



УДК 553.981.04/982.04:551.72(571.5–12)

КОМПЛЕКСНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РЕГИОНАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТИ И ГАЗА ВЕРХНЕВЕНДСКО-НИЖНЕКЕМБРИЙСКОГО АЛЛОХТОННОГО КАРБОНАТНОГО МАКРОКОМПЛЕКСА ПРЕДПАТОМСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА (СИБИРСКАЯ ПЛАТФОРМА)

Г. Г. Шемин¹, А. В. Мигурский², М. Ю. Смирнов², А. Г. Вахрамеев⁴, А. А. Поспеев⁵¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, Новосибирск, Россия; ²Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Новосибирск, Россия; ³Институт земной коры СО РАН, Иркутск, Россия; ⁴Иркутский филиал ООО «РН-Бурение», Иркутск, Россия

Предпатомский региональный прогиб расположен в юго-восточной части Сибирской платформы вдоль действующего нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан». Это потенциальный крупный объект подготовки запасов и добычи углеводородного сырья. Он характеризуется низкой степенью изученности сейсморазведкой и бурением, сложным строением, что затрудняет разработку моделей строения вендско-нижнекембрийских нефтегазоносных отложений и достоверную оценку перспектив их нефтегазоносности. Рассмотрены модели строения проницаемых комплексов и флюидоупоров нижнеданиловского, верхнеданиловского и усольского региональных резервуаров, составляющих верхневендско-нижнекембрийскую аллохтонную часть осадочного чехла. Приведены результаты количественной оценки перспектив нефтегазоносности резервуаров.

Ключевые слова: резервуар, проницаемый комплекс, флюидоупор, продуктивный пласт, перспективы нефтегазоносности, ресурсы, запасы, нефть, газ, конденсат.

COMPREHENSIVE CHARACTERISTICS AND QUANTITATIVE ASSESSMENT OF PROSPECTS OF PETROLEUM CONTENT IN THE REGIONAL OIL AND GAS RESERVOIRS OF THE UPPER VENDIAN – LOWER CAMBRIAN ALLOCHTHONOUS CARBON-BEARING MACROCOMPLEX AT THE PREDPATOM REGIONAL TROUGH (SIBERIAN PLATFORM)

G. G. Shemin¹, A. V. Migursky², M. Yu. Smirnov², A. G. Vakhrameev⁴, A. A. Pospeev⁵¹Institute Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia; ²Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russia; ³Institute of the Earth's crust SB RAS, Irkutsk, Russia; ⁴Irkutsk branch OOO «RN-Drilling», Irkutsk, Russia

The Predpatom regional trough is situated in the southeastern part of the Siberian Platform along the Eastern Siberia-Pacific Ocean active crude oil pipeline. This is an available large facility designed for developing reserves and hydrocarbon extraction. It is still not adequately studied by seismic exploration and drilling and characterized by complex structure, which hampers the development of structure models of Vendian-Lower Cambrian petroleum deposits and a reliable estimate of their hydrocarbon prospects. The authors have considered some structure models of permeable complexes and fluid seals of the Nizhnedanilovsky, Verkhnedanilovsky and Usolsky regional reservoirs composing an Upper Vendian- Lower Cambrian allochthonous part of the sedimentary cover. They also present some quantitative estimate results of hydrocarbon prospects of those reservoirs.

Keywords: Predpatom regional trough, reservoir, permeable complex, fluid seal, pay, quantitative estimate, hydrocarbon prospects, reference area, design area, resources, reserves, oil, gas, condensate.

DOI 10.20403/2078-0575-2018-1-32-55

Предпатомский региональный прогиб (ПП) расположен в юго-восточной окраинной части Сибирской платформы, где имеет общие границы со следующими крупными структурами: юго-западная его часть – с Ангаро-Ленской ступенью; северо-западная – с Непско-Ботуобинской антеклизой; северо-восточная – с Вилючанской седловиной, Сунтарским сводом и Кемпендяйской впадиной; восточная – с Алданской антеклизой; юго-восточная – с Байкало-Патомской складчатой областью. Площадь прогиба 188 тыс. км². Осадочный чехол практически повсеместно сложен складчато-надвиговыми дислокациями.

В северо-восточной части ПП выделяются Нюйско-Джербинская и Березовская впадины, разделенные Джеюктинским выступом. Юго-западная

ветвь прогиба, условно названная Казачинской депрессией, отделяется от Нюйско-Джербинской впадины Вилюйско-Мархинским региональным разломом.

Степень изученности ПП сейсморазведочными и буровыми работами весьма низкая. На его огромной территории проведены в небольшом объеме сейсморазведочные работы (длина сейсморазведочных профилей составляет 11978 км) и пробурено лишь 46 глубоких скважин, многие из которых расположены на трех открытых месторождениях: Бысахтахском, Отраднинском и Хотого-Мурбайском.

Основные перспективы нефтегазоносности прогиба, как и смежных с ним крупных структур, связаны с двумя макрокомплексами: вендским

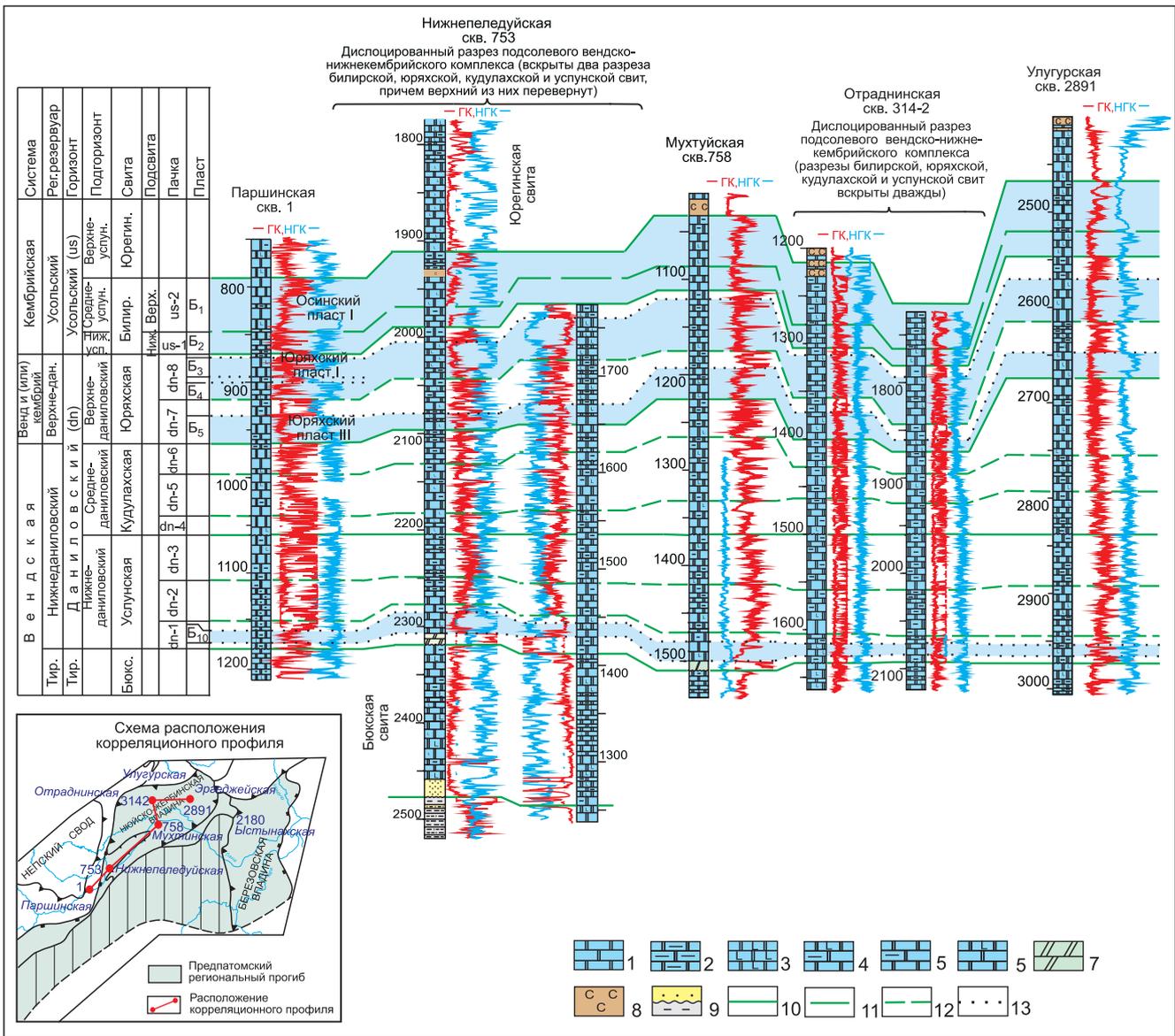


Рис. 1. Корреляция разрезов верхов венда и низов нижнего кембрия (даниловский горизонт, нижеусольский и среднеусольские подгоризонты) Ньюско-Джербинской впадины ПРП по профилю Паршинская – Улугурская площади 1–8 – породы: 1 – карбонатные, 2 – глинистые карбонатные, 3 – ангидрито-доломиты, 4 – доломиты глинистые и ангидритовые, 5 – доломиты глинистые, 6 – доломиты ангидритистые, 7 – мергели, 8 – каменная соль; 9 – перерывы; 10–13 – границы: 10 – свит, 11 – подсвит, 12 – пачек циклического строения, 13 – продуктивных пластов; индексы пластов: Б₁ – I пласт осинского горизонта, Б₂ – II пласт осинского горизонта, Б₃₋₄ – I-II пласты юряжского горизонта, Б₅ – III пласт юряжского горизонта, Б₁₀ – преобразженный горизонт

Экспертная оценка влияния параметров, контролирующих нефтегазоносность, на перспективы нефтегазоносности региональных резервуаров верхневендско-нижнекембрийского карбонатного макрокомплекса Предплатомского регионального прогиба

Современный структурный план		Параметр		Качество флюидоупора	
Категория земель	Оценка	Категория земель	Оценка	Качество флюидоупора	Оценка
Высокоперспективные	1	Высокоперспективные	1	Высокое	1
Перспективные	0,9	Перспективные	0,9	Среднее	0,8
Среднеперспективные	0,7			Пониженное	0,7
Пониженных перспектив	0,5	Среднеперспективные	0,8	Низкое	0,5
Низкоперспективные	0,3				



терригенным и перекрывающим его верхневендско-нижнекембрийским подсолевым карбонатным. Последний и является объектом приведенных в настоящей работе результатов исследований. Он подразделяется на три региональных резервуара: нижнеданиловский, верхнеданиловский и усольский.

Вопросы геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности верхневендско-нижнекембрийского карбонатного макрокомплекса ПРП освещены в работах специалистов СНИИГГиМС, Вост-СибНИИГГиМС, ВНИГРИ, ВНИГНИ, Иркутскгеофизика, Якутскгеофизика, ИНГГ СО РАН, ИПН ЯФ СО РАН и других организаций. Однако низкая степень изученности ПРП геолого-разведочными работами и его осложнение надвиговыми образованиями не позволяли до настоящего времени разработать модели строения отмеченных региональных резервуаров для всей его территории и выполнить количественную оценку перспектив их нефтегазоносности. В последние годы авторами статьи проведены комплексные исследования, направленные на решение этих вопросов. Далее приведены результаты выполненных исследований, стратиграфической основой которых являются ранее опубликованные авторами материалы [19] (рис. 1).

