
		Накопленная добыча	Ю ₂	0	0	0	0	0
Среднеюрский	C1	Тазовское	Ю ₂₋₃	0	0	0	0	0
	C2	Тазовское	Ю ₂₋₃	45,5	7,2	0	0	52,7
	D0	Ереямский	Ю ₂	20	4,0	0	0	24,0
	D1		Ю ₂₋₃	2,5	0,5	0	0	3,0
Итого по нефтегазоносному комплексу				68,0	11,7	0	0	79,7
Плотность ресурсов УВ (тыс. т/км ²)				43,1	7,3	0	0	50,4

Рис. 5. Геологическое строение и основные параметры Тазовского эталонного участка (батский региональный резервуар, пласт Ю₂₋₃)

Структурная карта: 1 – скважины; 2 – контур эталонного участка; 3 – газовые залежи; 4 – внешний контур ГВК; 5 – тектонические нарушения; 6 – линии геологического разреза; 7 – изогипсы по кровле пласта Ю₂₋₃; 8 – подготовленные для постановки поисково-оценочных работ объекты; *геологический разрез:* 9 – глинистые породы межпластовых перемычек; 10 – непроницаемые алевролиты и песчаники; 11–12 – насыщение песчаных пластов: 11 – газовое, 12 – водяное; *литологическая колонка:* 13–21 – породы: 13 – песчаники, 14 – песчаники алевролитистые и алевролитовые, 15 – алевролитопесчаники, 16 – алевролиты глинистые и песчаные, 17 – алевролиты глинистые, 18 – глины алевролитистые, 19 – глины (аргиллиты), 20 – аргиллиты высокоуглеродистые, 21 – углистые породы

отсутствия установленных промышленных залежей УВ авторами осуществлен прогноз удельных плотностей начальных суммарных ресурсов УВ, газа и конденсата тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского региональных резервуаров (табл. 2). Данный прогноз базируется на выявленной закономерности уменьшения значений плотности начальных суммарных ресурсов УВ сверху вниз по разрезу на многих месторождениях се-

ра Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (табл. 3). В этом же направлении на эталонных участках сокращается вниз по разрезу нефтяная составляющая УВ.

Отмеченные закономерности обусловлены ухудшением ФЕС с увеличением глубины залегания резервуаров, уменьшением содержания ОВ и увеличением его катагенетической преобразованности [7, 17]. На основании указанной закономерности

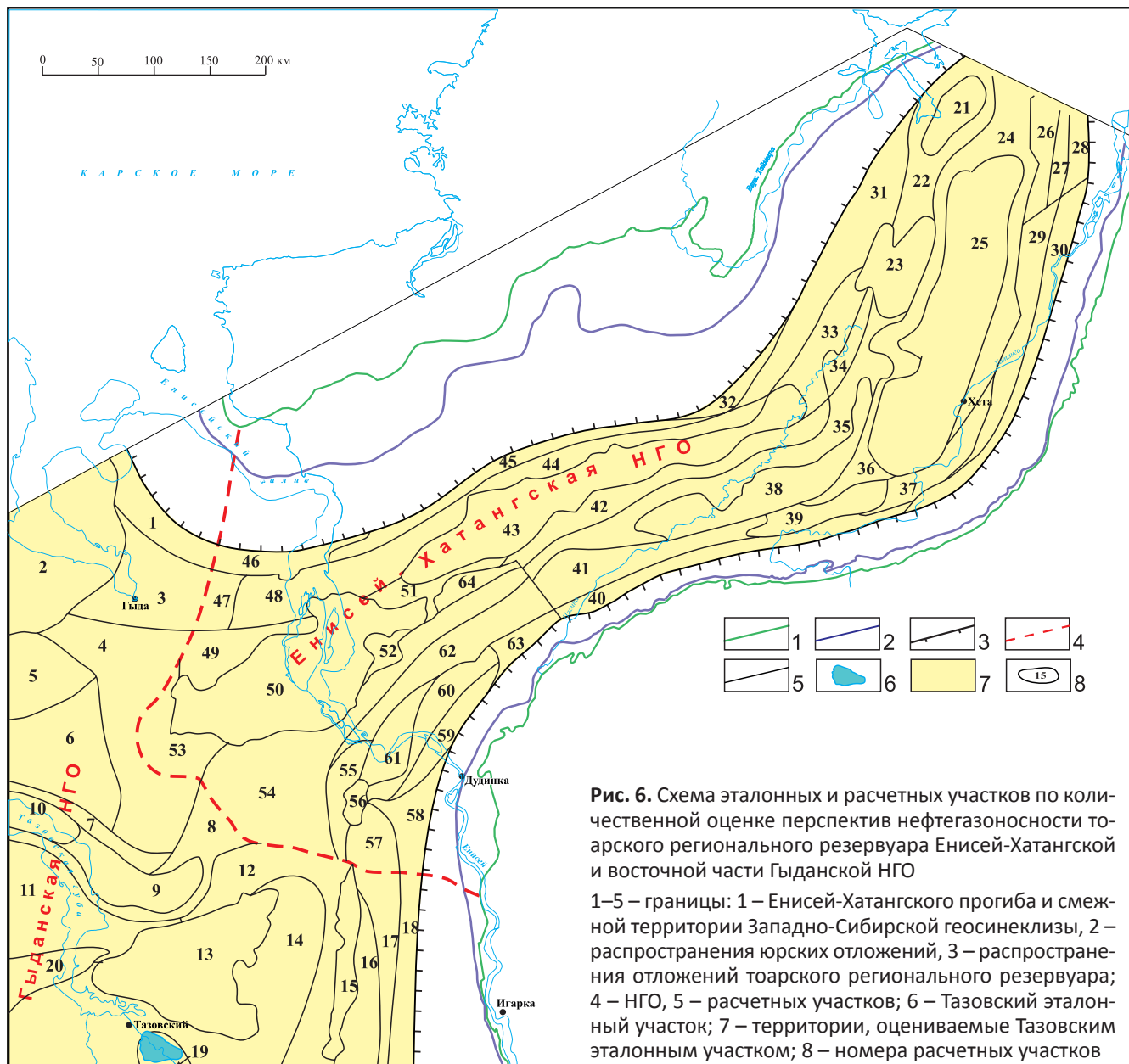




Таблица 4

Экспертная оценка влияния гипсометрии современных структурных планов, качества флюидоупоров и нефтегазогенерационного потенциала нефтематеринских пород на перспективы нефтегазоносности региональных резервуаров юрских отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО

Оценка влияния гипсометрии современного структурного плана на перспективы нефтегазоносности региональных резервуаров		Оценка нефтегазогенерационного потенциала нефтематеринских отложений на перспективы нефтегазоносности региональных резервуаров		Оценка качества флюидоупоров на перспективы нефтегазоносности региональных резервуаров	
Категории перспективных земель	Экспертная оценка	Категории перспективных земель	Экспертная оценка	Качество флюидоупора	Экспертная оценка
Высокоперспективные	1	Высокоперспективные земли	1,0	Высокое	1,0
Перспективные	0,9				
Среднеперспективные	0,8	Перспективные земли	0,9	Среднее	0,8
Пониженных перспектив	0,7	Земли средних и пониженных перспектив	0,8	Пониженное	0,7
Низкоперспективные	0,5	–	–	Низкое	0,5

осуществлен прогноз плотностей начальных суммарных ресурсов УВ и их фазового состава для тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского резервуаров. В этих резервуарах плотности начальных суммарных ресурсов УВ, по отношению к батскому резервуару уменьшены на 30, 20 и 10 % соответственно (см. табл. 3).