Методика оценки качества флюидоупоров

Роль флюидоупоров в процессе формирования и сохранения залежей углеводородов отмечалась многими исследователями [5, 12, 16]. Критерии оценки экранов нефтяных и газовых залежей описаны в литературе [9, 13, 14]. Обычно для оценки качества флюидоупоров используют следующие основные параметры: вещественный и минералогический состав отложений, содержание и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) проницаемых прослоев, толщина флюидоупоров, интенсивность проявления в них разрывной тектоники, трещиноватость и плотность пород. В ПРП для верхневендско-нижнекембрийских глинисто-карбонатных и галогенно-карбонатных флюидоупоров изучены лишь некоторые параметры, причем на ограниченном числе участков. Обычно имеются только сведения о толщинах флюидоупоров и содержании прослоев «чистых» карбонатов и каменной соли. Эти критерии были использованы при оценке качества флюидоупоров нижнеданиловского, верхнеданиловского и усольского резервуаров [17].

Методика количественной оценки перспектив нефтегазоносности карбонатных отложений верхнего венда – нижнего кембрия

При количественной оценке использовалось «Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России» [10]. Степень изученности отложений бурением и сейсморазведкой позволила количественно оценить перспективы их нефтегазоносности геологическим способом – методом внутренних геологических аналогий по удельным плотностям запасов УВ на единицу площади.

Сначала в соответствии с утвержденными требованиями были выделены и описаны эталонные участки с подсчетом удельных плотностей начальных суммарных ресурсов УВ: для усольского регионального резервуара – Среднеботуобинский, Талаканский, Пилюдинский; для верхнеданиловского – Даниловский, Иктехский, Бысахтахский; для нижнеданиловского – Верхнечонский.

Далее с учетом инструктивных требований области, выделенные по принципу схожести геологического строения и оцениваемые тем или иным эталонным участком, были разделены на расчетные участки. При этом использовался следующий набор нефтегазогеологических карт ПРП м-ба 1:1 000 000:

- структурные карты по кровле преобразованного, юряхского и осинского продуктивных горизонтов;
- карты толщин коллекторов проницаемых комплексов резервуаров;
- карты качества флюидоупоров региональных резервуаров.

Сведения о генерационном потенциале нефтематеринских пород заимствованы из публикаций [1, 4, 7].

В дальнейшем осуществлялось сравнение контролирующих нефтегазоносность параметров каждого расчетного участка с эталонными. В качестве таковых были выбраны и обоснованы следующие показатели: гипсометрия современного структурного плана объекта оценки, качество флюидоупора, толщина коллекторов и нефтегазогенерационный потенциал нефтематеринских пород. Оценка этих параметров производилась в основном экспертным путем (см. таблицу). Только при сравнении толщин коллекторов эталонных и расчетных участков использовались непосредственные их значения. Отмеченные показатели являлись поправочными коэффициентами расчетных участков.

Общий коэффициент аналогии расчетных участков, устанавливающий соответствие между плотностями начальных суммарных ресурсов углеводородов на эталонном и расчетных участках, вычислялся как произведение поправочных коэффициентов.

На завершающей стадии сначала производилась количественная оценка удельных плотностей ресурсов углеводородов на эталонных участках, а затем оценка ресурсов нефти, газа и конденсатов нижнеданиловского, верхнеданиловского и усольского региональных резервуаров на расчетных участках исследуемой территории в целом и входящих в нее Ньюско-Джербинской, Березовской впадин и Казачинской депрессии.

Тектоническое строение верхневендско-нижнекембрийского карбонатного макрорезервуара

Верхневендско-нижнекембрийский карбонатный макрорезервуар в тектоническом отношении

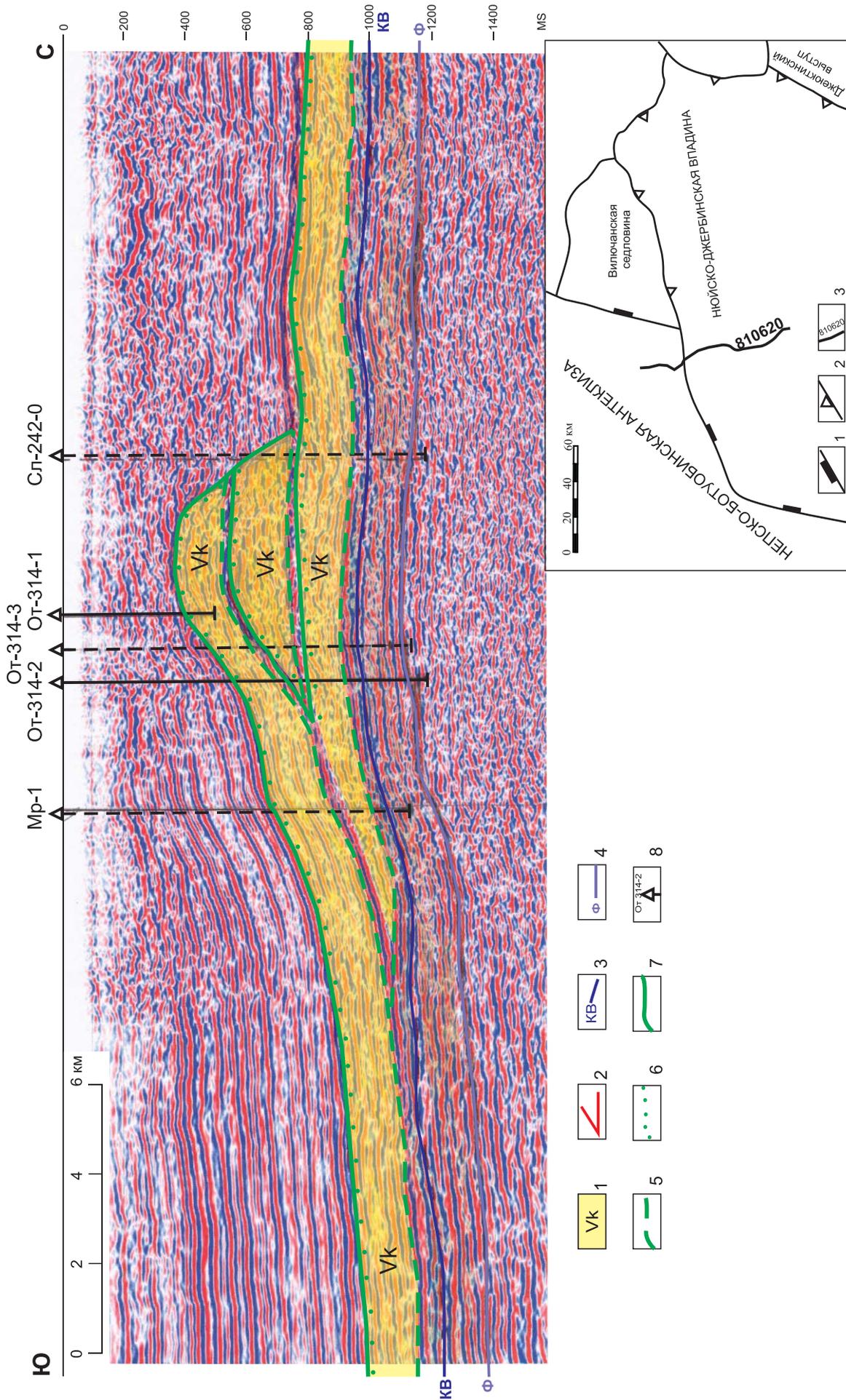


Рис. 2. Складчато-надвиговые дислокации по профилю 810620 через Отрадинское месторождение. Сост. А. В. Мигурский

1 – карбонатный верхний венд-кембрий, 2 – разрывы; 3–4 – отражающие горизонты; 5 – поверхность фундамента; 6 – юрхский, 7 – осинский; 8 – глубокие скважины (удаленные скважины показаны пунктиром); скважины: Mr – Мурбайская, Ot – Отрадинская, Sl – Суларская; на врезке: 1–2 – границы; 1 – надпорядковых структур (антеклиз, региональных прогибов), 2 – структур первого порядка (сводов, выстулов, впадин); 3 – расположение сейсмогеологического профиля 810620

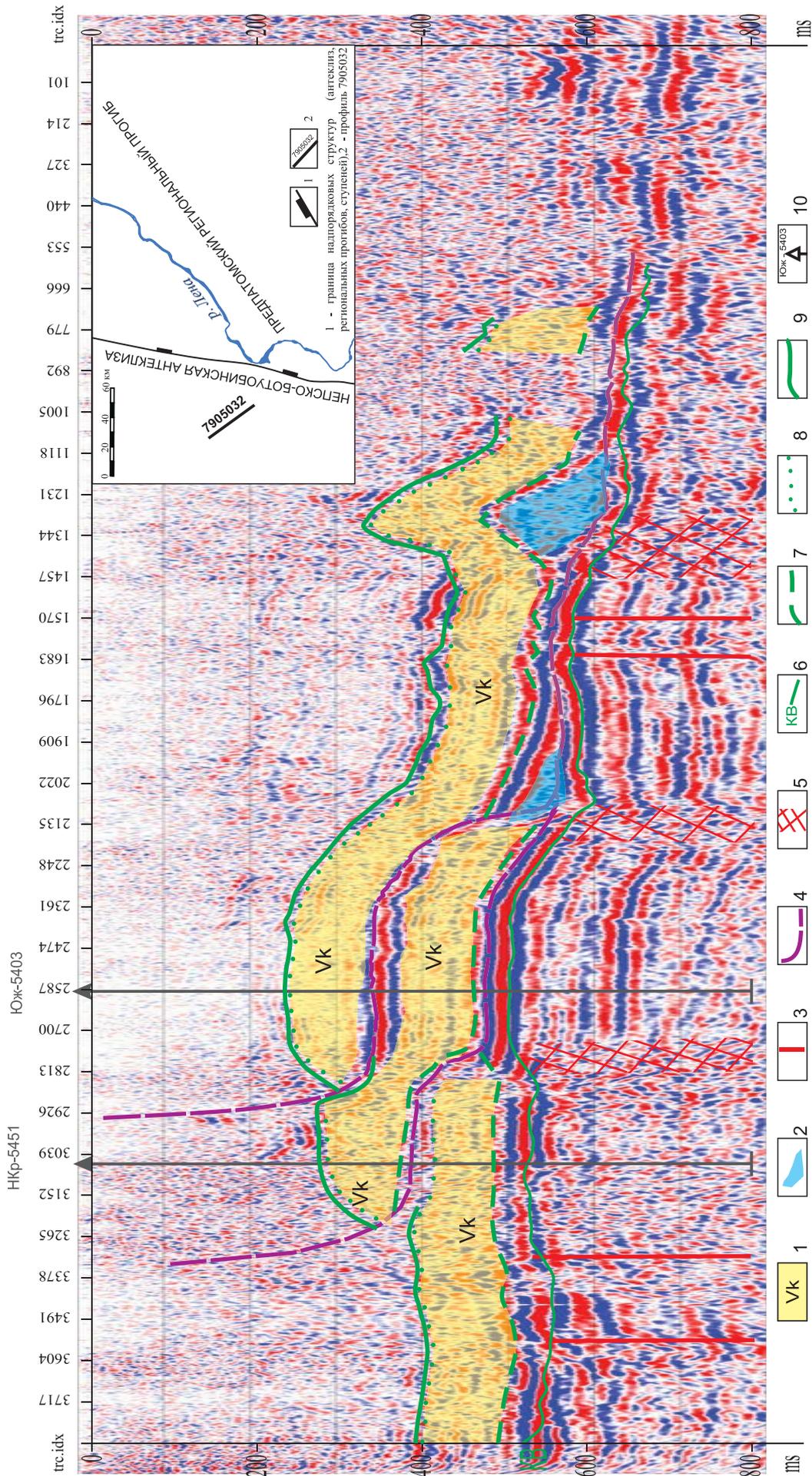


Рис. 3. Складчато-надвиговые дислокации по профилю 7905032 через Южную и Нижнекарамскую скважины. Сост. А. В. Мигурский