Далее с учетом требований инструкций были выделены расчетные участки [10]. Для этого использовался набор нефтегазогеологических карт каждого резервуара Енисей-Хатангской НГО и смежной территории Гыданской:

- структурные карты по кровле проницаемых комплексов региональных резервуаров;
- карты толщин коллекторов проницаемых комплексов резервуаров;
- карты качества флюидоупоров;
- схематические карты масштабов генерации газообразных УВ нефтегазоматеринских пород каждого резервуара;
- схематические карты катагенеза органического вещества нефтегазоматеринских пород.

Одна из схем эталонных и расчетных участков по количественной оценке перспектив нефтегазоносности тоарского регионального резервуара Енисей-Хатангской НГО и смежной восточной части Гыданской приведена на рис. 6.

Затем для каждого расчетного участка сравнивались с эталонным контролируемые перспективы нефтегазоносности тектонических, литолого-фациальных и геохимических параметров (гипсометрия современного структурного плана, качество флюидоупоров, толщины коллекторов, нефтегазоносный потенциал нефтематеринских пород и степень интенсивности проявления катагенеза содержащегося в них ОВ). Указанные параметры оценивались как экспертным путем (табл. 4), так и с использованием непосредственных значений толщин коллекторов. Приведенные показатели – поправочные коэффициенты расчетных участков. Общие коэффициенты аналогий

расчетных участков K_a , устанавливающие соответствие между плотностями начальных суммарных ресурсов УВ на эталонном q_3 и расчетных q_p участках, вычисляются как произведения поправочных коэффициентов

$$K_a = K_1 K_2 K_3 \dots K_n \quad (1)$$

Тогда плотности начальных суммарных ресурсов углеводородов на расчетных участках составляют

$$q_p = q_3 K_a \quad (2)$$

Поправочные коэффициенты и коэффициенты аналогий расчетных участков, посредством которых производилась оценка перспектив нефтегазоносности тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского региональных резервуаров исследуемого региона, показаны в табл. 5. Далее осуществлялась количественная оценка удельных плотностей ресурсов УВ на расчетных участках (табл. 6).

Конечные результаты количественной оценки перспектив нефтегазоносности юрских отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО содержатся в следующих материалах:

- в сводных таблицах распределения начальных суммарных ресурсов УВ по фазовому составу и резервуарам (табл. 7, 8);
- на картах перспектив нефтегазоносности, построенных для каждого регионального резервуара.

Градация земель по степени перспектив выполнена в традиционном для подобных исследований виде. На картах перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров нижней юры выделяются земли четырех категорий: среднеперспективные II категории, пониженных перспектив, низкоперспективные и бесперспективные. Удельные плотности ресурсов УВ (тыс. т УУВ/км²) по этим категориям 10–20, 5–10, 1–5, <1 соответственно.

Описанный методический прием апробирован при официальной количественной оценке слабо из-



Таблица 5

Поправочные коэффициенты и коэффициенты аналогий расчетных участков Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО, оцениваемые Тазовским эталонным участком НСР УВ тоарского регионального резервуара

НГО	Эталонные (ЭУ) и расчетные (РУ) участки	Поправочный коэффициент				Коэффициент аналогий
		а	б	в	г	
Гыданская	Тазовский ЭУ	1,0	1,0	1,0	1,0	1,00
	РУ № 1	0,9	0,8	1,0	0,8	0,58
	РУ № 2	0,6	1,0	0,8	0,9	0,43
	РУ № 3	0,9	1,0	0,8	0,9	0,65
	РУ № 4	0,9	1,0	0,6	1,0	0,54
	РУ № 5	0,9	0,8	0,6	1,0	0,43
	РУ № 6	0,7	1,0	0,6	1,0	0,42
	РУ № 7	0,9	1,0	0,6	1,0	0,54
	РУ № 8	0,9	1,0	0,8	1,0	0,72
	РУ № 9	1,0	1,0	0,8	1,0	0,80
	РУ № 10	1,0	0,8	0,6	1,0	0,48
	РУ № 11	0,7	1,0	0,8	1,0	0,56
	РУ № 12	0,7	1,0	0,8	1,0	0,56
	РУ № 13	0,6	1,0	0,6	1,0	0,36
	РУ № 14	0,7	1,0	0,6	1,0	0,42
	РУ № 15	1,0	1,0	1,0	1,0	1,00
	РУ № 16	0,8	1,0	1,0	1,0	0,80
	РУ № 17	0,8	0,8	1,0	1,0	0,64
	РУ № 18	0,8	0,8	1,1	1,0	0,70
	Енисей-Хатангская	РУ № 19	1,0	1,0	1,0	1,0
РУ № 20		1,0	1,0	0,6	1,0	0,60
РУ № 21		1,0	1,0	0,8	0,8	0,64
РУ № 22		0,9	1,0	0,8	0,9	0,65
РУ № 23		1,0	1,0	0,8	0,9	0,72
РУ № 24		0,7	1,0	0,8	1,0	0,56
РУ № 25		0,6	1,0	0,1	1,0	0,06
РУ № 26		0,7	1,0	0,8	0,9	0,50
РУ № 27		0,7	0,9	1,0	0,8	0,50
РУ № 28		0,7	0,8	1,0	0,8	0,45
РУ № 29		0,8	1,0	0,8	0,8	0,51
РУ № 30		0,8	0,8	1,0	0,8	0,51
РУ № 31		0,7	1,0	0,8	0,9	0,50
РУ № 32		0,8	0,8	0,8	0,8	0,41
РУ № 33		0,7	1,0	0,6	0,9	0,38
РУ № 34		0,9	1,0	0,6	0,9	0,49
РУ № 35		0,9	1,0	0,8	0,9	0,65
РУ № 36		0,7	1,0	0,8	1,0	0,56
РУ № 37		0,7	1,0	1,0	0,9	0,63
РУ № 38		1,0	1,0	0,8	0,8	0,64
РУ № 39		0,6	1,0	1,0	0,9	0,54
РУ № 40		0,7	0,9	1,1	0,8	0,55
РУ № 41		0,7	1,0	1,0	0,9	0,63
РУ № 42		0,7	1,0	0,8	1,0	0,56
РУ № 43		0,6	1,0	0,6	1,0	0,36
РУ № 44		0,7	1,0	0,8	0,9	0,50
РУ № 45		0,7	0,8	0,8	0,8	0,36
РУ № 46		0,9	0,8	1,0	0,8	0,58
РУ № 47		0,9	1,0	0,8	0,9	0,65
РУ № 48		0,7	1,0	0,8	0,9	0,50
РУ № 49		0,7	1,0	0,6	1,0	0,42
РУ № 50		0,6	1,0	0,6	1,0	0,36