1 – карбонатный венд-кембрий; 2 – раздувы торсальских солей; 3–4 – разрывы; 3 – до тирского времени; 4 – каледонские шарьяжи, надвиги, взбросы; 5 – зоны разломов; 6 – отражающий горизонт кровли паршинской свиты; 7–9 – пласты карбонатов: 7 – преобразованный, 8 – юряхский, 9 – осинский; 10 – глубокие скважины; скважины: НКр – Нижнекарамская, Юж – Южная

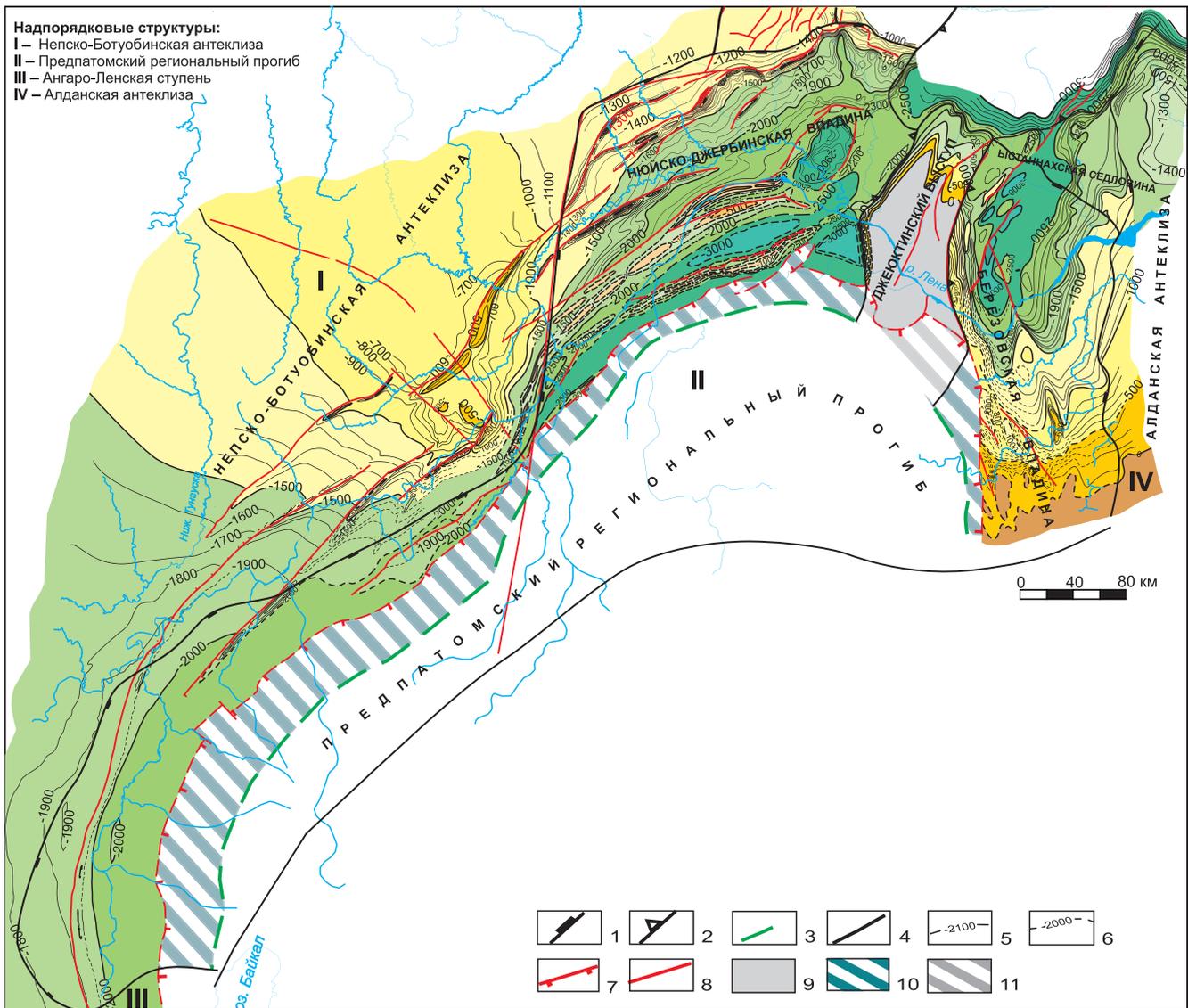


Рис. 4. Тектоническая карта ПРП по кровле тирского горизонта венда (подошва преобразенского горизонта)

1–4 – границы: 1 – надпорядковых структур (антеклиз, региональных прогибов, ступеней), 2 – структур первого порядка (сводов, выступов, впадин), 3 – предполагаемого выклинивания отложений осинского пласта под рифейским аллохтоном, 4 – Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции; 5–6 – изогипсы подошвы преобразенского продуктивного горизонта: 5 – уверенные, 6 – предполагаемые; 7–8 – разрывные нарушения: 7 – надвиги, 8 – разрывы неустановленной природы; 9 – отсутствие отложений тирского горизонта; 10 – отложения тирского горизонта под рифейским аллохтоном; 11 – отсутствие отложений тирского горизонта под рифейским аллохтоном

составляет аллохтонную часть осадочного чехла, которая имеет весьма сложное строение за счет проявления складчато-надвиговых деформаций [2, 8, 11]. Основание ее проходит по нижнему срыву (детachment), стратиграфически и гипсометрически ступенчато повышающемуся от внутренних частей Байкало-Патомского нагорья к фронту складчато-надвигового пояса. Самое глубокое (более 3 км) положение detachment фиксируется в пределах нагорья. Здесь он находится в отложениях рифея. Ближе к долине р. Лена detachment переходит в соленосные отложения торсальской пачки буюкской и тирской свит венда. С этой пачкой связано положение detachment на основной по площади части ПРП. Нижний срыв аллохтона переходит с вендского уровня в соленосные отложения нижнего кем-

брия вдоль границы выклинивания торсальских солей.

Тектоническое строение аллохтона охарактеризовано на корреляционном профиле (см. рис. 1), двух сейсмогеологических профилях (рис. 2, 3) и двух структурных картах, соответствующих подошве преобразенского (подошва пронцаемого комплекса нижнеданиловского резервуара) и кровле осинского (кровля пронцаемого комплекса усольского резервуара) горизонтов (рис. 4, 5).

В Нойско-Джербинской впадине по подошве преобразенского горизонта с севера на юг выделены Борулахский, Мурбайско-Бетенчинский, Средненюйский, Мухтуйский и Еловский валы протяженностью от десятков до 200 км, шириной от единиц до 20 км, амплитудой от сотен метров до

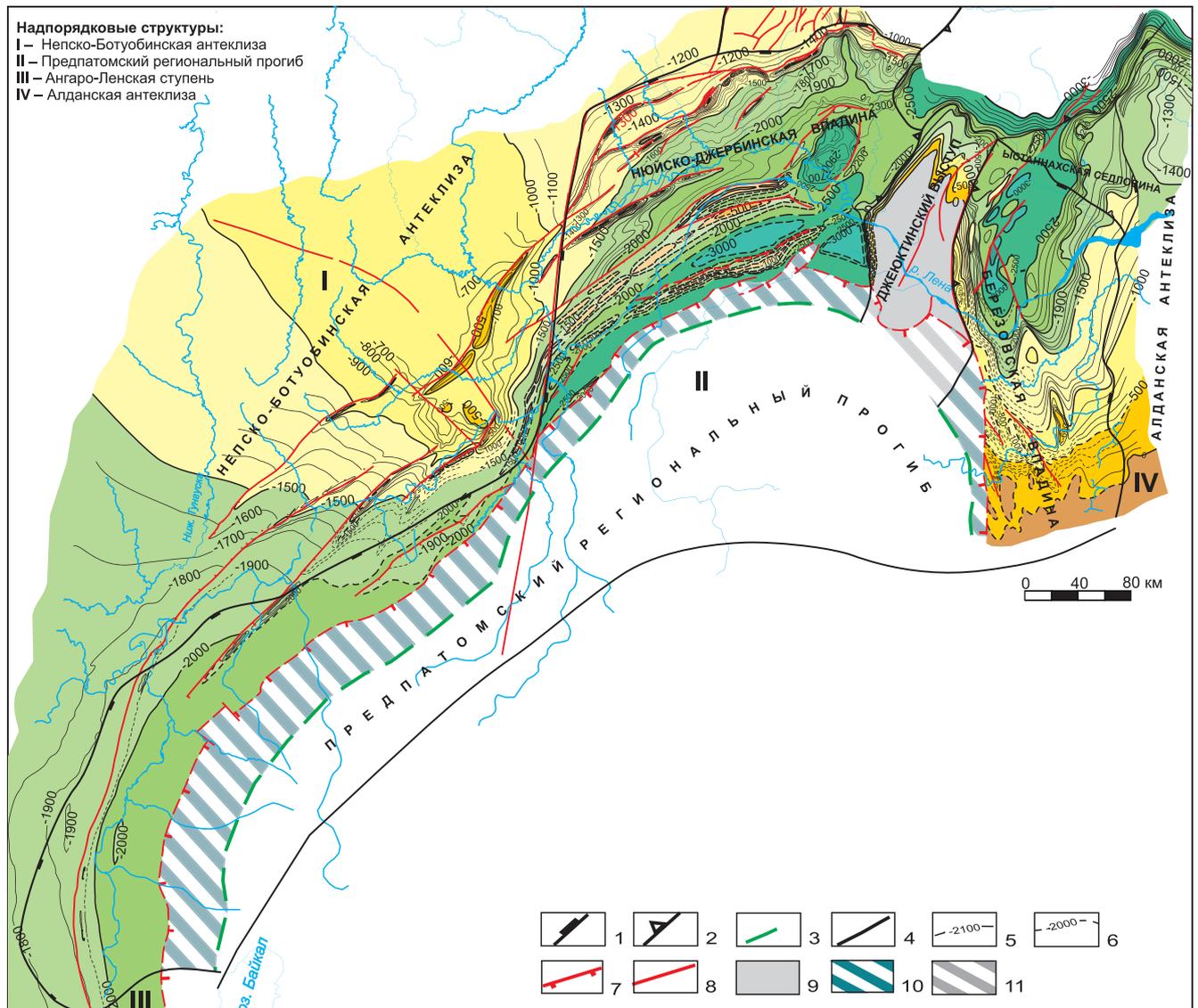


Рис. 5. Тектоническая карта ПРП по кровле осинского пласта усольского горизонта нижнего кембрия

1–4 – границы: 1 – надпорядковых структур (антеклиз, региональных прогибов, ступеней), 2 – структур первого порядка (сводов, выступов, впадин), 3 – предполагаемого выклинивания отложений осинского пласта под рифейским аллохтоном, 4 – Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции; 5–6 – изогипсы отражающего горизонта II (кровля билирской свиты): 5 – уверенные, 6 – предполагаемые; 7–8 – разрывные нарушения: 7 – надвижки, 8 – разрывы неустановленной природы; 9 – отсутствие отложений осинского пласта; 10 – отложения осинского пласта под рифейским аллохтоном; 11 – отсутствие отложений осинского пласта под рифейским аллохтоном

1 км. К северу от Мухтуйского вала расположена Нюско-Хамринская депрессия, а к югу – Контайско-Джербинская. Некоторая условность выделения этих тектонических структур связана со слабой изученностью сейсморазведкой и заметными, иногда весьма резкими изменениями структурных планов внутри аллохтона.

В Березовской впадине с запада на восток намечены Усть-Жуинско-Меличанский, Молбо-Черендейский, Бирюкский и Эбетааский валы, вытянутые субмеридионально. Их протяженность 100–200 км, ширина 5–20 км, амплитуда составляет первые сотни метров.

В Казачинской депрессии линейные дислокации представлены юго-западными окончаниями Киренского, Иванушковского и Частинского валов,

фиксируемыми только геологической съемкой. Киренский вал крупнейший в ПРП: протяженность до 600 км, ширина 10–20 км, амплитуда до 1 км.

Структурные карты по кровле тэтэрской свиты и осинского горизонта усольской, которые соответствуют кровле проницаемых комплексов верхнеданиловского и усольского региональных резервуаров, в общих чертах аналогичны строению подошвы преобразованного горизонта (см. рис. 5). Их отличие заключается в нарастании расхождения между структурными горизонтами по подошве преобразованного горизонта и кровле тэтэрской свиты с северо-запада на юго-восток от 200–300 м у границы Нюско-Джербинской впадины с Джеюктинским выступом до 500 м и более. Аналогичное нарастание толщин пород между подошвой преобразованного горизонта



Рис. 6. Карта толщин проницаемого комплекса (преобразенный горизонт, пласт Б₁₀) нижнеданиловского резервуара ПРП и смежной территории Непско-Ботубинской антеклизы



Рис. 7. Карта прогноза коллекторов проницаемого комплекса (преобразенный горизонт, пласт Б₁₀) нижнеданиловского резервуара ПРП и смежной территории Непско-Ботубинской антеклизы

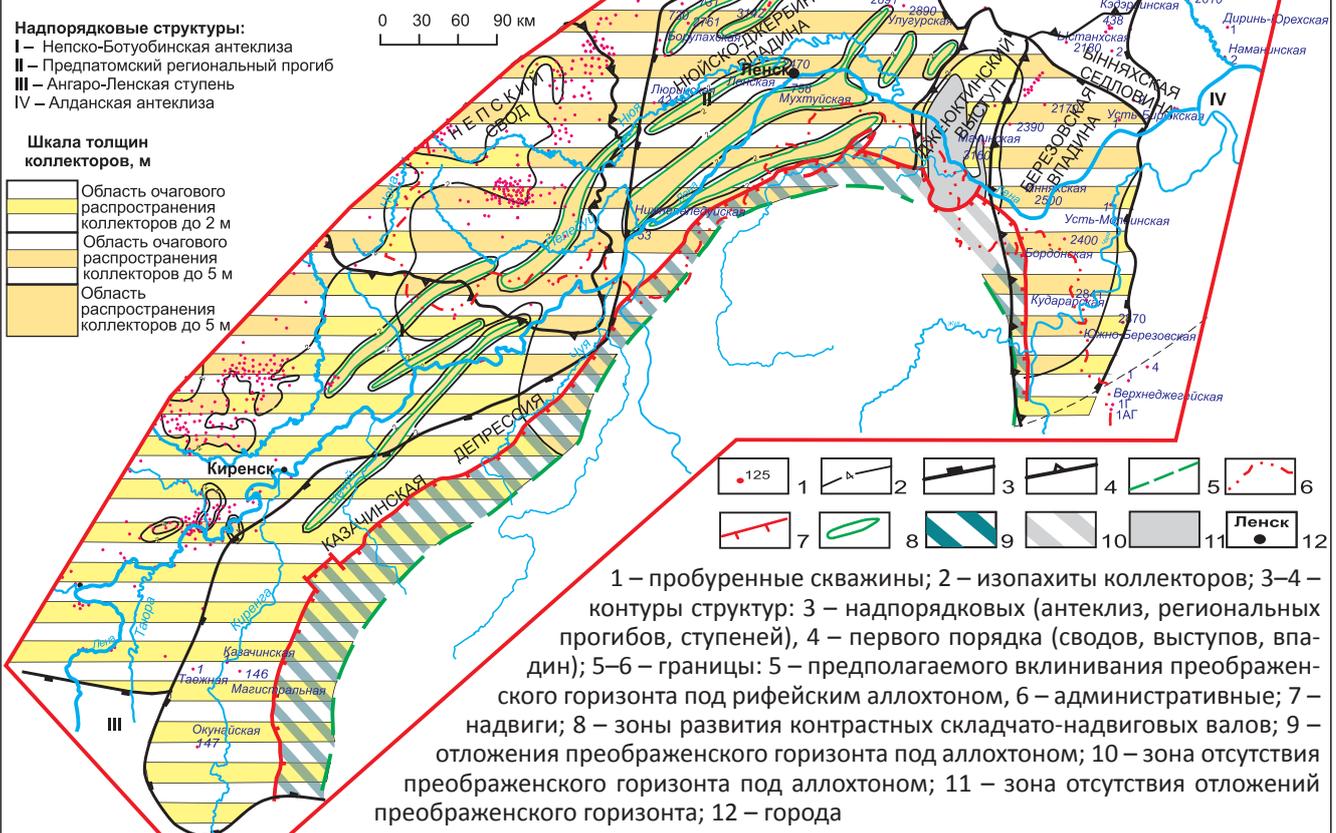


Рис. 8. Карта прогноза качества флюидоупора нижнеданиловского регионального резервуара Предпатомского регионального прогиба и смежной территории Непско-Ботубинской антеклизы



Рис. 9. Карта толщин продуктивного пласта Б₃ (пласт Ю-III юрхского и пласт УК-II усть-кутского горизонтов) пронцаемого комплекса верхнеданиловского регионального резервуара Предпатомского регионального прогиба и смежной территории Непско-Ботубинской антеклизы



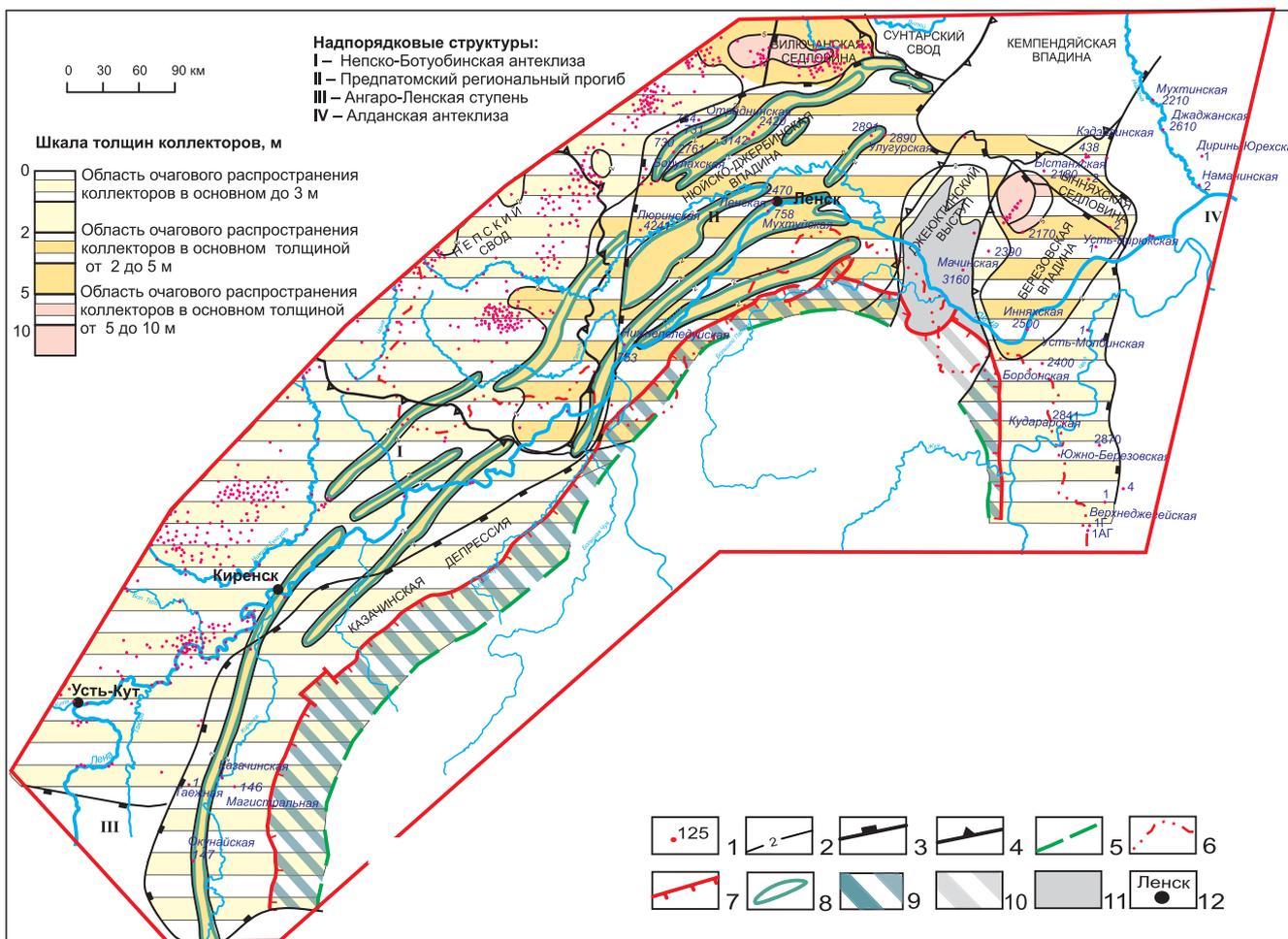


Рис. 10. Карта прогноза коллекторов продуктивного пласта B_5 (пласт Ю-III юрхского и пласт УК-II усть-кутского горизонтов) проницаемого комплекса верхнеданиловского регионального резервуара Предпатомского регионального прогиба и смежной территории Непско-Ботубинской антеклизы

1 – глубокие скважины; 2 – изопакиты коллекторов; 3–4 – контуры структур: 3 – надпорядковых (антеклиз, региональных прогибов, ступеней), 4 – первого порядка (сводов, выступов, впадин); 5–6 – границы: 5 – предполагаемого выклинивания отложений юрхской и тэтэрской свит под аллохтоном, 6 – административная; 7 – надвиги; 8 – зоны развития контрастных складчато-надвиговых валов; 9 – отложения юрхской и тэтэрской свит под рифейским аллохтоном; 10 – зона отсутствия отложений юрхской и тэтэрской свит под аллохтоном; 11 – зона отсутствия отложений юрхской и тэтэрской свит; 12 – города

и кровлей тэтэрской свиты происходит с юго-востока от границы Алданской антеклизы с 200–300 до 400–500 м, иногда более, к сочленению Березовской впадины с Джеюктинским выступом.

Те же самые структурные элементы выделяются и по кровле осинского горизонта (см. рис. 6). Однако гипсометрическое расхождение между кровлей тэтэрской свиты и кровлей осинского горизонта не превышает 150 м. Более подробная характеристика строения верхневендско-нижнекембрийского карбонатного надвигового комплекса ПРП приведена в работах В. Л. Масайтиса и др. [8], А. В. Мигурского и В. С. Старосельцева [11], В. В. Гайдука, А. В. Прокопьева [2], Т. И. Ларионовой [6] и многих других исследователей.