Окончание табл. 5

НГО	Эталонные (ЭУ) и расчетные (РУ) участки	Поправочный коэффициент				Коэффициент аналогий
		а	б	в	г	
Енисей-Хатангская	РУ № 51	0,7	1,0	0,6	0,9	0,38
	РУ № 52	0,7	1,0	0,6	0,9	0,38
	РУ № 53	0,9	1,0	0,6	1,0	0,54
	РУ № 54	0,9	1,0	0,8	1,0	0,72
	РУ № 55	0,9	0,8	1,0	1,0	0,72
	РУ № 56	1,0	0,7	1,0	1,0	0,70
	РУ № 57	0,8	0,8	1,0	1,0	0,64
	РУ № 58	0,8	0,8	1,1	0,9	0,63
	РУ № 59	1,0	0,8	1,1	0,9	0,79
	РУ № 60	1,0	1,0	1,1	0,9	0,99
	РУ № 61	1,0	0,9	1,0	0,9	0,81
	РУ № 62	0,9	1,0	1,0	0,9	0,81
	РУ № 63	0,9	0,9	1,1	0,8	0,71
	РУ № 64	0,9	1,0	0,8	0,9	0,65

Примечание. Поправочные коэффициенты оценки влияния современного структурного плана (а), качества флюидопора (б), качества коллектора (в), начального нефтегазогенерационного потенциала (г) на перспективы нефтегазоносности начальных суммарных ресурсов углеводородов тоарского регионального резервуара.

Таблица 6

Начальные суммарные ресурсы углеводородов тоарского регионального резервуара Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО

НГО	Эталонные (ЭУ) и расчетные (РУ) участки	Площади эталонных и расчетных участков, км ²	Удельная плотность начальных суммарных ресурсов УУВ эталонных и расчетных участков			Начальные суммарные ресурсы УУВ эталонных и расчетных участков		
			Газ свободный, млн м ³ /км ²	Конденсат, тыс. т/км ²	Всего УУВ, тыс. т/км ²	Газ свободный, млрд м ³	Конденсат, млн т	Всего УУВ, млн т
Гыданская	Тазовский ЭУ	1350,99	12,90	2,20	15,1	20,40	3,51	23,91
	РУ № 1	3331,91	7,43	1,27	8,70	24,76	4,22	28,98
	РУ № 2	11366,89	5,57	0,95	6,52	63,35	10,80	74,15
	РУ № 3	6666,50	8,36	1,43	9,78	55,73	9,50	65,23
	РУ № 4	12560,80	6,97	1,19	8,15	87,50	14,92	102,42
	РУ № 5	4048,28	5,57	0,95	6,52	22,56	3,85	26,41
	РУ № 6	7948,23	5,42	0,92	6,34	43,06	7,34	50,41
	РУ № 7	2007,68	6,97	1,19	8,15	13,99	2,39	16,37
	РУ № 8	4811,88	9,29	1,58	10,87	44,69	7,62	52,31
	РУ № 9	4397,05	10,32	1,76	12,08	45,38	7,74	53,12
	РУ № 10	1861,76	6,19	1,06	7,25	11,53	1,97	13,49
	РУ № 11	7990,68	7,22	1,23	8,46	57,72	9,84	67,57
	РУ № 12	8035,79	7,22	1,23	8,46	58,05	9,90	67,95
	РУ № 13	11775,19	4,64	0,79	5,44	54,68	9,33	64,01
	РУ № 14	18584,34	5,42	0,92	6,34	100,69	17,17	117,86
	РУ № 15	2628,97	12,90	2,20	15,10	33,91	5,78	39,70
	РУ № 16	3499,01	10,32	1,76	12,08	36,11	6,16	42,27
	РУ № 17	3317,70	8,26	1,41	9,66	27,39	4,67	32,06
	РУ № 18	3310,40	9,08	1,55	10,63	30,06	5,13	35,19
	РУ № 19	1550,00	12,90	2,20	15,10	20,00	3,41	23,41
РУ № 20	2400,00	7,74	1,32	9,06	18,58	3,17	21,74	
	Всего	123444,06	–	–	–	870,13	148,43	1018,56
Енисей-Хатангская	РУ № 21	2008,59	8,26	1,41	9,66	16,58	2,83	19,41
	РУ № 22	4739,31	8,36	1,43	9,78	39,62	6,76	46,37
	РУ № 23	3813,81	9,29	1,58	10,87	35,42	6,04	41,46
	РУ № 24	9867,82	7,22	1,23	8,46	71,29	12,16	83,44
	РУ № 25	17127,85	0,77	0,13	0,91	13,26	2,26	15,52



Окончание табл. 6

НГО	Эталонные (ЭУ) и расчетные (РУ) участки	Площади эталонных и расчетных участков, км ²	Удельная плотность начальных суммарных ресурсов УУВ эталонных и расчетных участков			Начальные суммарные ресурсы УУВ эталонных и расчетных участков		
			Газ свободный, млн м ³ /км ²	Конденсат, тыс. т/км ²	Всего УУВ, тыс. т/км ²	Газ свободный, млрд м ³	Конденсат, млн т	Всего УУВ, млн т
	РУ № 26	1986,92	6,50	1,11	7,61	12,92	2,20	15,12
	РУ № 27	990,80	6,50	1,11	7,61	6,44	1,10	7,54
	РУ № 28	1104,90	5,78	0,99	6,76	6,39	1,09	7,47
	РУ № 29	4124,03	6,60	1,13	7,73	27,24	4,65	31,88
	РУ № 30	4547,50	6,60	1,13	7,73	30,04	5,12	35,16
	РУ № 31	8001,08	6,50	1,11	7,61	52,02	8,87	60,89
	РУ № 32	1216,93	5,28	0,90	6,18	6,43	1,10	7,53
	РУ № 33	3471,69	4,88	0,83	5,71	16,93	2,89	19,82
	РУ № 34	1318,54	6,27	1,07	7,34	8,27	1,41	9,68
	РУ № 35	8423,34	8,36	1,43	9,78	70,41	12,01	82,42
	РУ № 36	1736,15	7,22	1,23	8,46	12,54	2,14	14,68
	РУ № 37	2731,48	8,13	1,39	9,51	22,20	3,79	25,98
	РУ № 38	6467,87	8,26	1,41	9,66	53,40	9,11	62,51
	РУ № 39	2489,20	6,97	1,19	8,15	17,34	2,96	20,30
	РУ № 40	4056,51	7,15	1,22	8,37	29,01	4,95	33,96
	РУ № 41	4972,97	8,13	1,39	9,51	40,42	6,89	47,31
	РУ № 42	5289,49	7,22	1,23	8,46	38,21	6,52	44,73
	РУ № 43	12663,77	4,64	0,79	5,44	58,81	10,03	68,84
	РУ № 44	3646,21	6,50	1,11	7,61	23,71	4,04	27,75
Енисей-Хатангская	РУ № 45	3668,59	4,62	0,79	5,41	16,96	2,89	19,85
	РУ № 46	2411,40	7,43	1,27	8,70	17,92	3,06	20,97
	РУ № 47	1527,91	8,36	1,43	9,78	12,77	2,18	14,95
	РУ № 48	7064,77	6,50	1,11	7,61	45,93	7,83	53,77
	РУ № 49	3279,60	5,42	0,92	6,34	17,77	3,03	20,80
	РУ № 50	14970,20	4,64	0,79	5,44	69,52	11,86	81,38
	РУ № 51	1691,14	4,88	0,83	5,71	8,25	1,41	9,65
	РУ № 52	922,67	4,88	0,83	5,71	4,50	0,77	5,27
	РУ № 53	3500,27	6,97	1,19	8,15	24,38	4,16	28,54
	РУ № 54	14004,63	9,29	1,58	10,87	130,07	22,18	152,26
	РУ № 55	1947,18	9,29	1,58	10,87	18,09	3,08	21,17
	РУ № 56	632,36	9,03	1,54	10,57	5,71	0,97	6,68
	РУ № 57	2146,82	8,26	1,41	9,66	17,72	3,02	20,75
	РУ № 58	2768,26	8,17	1,39	9,57	22,63	3,86	26,48
	РУ № 59	2225,07	10,22	1,74	11,96	22,73	3,88	26,61
	РУ № 60	2906,82	12,77	2,18	14,95	37,12	6,33	43,45
	РУ № 61	2529,58	10,45	1,78	12,23	26,43	4,51	30,94
	РУ № 62	5389,32	10,45	1,78	12,23	56,31	9,60	65,92
	РУ № 63	1285,96	9,20	1,57	10,76	11,82	2,02	13,84
	РУ № 64	1132,72	8,3592	1,4256	9,78	9,4686178	1,614803	11,08
		Всего	192802,00				1284,99	219,15
Итого		316246,06				2155,13	367,57	2522,70
В том числе для НГО:								
– Енисей-Хатангской		192802,00				1284,99	219,15	1504,14
– Гыданская		122093,07				870,13	148,43	1018,56