Модели строения региональных резервуаров Нижнеданиловский региональный резервуар

Он представляет нижнюю часть верхневендско-нижнекембрийского карбонатного макрорезервуара и распространен на большей части ПРП. Лишь

в южной части структуры, примыкающей к Байкало-Патомской складчатой области, он отсутствует. Представлен карбонатными, глинисто-карбонатными и сульфатно-глинисто-карбонатными породами одноименного подгоризонта. Толщина его изменяется от 80 до 170 м.

Проницаемый комплекс резервуара представлен преобразованным горизонтом (пласт B_{10}). Толщина его варьирует от 15 до 30 м (рис. 6).

Строение горизонта и характер проявления вторичных процессов (доломитизации, перекристаллизации, выщелачивания, засоления и сульфатизации) наиболее полно и всесторонне освещены в работах Л. С. Черновой, М. М. Потловой, Н. Е. Гушиной, Г. Г. Шемина [3, 15, 17, 18] и др. Приведенная далее краткая литологическая характеристика горизонта в основном базируется на результатах их исследований.

Горизонт слогается преимущественно доломитами с прослоями и линзочками ангидритов, ангидрито-доломитов, глинистых доломитов и мерге-

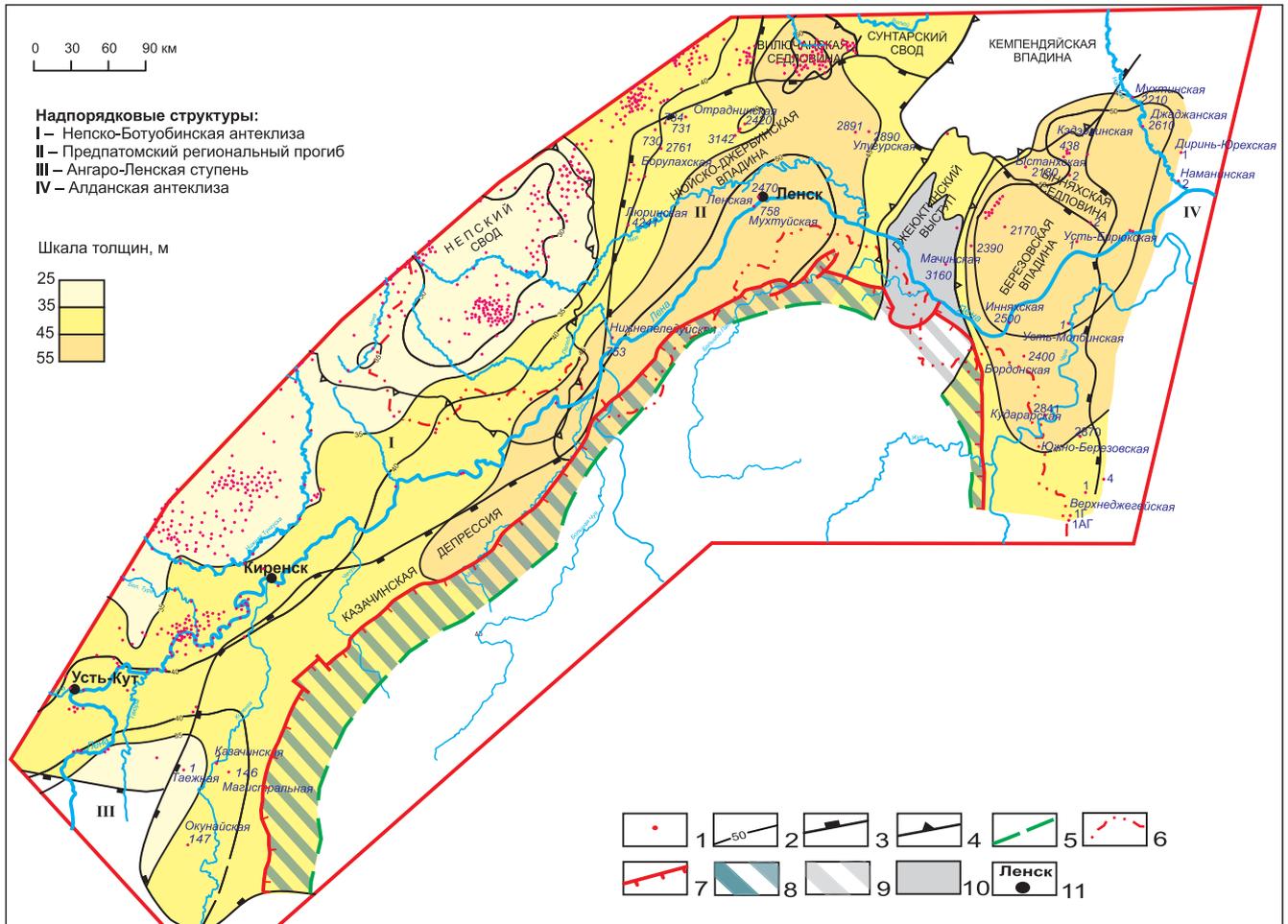


Рис. 11. Карта толщин продуктивных пластов B_{3-4} (пласты Ю-I, Ю-II юрасского и пласт УК-I усть-кутского горизонтов) проницаемого комплекса верхнеданиловского регионального резервуара Предпатомского регионального прогиба и смежной территории Непско-Ботубинской антеклизы

1 – глубокие скважины; 2 – изопакиты; 3–4 – контуры структур: 3 – надпорядковых (антеклиз, региональных прогибов, ступеней), 4 – первого порядка (сводов, выступов, впадин); 5–6 – границы: 5 – предполагаемого выклинивания отложений юрасской и тэтэрской свит под аллохтоном, 6 – административная; 7 – надвиги; 8 – отложения юрасской и тэтэрской свит под рифейским аллохтоном; 9 – отсутствия отложений юрасской и тэтэрской свит под рифейским аллохтоном; 10 – зона отсутствия отложений юрасской и тэтэрской свит; 11 – города

лей. Среди них выделяются три основных генетических типа: хемогенный, органогенный (микрофитолитовый) и органогенно-обломочный. Первый представлен зернистыми доломитами, отмечается также постоянная примесь глинистого материала и ангидрита; второй характеризуется незначительным содержанием глинистого материала и ангидрита; третий состоит из продуктов разрушения хемогенных и органогенных доломитов.

Породы горизонта преобразованы разнообразными постседиментационными процессами. В диагенезе они претерпели активную перекристаллизацию, причем наиболее интенсивную – органогенные породы. Этот процесс способствовал возникновению пор диагенетической перекристаллизации.

Процесс сульфатизации наиболее негативно повлиял на ФЕС коллекторов. Ангидрит (1–3, прослоями до 15–35 %) обычно распространен в виде неправильных, игольчатых, призматических кристаллов.

Процесс выщелачивания, который привел к образованию пор, реже каверн, наиболее актив-

но затронул органогенные разности доломитов. Пустоты выщелачивания первоначально (до заполнения их вторичными минералами) составляли до 5–10 % объема пород. Вторичная минерализация (прежде всего образования ангидрита и галита), заполняя частично или полностью поры, каверны, уменьшила положительное влияние процесса выщелачивания на формирование ФЕС коллекторов.

В доломитах преобразованного горизонта установлены поровый, порово-трещинный, редко каверново-поровый типы коллекторов.

Коллекторы горизонта в РПП, по-видимому, имеют очаговое распространение. В Нюско-Джербинской и Березовской впадинах их толщина прогнозируется от 1–2 до 5 м, а в Казачинской депрессии – до 2 м. Лишь в полосовидно выраженных узких складчато-надвиговых валах, распространенных преимущественно в Нюско-Джербинской впадине, прогнозируется повсеместное развитие коллекторов толщиной до 5 м (рис. 7).

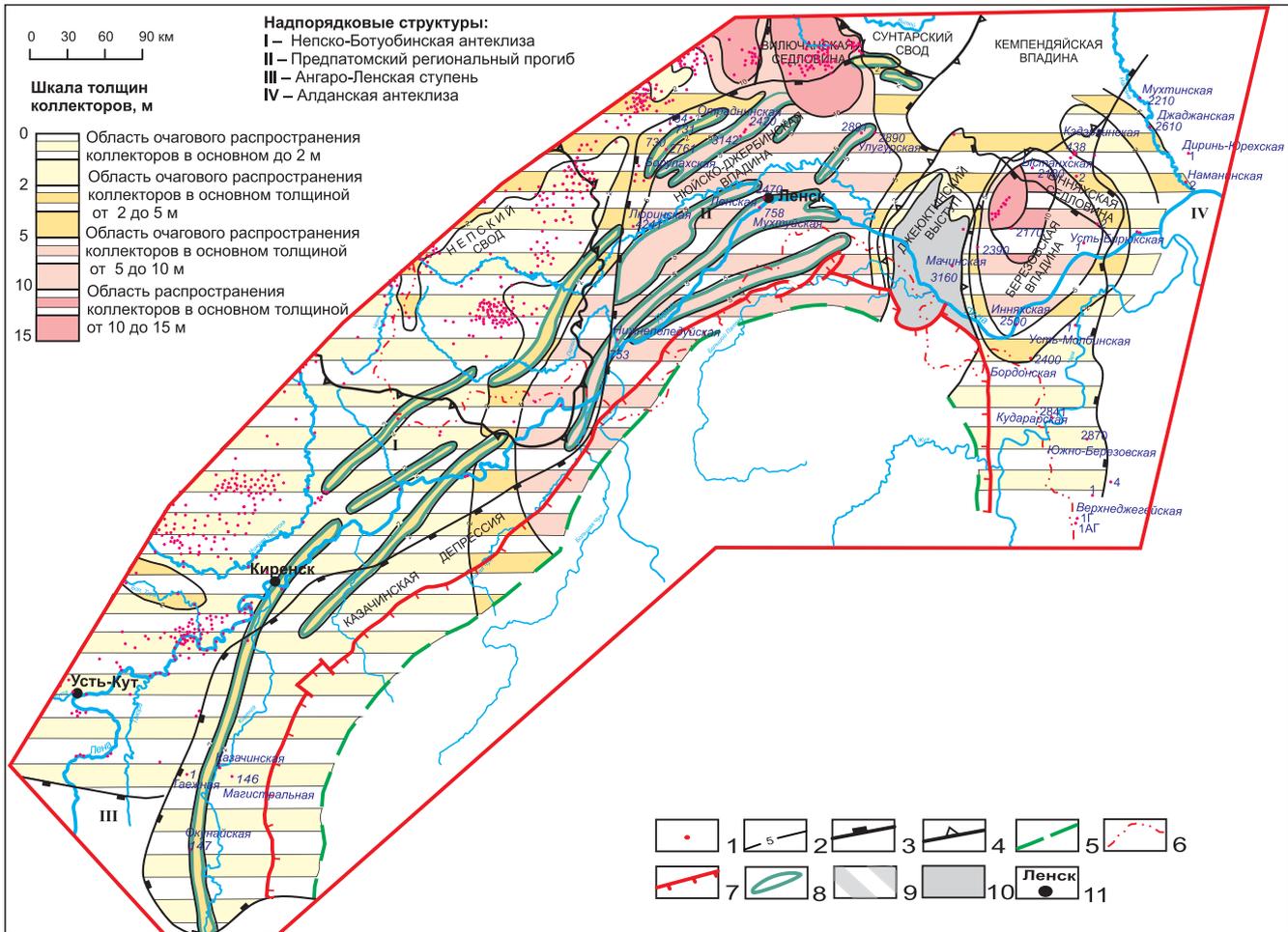


Рис. 12. Карта прогноза толщин коллекторов продуктивных пластов B_{3-4} (пласты Ю-I, Ю-II юрской и пласт УК-I усть-кутского горизонтов) проницаемого комплекса верхнеданиловского регионального резервуара Предпатомского регионального прогиба и смежной территории Непско-Ботубобинской антеклизы

1 – глубокие скважины; 2 – изопакеты коллекторов; 3–4 – контуры структур: 3 – надпорядковых (антеклиз, региональных прогибов, ступеней), 4 – первого порядка (сводов, выступов, впадин); 5–6 – границы: 5 – предполагаемого выклинивания отложений юрской и тэтэрской свит под аллохтоном, 6 – административная; 7 – надвиги; 8 – зоны развития контрастных складчато-надвиговых валов; 9 – зона отсутствия отложений юрской и тэтэрской свит под аллохтоном; 10 – зона отсутствия отложений юрской и тэтэрской свит; 11 – города

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов варьируют в широких пределах: открытая пористость от 5 до 12–15 %, проницаемость – от 0,2 до $(10-15) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Флюидоупором нижнеданиловского резервуара служат глинисто-карбонатные и сульфатно-глинисто-карбонатные отложения успунской и катангской свит, которые повсеместно перекрывают преобразованный горизонт. Толщина его изменяется от 60 до 140 м. Качество флюидоупора высокое и среднее (рис. 8).

В целом нижнеданиловский региональный резервуар характеризуется пониженным и низким качеством.

Верхнеданиловский региональный резервуар

Он охватывает среднюю часть верхневендско-нижнекембрийского карбонатного макрорезервуара и распространен на большей части ПРП. Представлен карбонатными и галогенно-карбонатными отложениями одноименного и нижеусольского подгоризонтов. Толщина резервуара изменяется от 60 до 130 м.

Проницаемый комплекс верхнеданиловского резервуара представлен тремя карбонатными пластами: B_{3-4} (I пласт усть-кутского горизонта и его возрастной аналог I и II пласты юрской) и B_5 (II пласт усть-кутского горизонта и его возрастной аналог III пласт юрской), разделенными глинисто-сульфатно-карбонатной перемычкой небольшой толщины (5–10 м). Толщина его изменяется от 40 до 95 м.

Продуктивный пласт B_5 в юго-западной части ПРП представлен II пластом усть-кутского горизонта, а на остальной большей его части – юрским пластом III. Толщина пласта B_5 изменяется от 15 до 35 м (рис. 9).

Пласт II усть-кутского горизонта представлен преимущественно доломитами. Среди них выделяются органогенные, зернистые и спорадически обломочные разновидности. В составе пласта в виде тонких микропрослоев отмечены линзы ангидритодолмитов и ангидритов.

По вещественному составу в разрезах доминируют породы, содержащие до 60–98 % зерен

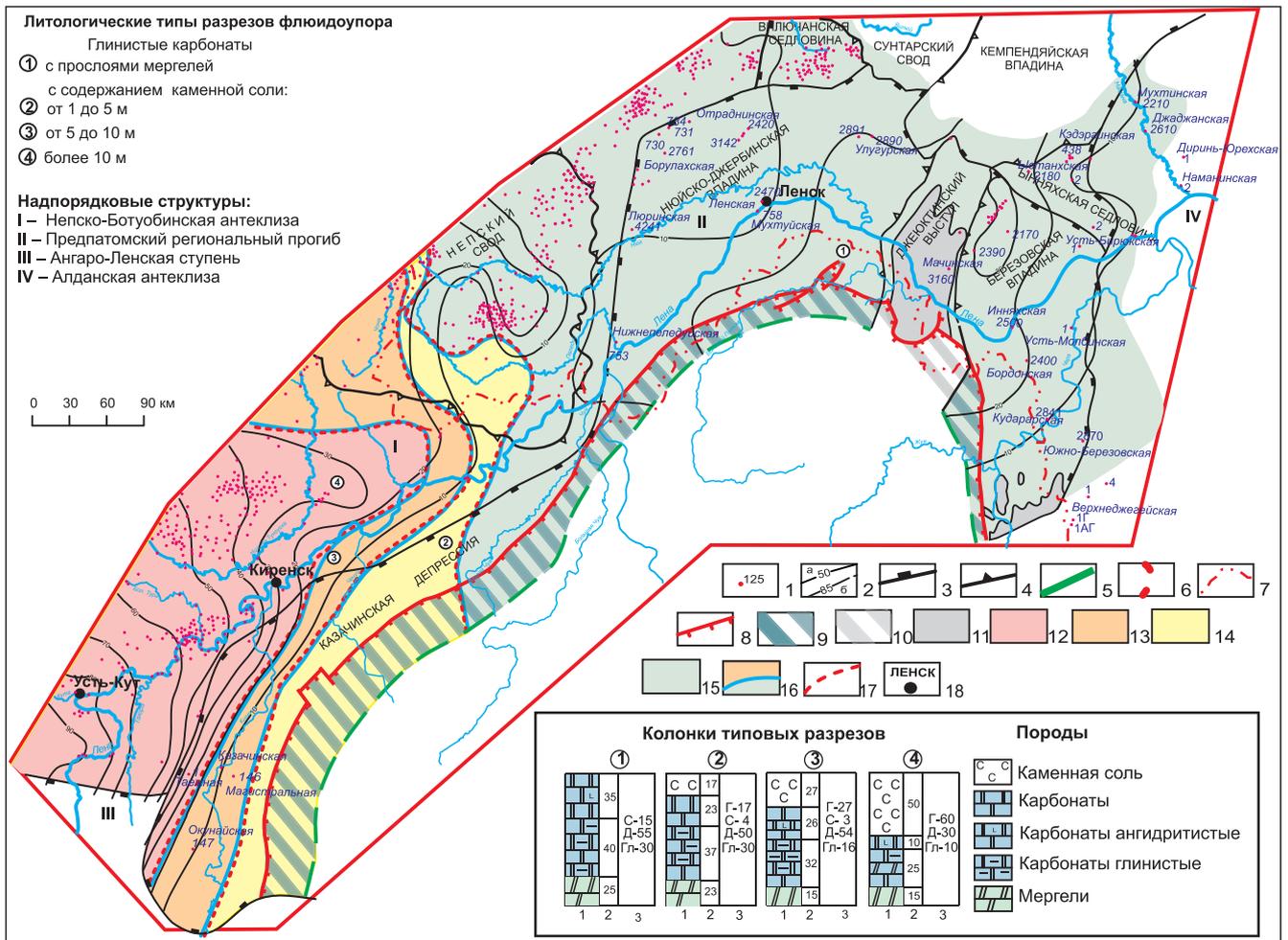


Рис. 13. Карта прогноза качества нижеусольского флюидоупора Предпатомского регионального прогиба и смежной территории Непско-Ботубобинской антеклизы

1 – глубокие скважины; 2 – изопакиты: а – достоверные, б – предполагаемые; 3–4 – контуры структур: 3 – надпорядковых (антеклиз, региональных прогибов, ступеней), 4 – первого порядка (сводов, выступов, впадин); 5–7 – границы: 5 – предполагаемого выклинивания отложений билирской свиты и среднеусольской подсвиты под аллохтоном, 6 – граница, разделяющая области распространения литологических типов разрезов нижеусольского флюидоупора; 7 – административная; 8 – надвиги; 9 – отложения билирской свиты и среднеусольской подсвиты под аллохтоном; 10 – зона отсутствия отложений билирской свиты под аллохтоном; 11 – зона отсутствия отложений билирской свиты; 12–15 – зоны различного качества флюидоупора: 12 – всяма высокого качества, 13 – высокого, 14 – среднего, 15 – пониженного; 16 – границы зон; 17 – границы зон распространения различных типов разрезов флюидоупора; 18 – города; в качестве тектонической основы принята «Предварительная структурная карта Предпатомского регионального прогиба по ОГ II» (А. В. Мигурский, Т. И. Ларионова, 2015 г.); на врезке: 1 – литологические колонки, 2 – содержание пород в разрезах (%), 3 – содержание литологических компонентов в разрезах (%): Г – галита, С – сульфата, Д – доломита, Гл – глинистого материала

доломита. В них обычно присутствуют ангидрит (1–30 %) и галит (5–15 %). Содержание нерастворимого остатка в породах колеблется от 0,5 до 10 %.

Пласт III юрхского горизонта по вещественному составу и структурно-текстурным особенностям пород имеет следующую зональность.

Первая северо-восточная (север Ньюско-Джербинской и северо-запад Березовской впадин) зона представлена разрезами, в которых доминируют известняки микрофитолито-водорослевые, доломитизированные с многочисленными порами выщелачивания.

Вторая зона охватывает участки, расположенные к югу от первого. Она характеризуется

разрезами, в которых наряду с известняками водорослево-микрофитолитовыми повышается роль доломитов биохемогенного и хемогенного состава.

Третья зона охватывает остальную наиболее обширную территорию распространения пласта. Разрезы этой зоны слагаются преимущественно доломитами слабо перекристаллизованными, послойно глинистыми, сульфатизированными и окремненными.

Породы пласта Б₅ подверглись воздействию перекристаллизации, доломитизации, выщелачивания и галитизации, наиболее существенно повлиявших на ФЕС пород.

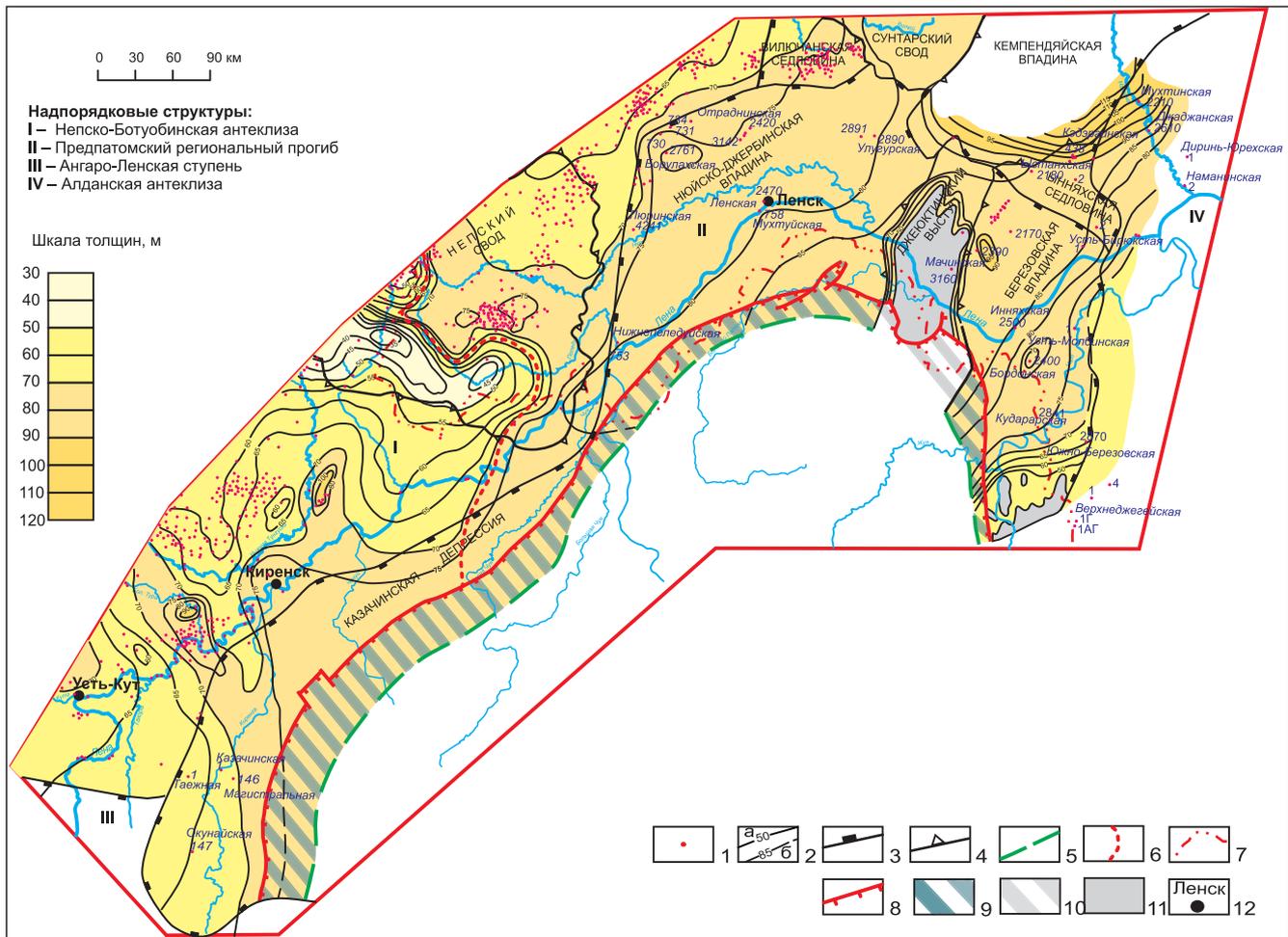


Рис. 14. Карта толщин проницаемого комплекса (осинский горизонт, пласты B_1, B_2) уольского регионального резервуара Предпатомского регионального прогиба и смежной территории Непско-Ботубобинской антеклизы