ученных нижнеюрских отложений северной части Западно-Сибирской НГП. Результаты оценки были приняты экспертной государственной комиссией и опубликованы в монографии [17].

Таблица 7

Распределение НСР УВ (млн т УУВ), газа (млрд м³) и конденсата (млн т) по резервуарам и фазовому составу нижнеюрских отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО

Региональный резервуар	Фазовый состав ресурсов УВ	
	Состав УВ	Ресурсы УВ
Тоарский	Газ	2155
	Конденсат	368
	Всего	2523
Плинсбахский	Газ	1121
	Конденсат	196
	Всего	1317
Геттанг-синемюрский	Газ	517
	Конденсат	96
	Всего	613
Нижнеюрские отложения	Газ	3793
	Конденсат	660
	Всего	4453

Таблица 8

Распределение НСР УВ (млн т УУВ), газа (млрд м³) и конденсата (млн т) по фазовому составу и нефтегазоносным областям нижнеюрских отложений

Состав УВ	НГО	Ресурсы УВ
Газ	Енисей-Хатангская	2208
	Гыданская	1586
	Исследуемый регион	3794
Конденсат	Енисей-Хатангская	383
	Гыданская	276
	Исследуемый регион	659
НСР УВ	Енисей-Хатангская	2591
	Гыданская	1862
	Исследуемый регион	4453

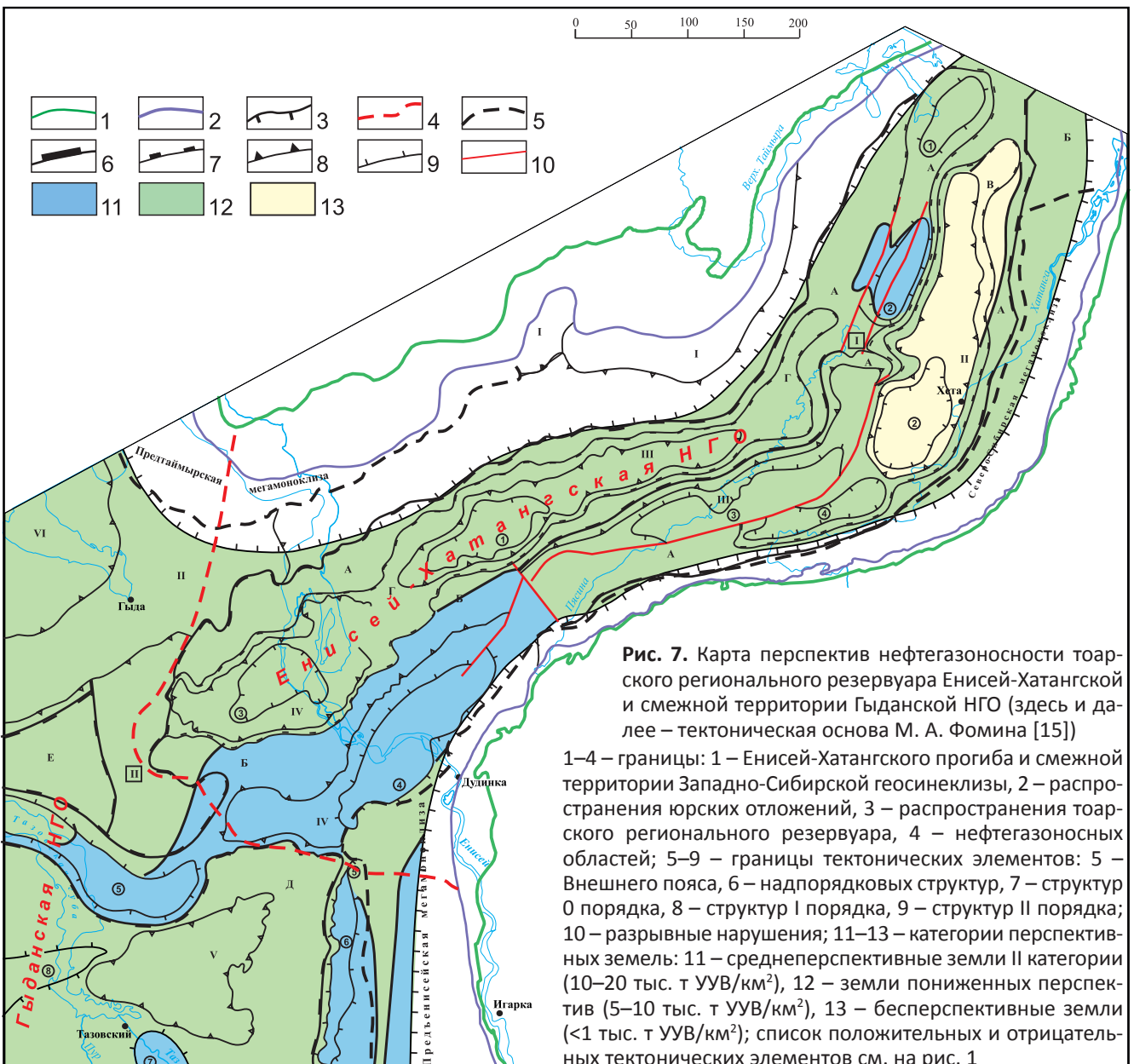


Рис. 7. Карта перспектив нефтегазоносности тоарского регионального резервуара Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО (здесь и далее – тектоническая основа М. А. Фомина [15])

1–4 – границы: 1 – Енисей-Хатангского прогиба и смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы, 2 – распространения юрских отложений, 3 – распространения тоарского регионального резервуара, 4 – нефтегазоносных областей; 5–9 – границы тектонических элементов: 5 – Внешнего пояса, 6 – надпорядковых структур, 7 – структур 0 порядка, 8 – структур I порядка, 9 – структур II порядка; 10 – разрывные нарушения; 11–13 – категории перспективных земель: 11 – среднеперспективные земли II категории (10–20 тыс. т УУВ/км²), 12 – земли пониженных перспектив (5–10 тыс. т УУВ/км²), 13 – бесперспективные земли (<1 тыс. т УУВ/км²); список положительных и отрицательных тектонических элементов см. на рис. 1

Результаты количественной оценки перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров нижнеюрских отложений

Согласно количественной оценке начальные суммарные ресурсы (НСР) УВ нижнеюрских глубокопогруженных отложений исследуемого региона составляют 4453 млн т УУВ, из них газа 3793 млрд м³ (85,2 %), конденсата 660 млн т (14,8 %) (см. табл. 7, 8). Все ресурсы относятся к прогнозным категории Д₂.

В Енисей-Хатангской НГО прогнозируются 2591 млн т УУВ (58,2 %), из них газа 2208 млрд м³ (85,2 %), конденсата 383 млн т (14,8 %); в Гыданской – 1862 (41,8 %), 1586 (85,2 %), 276 (14,8 %) соответственно. Плотности НСР УВ 13,4 и 15,0 тыс. т УУВ/км² соответственно.

Тоарский региональный резервуар почти повсеместно распространен в Енисей-Хатангской

и Гыданской НГО. Лишь в окраинных их частях его отложения выклиниваются (рис. 7). НСР УВ составляют 2523 млн т УУВ (56,6 % от всех ресурсов УВ нижнеюрских отложений), из них газа 2155 млрд м³ (85,4 %), конденсата 368 млн т (14,6 %). Плотность ресурсов УВ резервуара на территории его распространения 8,0 тыс. т УУВ/км².

Результаты количественного прогноза позволили осуществить районирование Енисей-Хатангской НГО и смежной территории Гыданской по степени перспектив резервуара (см. рис. 7). Наиболее перспективные на газ и конденсат земли – среднеперспективные II категории (уд. пл. 10–20 тыс. т УУВ/км²) прогнозируются в пределах обеих НГО, причем в Гыданской они развиты больше, чем в Енисей-Хатангской. В Гыданской НГО они распространены на четырех различных по размеру участках. Наибольший включает юго-восточную часть Мессояхской наклонной гряды, значительно меньший – Ванкоро-Тагуль-

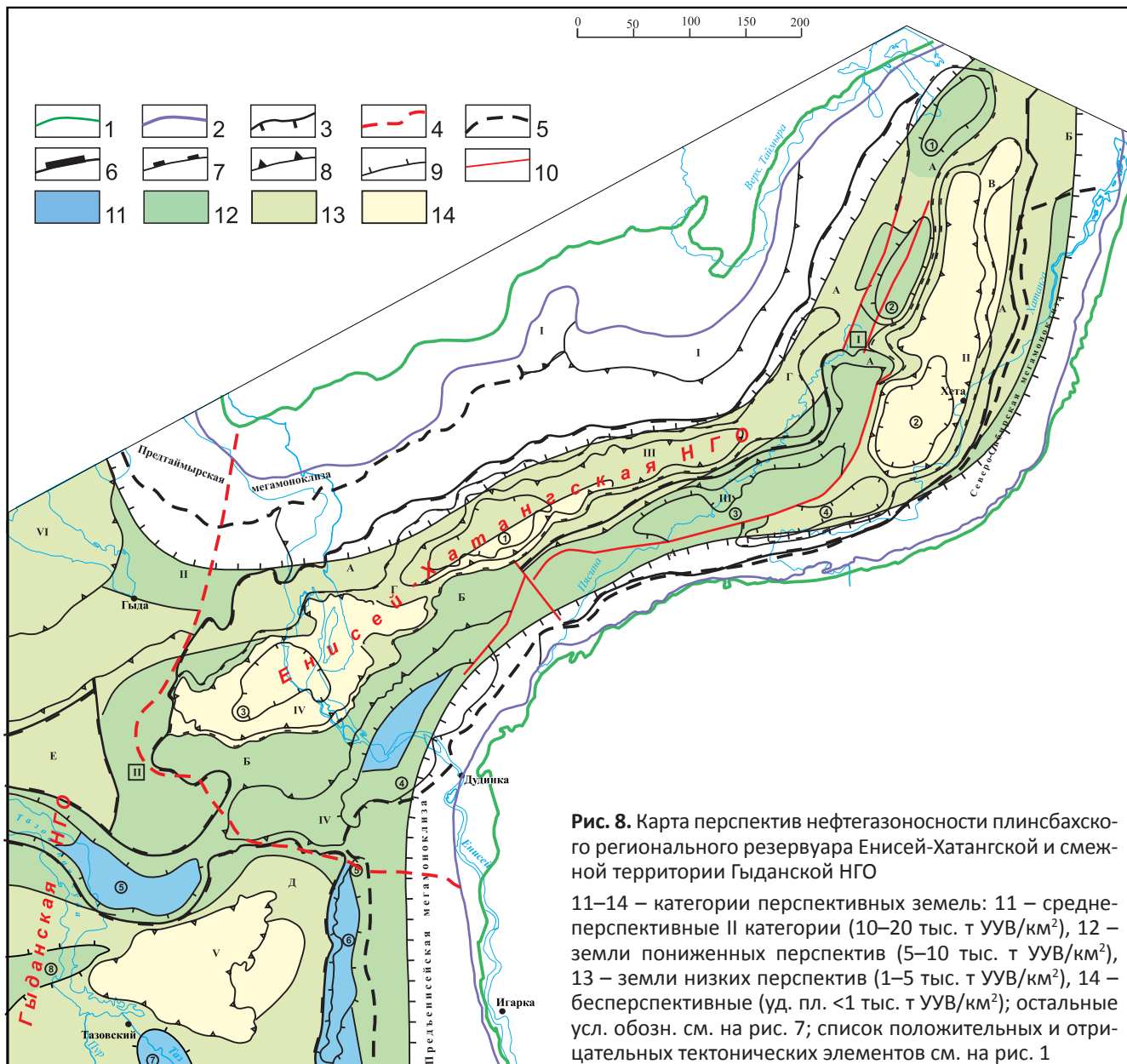


Рис. 8. Карта перспектив нефтегазоносности плинсбахского регионального резервуара Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО

11–14 – категории перспективных земель: 11 – среднеперспективные II категории (10–20 тыс. т УУВ/км²), 12 – земли пониженных перспектив (5–10 тыс. т УУВ/км²), 13 – земли низких перспектив (1–5 тыс. т УУВ/км²), 14 – бесперспективные (уд. пл. <1 тыс. т УУВ/км²); остальные усл. обозн. см. на рис. 7; список положительных и отрицательных тектонических элементов см. на рис. 1