1 – глубокие скважины; 2 – изопахиты: а – достоверные, б – предполагаемые; 3–4 – контуры структур: 3 – надпорядковых (антеклиз, региональных прогибов, ступеней), 4 – первого порядка (сводов, выступов, впадин); 5–7 – границы: 5 – предполагаемого выклинивания отложений билирской свиты и среднеусольской подсвиты под аллохтоном, 6 – граница, разделяющая области с разными стратиграфическими объемами осинского горизонта (в юго-западной части Предпатомского регионального прогиба он представлен среднеусольской свитой (пласт B_1) и в северо-восточной – билирской свитой (пласты B_1 и B_2)), 7 – административная; 8 – надвиги; 9 – отложения билирской свиты и среднеусольской подсвиты под аллохтоном; 10 – зона отсутствия отложений билирской свиты под аллохтоном; 11 – зона отсутствия отложений билирской свиты; 12 – города

Преобладают в пласте каверно-поровый и порово-трещинно-каверновый типы коллекторов.

Коллекторы пласта B_5 имеют в основном очаговое распространение, толщина их от нескольких до 10 м, максимальная (5–10 м) – в Нюйско-Джербинской впадине и северной части Березовской, а минимальные (1–2 м) – почти на всей территории Казачинской депрессии и в южной половине Березовской впадины (рис. 10).

Повсеместное развитие коллекторов пласта B_5 прогнозируется в узких линейно выраженных контрастных складчато-надвиговых валах, наиболее широко распространенных в Нюйско-Джербинской впадине.

Открытая пористость коллекторов изменяется от 7 до 20 %, наиболее часто – от 7 до 14 %, проницаемость – от $0,5 \cdot 10^{-3}$ до $15 \cdot 10^{-3}$ мкм², чаще всего $(0,5-1) \cdot 10^{-3}$ мкм².

Продуктивные пласты B_{3-4} включают I пласт усть-кутского горизонта в юго-западной части ПРП (в Казачинской депрессии) и синхронные ему пласты I и II юрхского горизонта на остальной части прогиба. Толщина пластов B_{3-4} изменяется от 35 до 60 м (рис. 11).

Пласт I усть-кутского горизонта повсеместно распространен в Казачинской депрессии. В северо-восточной ее части он сложен микрофитолитовыми, органогенно-обломочными и хемогенными доломитами, в юго-западном направлении значительно увеличивается роль хемогенных и глинистых доломитов.

Породы пласта горизонтально-слоистые, пятнисто-линзовидно-слоистые, реже массивные. Текстуры пород определяются преимущественно послойно-линзовидной глинизацией, сульфатизацией и неравномерной их перекристаллизацией.

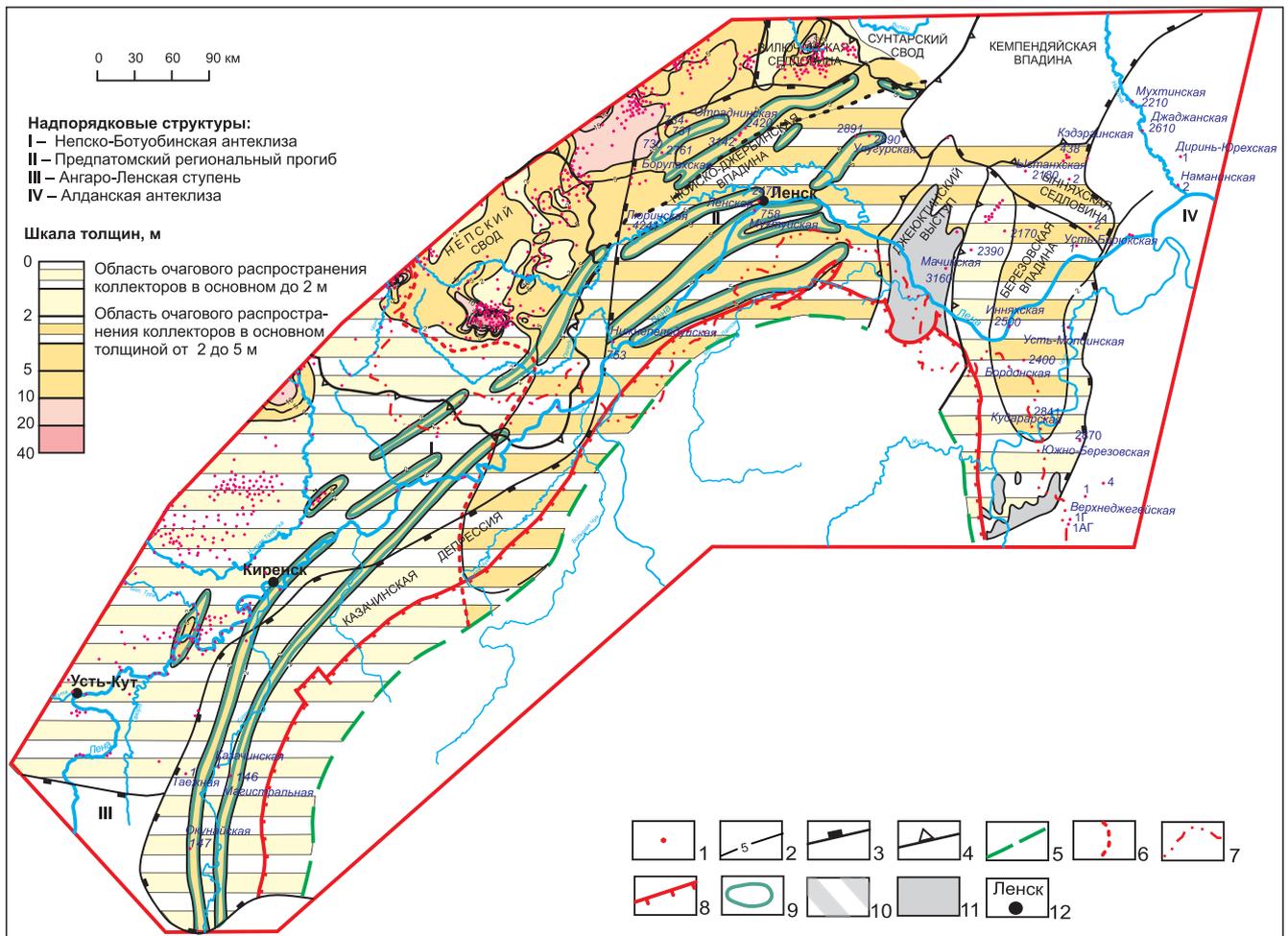


Рис. 15. Карта прогноза толщин коллекторов пронцаемого комплекса (осинский горизонт, пласты B₁, B₂) усьского регионального резервуара Предпатомского регионального прогиба и смежной территории Непско-Ботубинской антеклизы

1 – глубокие скважины; 2 – изопакиты коллекторов; 3–4 – контуры структур: 3 – надпорядковых (антеклиз, региональных прогибов, ступеней), 4 – первого порядка (сводов, выступов, впадин); 5–7 – границы: 5 – предполагаемого выклинивания отложений билирской свиты и среднеусольской подсвиты под аллохтоном, 6 – граница, разделяющая области с разными стратиграфическими объемами осинского горизонта (в юго-западной части Предпатомского регионального прогиба он представлен среднеусольской свитой (пласт B₁) и в северо-восточной – билирской свитой (пласты B₁ и B₂)), 7 – административная; 8 – надвиги; 9 – зоны развития контрастных складчато-надвиговых валов; 10 – зона отсутствия отложений билирской свиты под аллохтоном; 11 – зона отсутствия отложений билирской свиты; 12 – города

Содержание доломита в породах составляет 55–95 %. Размер зерен в основной массе изменяется от 0,01 до 0,3 мм. Характерно присутствие ангидрита (1–35 %) и глинистого материала (3–8 %).

Пласты I и II юрхского горизонта суммарной толщиной 45–60 м развиты в Нюйско-Джербинской и Березовской впадинах. По особенностям строения выделяются два типа разреза.

Первый тип, приуроченный к северной части Нюйско-Джербинской и смежной территории Березовской впадин, отчетливо подразделяется на два пласта с перемычкой сульфатно-глинисто-доломитового состава (толщиной 4–8 м) между ними. По литологическому составу нижняя часть разреза (пласт II) слагается преимущественно доломитами, а верхняя (пласт I) – известняками микрофитолитово-водорослевыми, доломитизированными, послойно сульфатизированными.

На остальной обширной северо-восточной части ПРП доминирует второй тип разреза, который сложен преимущественно доломитами слабо перекристаллизованными (до 10 %) с редкими послойными остатками сгустков и микрофитолитовой проблематики.

Породы пластов B_{3–4} подверглись различным постседиментационным процессам, в первую очередь перекристаллизации, выщелачиванию, галитизации и ангидритизации, которые значительно повлияли на фильтрационно-емкостные свойства пород.

Тип коллекторов поровый, трещинно-поровый и трещинно-кавернозно-поровый.