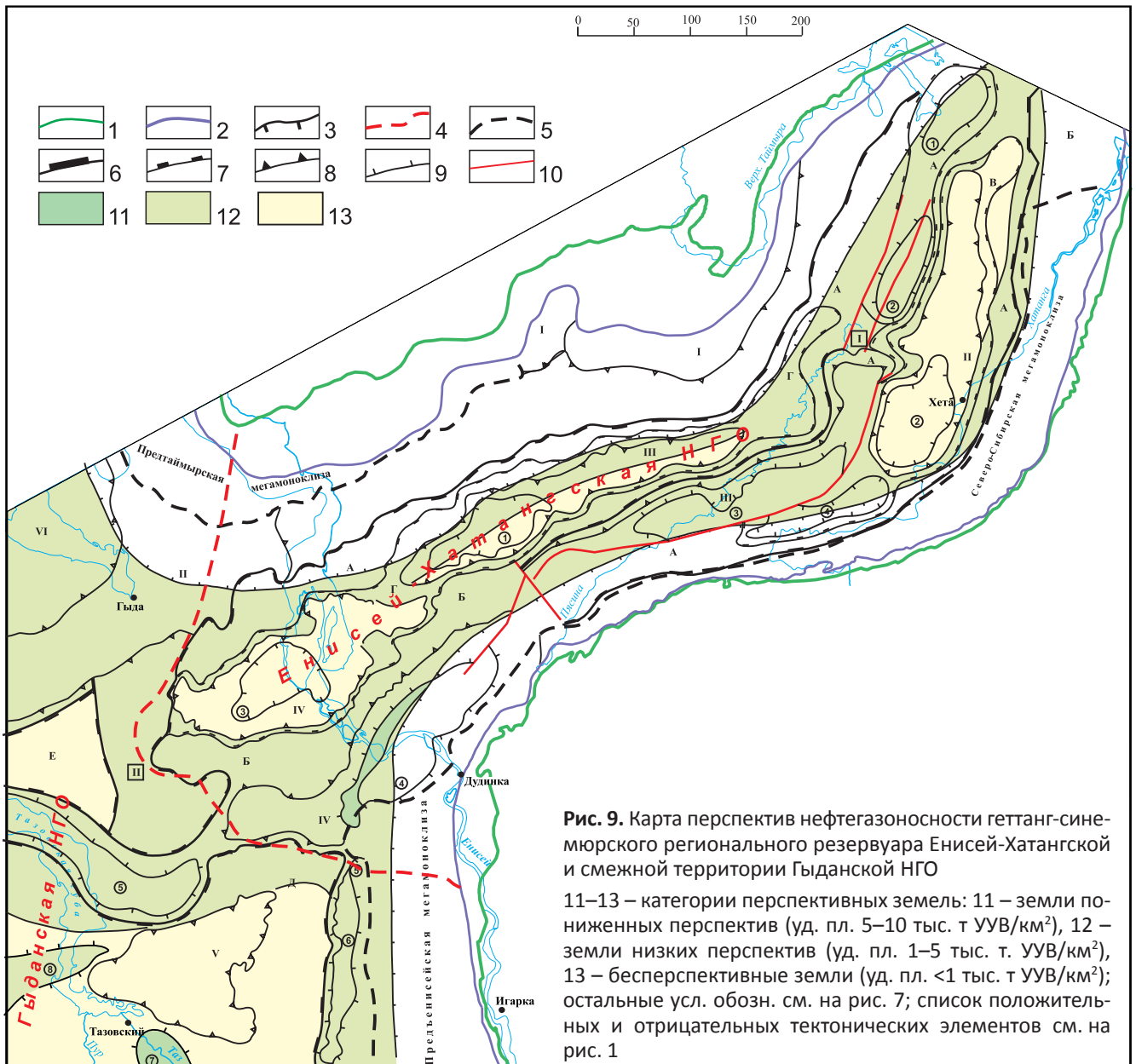


Рис. 9. Карта перспектив нефтегазоносности геттанг-сине-мюрского регионального резервуара Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО

11–13 – категории перспективных земель: 11 – земли пониженных перспектив (уд. пл. 5–10 тыс. т УУВ/км²), 12 – земли низких перспектив (уд. пл. 1–5 тыс. т. УУВ/км²), 13 – бесперспективные земли (уд. пл. <1 тыс. т УУВ/км²); остальные усл. обозн. см. на рис. 7; список положительных и отрицательных тектонических элементов см. на рис. 1

ский мезовал, еще меньший – в виде узкой полосы простирается вдоль Сибирской платформы, а самый маленький – в контуре Тазовского мезовала. В Енисей-Хатангской НГО такие земли распространены в северо-восточном окончании Мессояхкой наклонной гряды и в пределах Балахнинского мезовала.

Земли пониженных перспектив (уд. пл. 5–10 тыс. т/км²) прогнозируются почти на всей остальной большей части исследуемого региона. Лишь в Хетском мегапрогибе, где глубина залегания отложений тоарского резервуара более 5 км, предполагается распространение бесперспективных земель, плотность ресурсов УВ которых менее 1 тыс. т УУВ/км². На такой глубине, согласно ранее выполненным исследованиям [7, 17], пористость и проницаемость песчаников ниже граничных значений терригенных коллекторов.

Плинсбахский региональный резервуар на территории региона распространен несколько

меньше, чем тоарский (рис. 8). НСР УВ составляют 1317 млн т УУВ (29,6 % от всех ресурсов УВ нижнеюрских отложений), из них газа 1121 млрд м³ (85,1 %), конденсата 196 млн т (14,9 %). Плотность ресурсов УВ резервуара 4,6 тыс. т УУВ/км².

Здесь выделяются четыре категории земель – от среднеперспективных II категории (уд. пл. 10–20 тыс. т УУВ/км²) до бесперспективных (уд. пл. <1 тыс. т УУВ/км²) (см. рис. 8).

Среднеперспективные земли II категории в обеих НГО распространены весьма ограниченно: в Енисей-Хатангской они прогнозируются только на Малохетском мезовале, в Гыданской – на Средне-мессояхском, Ванкуро-Тагульском и Тазовском мезовалах.

Наиболее широко развиты в регионе земли пониженных и низких перспектив: первые прогнозируются в Балахнинско-Рассохинской и Мессояхской грядках, вторые – почти на всей остальной



территории. Исключение составляют лишь Хетский мегапрогиб, Беловская и Северо-Тазовская мегавпадины, в которых прогнозируются бесперспективные земли, поскольку глубина залегания отложений резервуара более 5 км.

Геттанг-синемюрский региональный резервуар характеризуется наименьшим распространением нижнеюрских отложений (рис. 9). НСР УВ составляют 613 млн т УУВ (13,8 % от всех ресурсов УВ нижнеюрских отложений), из них газа 517 млрд м³ (84,3 %), конденсата 96 млн т (15,7 %). Плотность ресурсов УВ резервуара 2,4 тыс. т УУВ/км².

В геттанг-синемюрском резервуаре выделяют три категории земель: пониженных перспектив (уд. пл. 5–10 тыс. т УУВ/км²), низкоперспективные (уд. пл. 1–5 тыс. т УУВ/км²) и бесперспективные (уд. пл. <1 тыс. т УУВ/км²) (см. рис. 9).

Наиболее перспективные земли развиты весьма ограниченно: только в пределах Тазовского мезовала, расположенного в южной части Гыданской НГО. На остальной территории в основном распространены земли низких перспектив, за исключением лишь наиболее погруженных отрицательных структур (Большехетская, Антипаютинско-Тадобеяхинская мегасинеклизы и Хетский, Агапский мегапрогибы), в которых прогнозируются бесперспективные земли, поскольку глубина залегания отложений на их территориях превышает 5 км.

Выводы

Впервые на базе ранее подготовленной обширной и разнообразной исходной геологической информации с использованием современного метода выполнена количественная оценка перспектив нефтегазоносности тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского региональных резервуаров глубокопогруженных нижнеюрских отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО.

Количественная оценка перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров выполнена геологическим способом по удельным плотностям запасов УВ на единицу площади, что учитывает особенности геологического строения региона и степень его изученности геолого-разведочными работами.

Начальные суммарные ресурсы УВ нижнеюрских отложений составляют 4453 млн т УУВ, из них газа 3793 млрд м³ (85,2 %), конденсата 660 млн т (14,8 %). Все они относятся к прогнозным категории D₂.

В Енисей-Хатангской НГО прогнозируются 2591 (58,2 %) млн т УУВ, из них газа 2208 (85,2 %) млрд м³, конденсата 383 (14,8 %) млн т; в Гыданской – 1862 (41,8 %), 1586 (85,2 %), 276 (14,8 %) соответственно; плотности НСР – 13,4 и 15,0 тыс. т УУВ/км² соответственно.

Начальные суммарные ресурсы УВ *тоарского резервуара* составляют 2523 млн т УУВ (56,6 % от

всех ресурсов УВ нижнеюрских отложений), из них газа 2155 млрд м³ (85,4 %), конденсата 368 млн т (14,6 %). Здесь прогнозируются три категории земель тоарского резервуара: среднеперспективные II категории, пониженных перспектив и бесперспективные с плотностью НСР 10–20, 5–10 и менее 1 тыс. т УУВ/км² соответственно. В Гыданской НГО наиболее перспективные земли распространены на четырех различных по размеру участках (по мере уменьшения площади): юго-восточная часть Мессояхской наклонной гряды, Ванкуро-Тагульский мезовал, узкая полоса вдоль Сибирской платформы, в контуре Тазовского мезовала; в Енисей-Хатангской НГО – на северо-восточном окончании Мессояхской наклонной гряды и в пределах Балахнинского мезовала. Земли пониженных перспектив прогнозируются почти на всей остальной большей части региона. Лишь в пределах Хетского мегапрогиба предполагается распространение бесперспективных.

Начальные суммарные ресурсы УВ *плинсбахского резервуара* составляют 1317 млн т УУВ (29,6 % от всех ресурсов УВ нижнеюрских отложений), из них газа 1121 млрд м³ (85,1 %), конденсата 196 млн т (14,9 %). Здесь выделяются четыре категории земель – от среднеперспективных II категории (10–20 тыс. т УУВ/км²) до бесперспективных (<1 тыс. т УУВ/км²).

Среднеперспективные земли II категории распространены весьма ограниченно, в Енисей-Хатангской НГО – только на Малохетском мезовале, в Гыданской – на Среднемессояхском, Ванкуро-Тагульском и Тазовском мезовалах.

Наиболее широко распространены земли пониженных (на Балахнинско-Рассохинской и Мессояхской грядках) и низких (почти на всей остальной территории) перспектив, за исключением лишь Хетского мегапрогиба, Беловской и Северо-Тазовской мегавпадин, в которых прогнозируются бесперспективные земли.

Начальные суммарные ресурсы УВ *геттанг-синемюрского резервуара* составляют 613 млн т УУВ (13,8 % от всех ресурсов УВ нижнеюрских отложений), из них газа 517 млрд м³ (84,3 %), конденсата 96 млн т (15,7 %). Выделяются три категории земель: пониженных перспектив (5–10 тыс. т УУВ/км²), низкоперспективные (–5 тыс. т УУВ/км²) и бесперспективные (<1 тыс. т УУВ/км²).

Наиболее перспективные земли распространены весьма ограниченно: лишь в пределах Тазовского мезовала, на остальной территории региона – в основном низкоперспективные, за исключением наиболее погруженных отрицательных структур (Большехетская, Антипаютинско-Тадобеяхинская мегасинеклизы и Хетский, Агапский мегапрогибы), в которых прогнозируются бесперспективные земли.

Сопоставление результатов авторской количественной оценки перспектив нефтегазоносности нижнеюрских отложений Енисей-Хатангской НГО



с последней официальной оценкой этих отложений не осуществлено, поскольку ее результаты не опубликованы в открытой печати. Поэтому мы сравниваем наши результаты с таковыми известного ученого А. П. Афанасенкова, которая изложена в его докторской диссертации «Геология и перспективы нефтегазоносности севера Сибирской платформы» (защищена в 2019 г.). Он проводил оценку методом бассейнового моделирования. Несмотря на разные методы, наши оценки практически совпали – 2591 и 2400 млн т УУВ соответственно.

Работа выполнена при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 18–05–70035).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Афанасенков А. П., Петров А. Н., Грайзер Э. М.** Геохимическая характеристика и нефтегазогенерационный потенциал мезозойских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей // *Геология нефти и газа.* – 2018. – № 6. – С. 109–127.

2. **Бостриков О. И., Ларичев А. И., Фомичев А. С.** Геохимические аспекты изучения нижне-среднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты в связи с оценкой их УВ-потенциала // *Нефтегазовая геология. Теория и практика. Электрон. науч. журн.* – 2011. – Т. 6, № 3. – Точка доступа: <http://www/ngtp.ru/rub/1/3/20011/pdf>.

3. **Брод И. О., Еременко Н. А.** Основы геологии нефти и газа. – М.: Гостоптехиздат, 1957. – 480 с.

4. **Глаголев П. Л., Мазанов В. Ф., Михайлова М. П.** Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба. – М., 1994. – 118 с.

5. **Губкин М. М.** Учение о нефти. – М.; Л., 1937. – 384 с.

6. **Гурова Т. И., Антонова Т. Ф., Кондрина К. С.** Роль литогенеза в формировании и сохранении залежей нефти и газа. – М.: Недра, 1974. – 136 с.

7. **Закономерности** изменения фильтрационно-емкостных свойств региональных резервуаров в зависимости от глубины их залегания в юрских отложениях арктических районов Западно-Сибирской и Хатангско-Виллюйской нефтегазоносных провинций / Г. Г. Шемин, В. А. Верниковский, Н. В. Первухина и др. // *Геология нефти и газа.* – 2019. – № 5. – С. 51–61.

8. **Косыгин Ю. А.** Основы тектоники нефтегазоносных областей. – М.: Гостоптехиздат, 1952. – 510 с.

9. **Леворсен А.** Геология нефти и газа. – М.: Мир, 1970. – 639 с.

10. **Методическое** руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата / В. В. Аленин, Ю. Н. Батурин, М. Д. Белонин и др. – М., – 189 с.

11. **Модели** строения и условия формирования региональных резервуаров верхне-среднеюрских отложений Енисей-Хатангской и восточной части

Гыданской нефтегазоносных областей Сибирского сектора Арктики / Г. Г. Шемин, В. А. Верниковский, Н. В. Первухина и др. // *Геология нефти и газа.* – 2020. – № 2. – С. 59–85.

12. **Нефтегазоносные** бассейны и регионы Сибири. Вып. 3. Енисей-Хатангский бассейн / А. Э. Конторович, В. В. Гребенюк, Л. А. Кузнецов и др. – Новосибирск: ОИГГиМ СО РАН, 1994. – 71 с.

13. **Сахибгареев Р. С.** Минералогия глин продуктивных отложений Сургутского нефтегазоносного района (Западной Сибири): автореф. дис. к. г.-м. н. – М., 1968. – 25 с.

14. **Седиментационно-емкостная** модель юрских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской (западная часть) нефтегазоносных областей / А. П. Афанасенков, Т. Е. Ермолова, И. А. Мушин, Б. К. Фролов // *Вести газовой науки.* – 2017. – № 3. – С. 59–78.

15. **Фомин М. А.** Анализ тектонического строения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба по опорным горизонтам и тектонические предпосылки его нефтегазоносности // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений.* – 2011. – № 9. – С. 4–20.

16. **Хаин В. Е.** Геотектонические основы поисков нефти. – Баку, 1954. – 690 с.

17. **Шемин Г. Г.** Региональные резервуары нефти и газа юрских отложений севера Западно-Сибирской провинции. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2014. – 362 с.

REFERENCES

1. Afanasenkov A.P., Petrov A.N., Graizer E.M. [Geochemical description and oil gas generation potential of Mesozoic formations within the Gydan and Yenisei-Khatanga oil and gas bearing regions]. *Geologiya nefiti i gaza – Oil and Gas Geology*, 2018, no. 6, pp. 109–127. (In Russ.).

2. Bostrikov O.I., Larichev A.I., Fomichev A.S. [Geochemical aspects of Lower and Middle Jurassic sediments of the West-Siberian Plate in view of hydrocarbon potential evaluation]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika – Petroleum Geology. Theoretical and Applied Studies*. Saint Petersburg, VNIGNI Publ., 2011, vol. 6, no. 3. Available at: <http://www/ngtp.ru/rub/1/3/20011/pdf>.

3. Brod I.O., Yeremenko N.A. *Osnovy geologii nefiti i gaza* [Basics of Petroleum Geology]. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 1957. 480 p. (In Russ.).

4. Glagolev P.L., Mazanov V.F., Mikhailova M.P. *Geologiya i neftegazonosnost Yenisei-Khatangskogo progiba* [Geology and petroleum potential of the Yenisei-Khatanga trough]. Moscow, 1994. 118 p. (In Russ.).

5. Gubkin M.M. *Ucheniye o nefiti* [Theory of oil]. Moscow, Leningrad, 1937. 384 p. (In Russ.).

6. Gurova T.I., Antonova T.F., Kondrina K.S. *Rol litogenez v formirovanii i sokhranении zalezhey nefiti i gaza* [Role of lithogenesis in formation and retention of oil



and gas accumulations]. Moscow, Nedra Publ., 1974. 136 p. (In Russ.).

7. Shemin G.G., Vernikovskiy V.A., Pervukhina N.V., et al. [Common factors of porosity and permeability variations in regional reservoirs depending on depth of their occurrence in the Jurassic Series of the Arctic regions of West Siberian and Khatanga-Vilyuisky petroleum provinces]. *Geologiya nefti i gaza – Oil and Gas Geology*, 2019, no. 5, pp. 51–61. (In Russ.).

8. Kosygin Yu.A. *Osnovy tektoniki neftegazonosnykh oblastey* [Principles of the tectonics of petroliferous Regions]. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 1952. 510 p. (In Russ.).

9. Levorsen A. *Geologiya nefti i gaza* [Geology of petroleum]. Moscow, Mir Publ., 1970. 639 p. (In Russ.).

10. Alenin V.V., Baturin Yu.N., Belonin M.G., et al. *Metodicheskoye rukovodstvo po kolichestvennoy i ekonomicheskoy otsenke resursov nefti, gaza i kondensata* [Methodological guidance on the quantitative and economic evaluation of oil resources, gas and condensate in Russia]. Moscow, VNIGNI Publ., 2000. 189 p. (In Russ.).

11. Shemin G.G., Vernikovskiy V.A., Pervukhina N.V., et al. [Deep-seated regional reservoirs of the Lower Jurassic Formations in the Yenisei-Khatanga and eastern parts of the Gydan oil and gas bearing areas: structural models and formation settings]. *Geologiya nefti i gaza – Oil and Gas Geology*, 2020, no. 2, pp. 59–85. (In Russ.).

12. Kontorovich A.E., Grebenyuk V.V., Kuznetsov L.A., et al. *Neftegazonosnyye basseyny i regiony*

Sibiri. Vyp. 3. Yenisei-Khatangskiy basseyn [Siberian petroleum basins and regions. Vol. 3. Yenisei-Khatanga basin]. Novosibirsk, OIGGM SO RAN Publ., 1994. 71 p. (In Russ.).

13. Sakhibgareev R.S. *Mineralogiya glin produktivnykh otlozheniy Surgutskogo neftegazonosnogo rayona (Zapadnoy Sibiri) Avtoref. kand. dis.* [Mineralogy of clays in producing strata of the Surgut petroleum region (West Siberia). Author's abstract of PhD thesis]. Moscow, 1968. 25 p. (In Russ.).

14. Afanasenkov A. P., Yermolova T.E., Mushin I.A., Frolov B.K. [Sedimentation-capacitive model for Jurassic deposits of Gydan and Yenisey-Khatanga (western part) oil-gas-bearing regions]. *Vesti gazovoy nauki*, 2017, no. 3, pp. 59–78. (In Russ.).

15. Fomin M. A. [Analysis of tectonic structure of Mesozoic and Cainozoic sedimentary cover of the Yenisei-Khatanga regional trough and tectonic criteria of its oil-and-gas content]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy – Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2011, no. 9, pp. 4–20. (In Russ.).

16. Khain V.E. *Geotektonicheskiye osnovy poiskov nefti* [Geotectonic basis of oil search]. Baku, Aznefteizdat Publ., 1954. 690 p. (In Russ.).

17. Shemin G.G. *Regionalnyye rezervuary nefti i gaza yurskikh otlozheniy severa Zapadno-Sibirskoy provintsii* [Regional oil and gas reservoirs in the Jurassic formations of the northern West Siberian province]. Novosibirsk, SB RAS Publ., 2014. 362 p. (In Russ.).

© Г. Г. Шемин, П. А. Глазырин, А. Г. Вахромеев,
О. И. Бостриков, Е. В. Деев, М. Ю. Смирнов,
В. В. Сапьяник, В. И. Москвин, 2021