Коллекторы пластов имеют в основном очаговое распространение толщиной от нескольких до 15 м: максимальная (5–15 м) – в Нюйско-Джербинской впадине и северной части Березовской (рис. 12). Повсеместное развитие коллекторов пла-

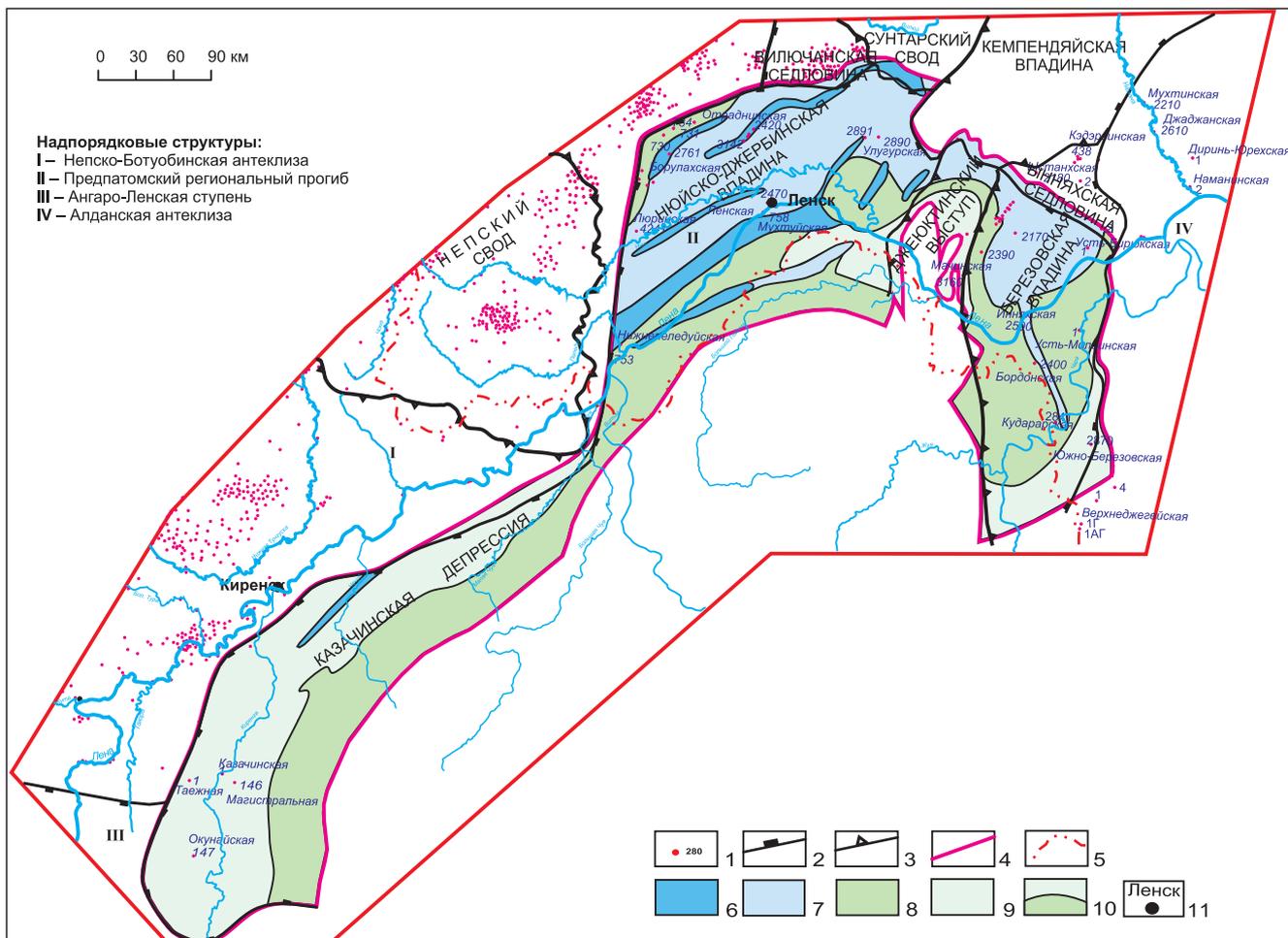


Рис. 16. Карта перспектив нефтегазоносности продуктивного пласта B_{10} нижнеданиловского регионального резервуара Предпатомской нефтегазоносной области

1 – глубокие скважины; 2–5 – границы: 2 – надпорядковых структур (антеклиз, региональных прогибов, ступеней), 3 – структур первого порядка (сводов, выступов, впадин), 4 – распространения перспективных земель нижнеданиловского резервуара, 5 – административные; 6–9 – категории перспективных земель: 6 – среднеперспективные земли I категории (уд. пл. 20–30 тыс. т УУВ/км²), 7 – среднеперспективные земли II категории (уд. пл. 10–20 тыс. т УУВ/км²), 8 – земли пониженных перспектив (уд. пл. 5–10 тыс. т УУВ/км²), 9 – земли низких перспектив (уд. пл. 3–5 тыс. т УУВ/км²), 10 – границы земель различных перспектив; 11 – города

стов B_{3-4} прогнозируется в контрастных линейно выраженных складчато-надвиговых валах, главным образом распространенных в Нюйско-Джербинской впадине и отчасти в Казачинской депрессии.

Флюидоупор верхнеданиловского резервуара повсеместно перекрывает проницаемый комплекс. Толщина его изменяется от 10 до 45 м (рис. 13).

Состав флюидоупора разнообразный. В Казачинской депрессии он сложен галогенно-карбонатно-мергелевыми породами подосинской пачки усольской свиты. Здесь в зависимости от содержания каменной соли, выделяются три типа разреза с разным содержанием прослоев каменной соли: в первом 1–5 м, во втором – 5–10 м, в третьем – 10–20 м. Качество флюидоупора в зонах распространения этих типов разреза оценено как среднее, высокое и весьма высокое соответственно. На остальной большей части территории ПРП флюидоупор сложен глинистыми и ангидритовыми доломитами кровельной части юрской свиты и характеризуется пониженным качеством.

В целом верхнеданиловский региональный резервуар в ПРП характеризуется средним, пониженным и низким качеством, повышенное его качество прогнозируется лишь в Нюйско-Джербинской впадине и смежных территориях Березовской впадины и Казачинской депрессии.

Усольский региональный резервуар

Усольский региональный резервуар, составляющий верхнюю часть вендско-нижнекембрийского макрорезервуара преимущественно карбонатного состава, распространен на большей части территории ПРП. Он представлен карбонатными и галогенно-карбонатными отложениями билирской, юргинской свит, средне- и верхнеусольской подсвит. Толщина его изменяется от 300 до 700 м.

Проницаемый комплекс резервуара в юго-западной части Предпатомского регионального прогиба (Казачинская депрессия) представлен осинским горизонтом (пласт B_1 или 0-I). В центральной

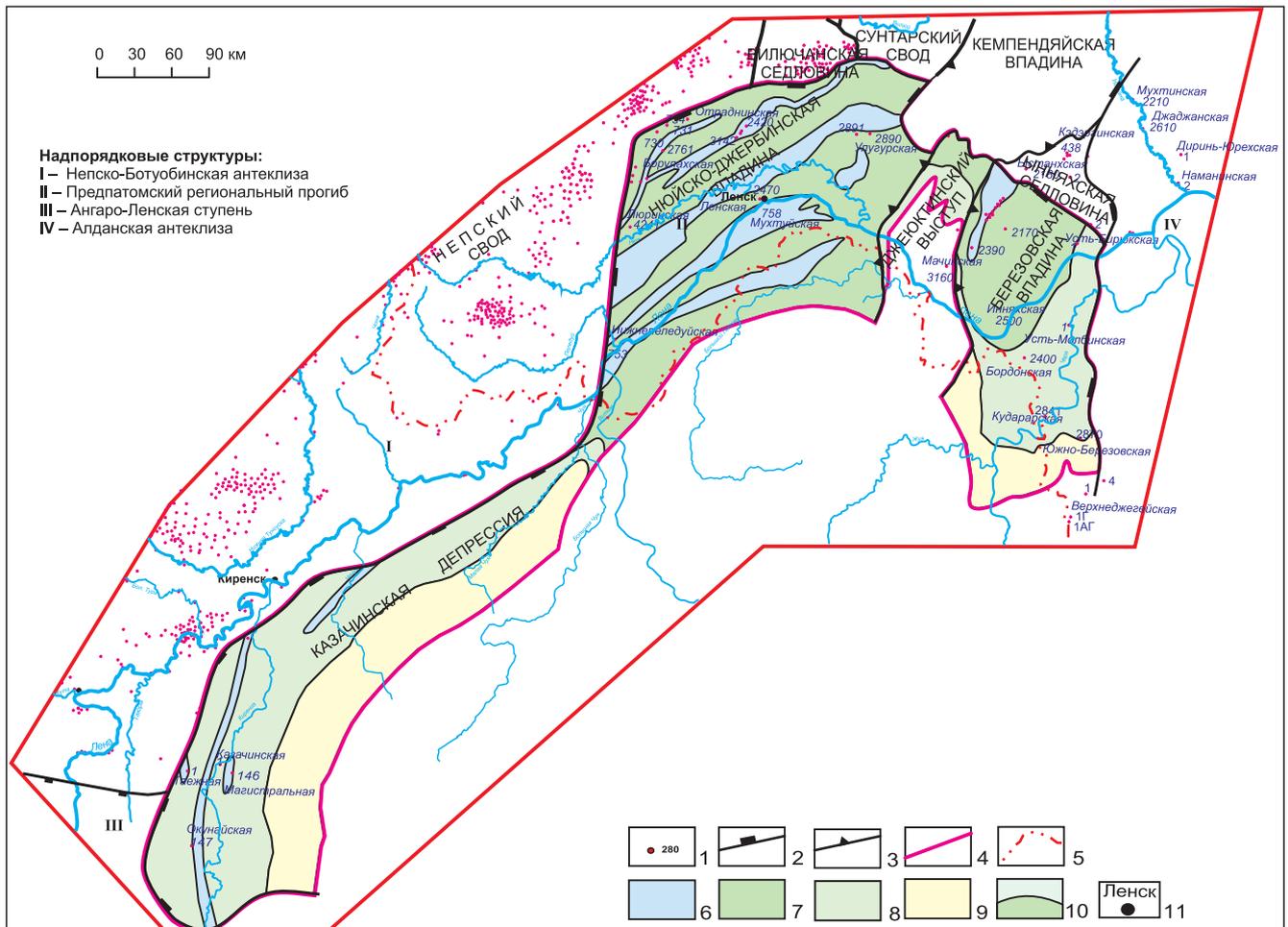


Рис. 17. Карта перспектив нефтегазоносности продуктивного пласта B_5 верхнеданиловского регионального резервуара Предпатомской нефтегазоносной области

1 – глубокие скважины; 2–5 – границы: 2 – надпорядковых структур (антеклиз, региональных прогибов, ступеней), 3 – структур первого порядка (сводов, выступов, впадин), 4 – распространения перспективных земель пласта B_5 верхнеданиловского резервуара, 5 – административные; 6–9 – категории перспективных земель: 6 – среднеперспективные земли II категории (уд. пл. 10–20 тыс. т УУВ/км²), 7 – земли пониженных перспектив (уд. пл. 5–10 тыс. т УУВ/км²), 8 – земли низких перспектив (уд. пл. 3–5 тыс. т УУВ/км²), 9 – бесперспективные земли (уд. пл. <3 тыс. т УУВ/км²), 10 – границы земель различных перспектив; 11 – города

и северо-восточной частях структуры (Ньюско-Джербинская, Березовская впадины, Джеюктинский выступ) его стратиграфический объем увеличивается за счет примыкания к нему карбонатного аналога подосинской пачки (пласт B_2 или 0-II). Толщина проницаемого комплекса изменяется от 50 до 100 м (рис. 14).

В составе проницаемого комплекса велика доля известняков водорослевых с прослоями органогенно-обломочных, оолито-онколитовых и хемогенных разностей, в меньшей мере в его составе присутствуют доломиты.

Породы проницаемого комплекса испытали в диагенезе и катагенезе интенсивную перекристаллизацию, неоднородную доломитизацию, выщелачивание, засоление, локальную сульфатизацию и окремнение. В целом вторичные процессы наиболее интенсивно проявились в органогенных и органогенно-обломочных породах. Наиболее существенное положительное влияние на формирова-

ние коллекторов оказали процессы выщелачивания, доломитизации и перекристаллизации. Ухудшение качества коллекторов обусловлено в основном засолением, в меньшей мере сульфатизацией.

Породы проницаемого комплекса характеризуются развитием коллекторов различных типов: каверново-поровых, поровых, трещинно-каверново-поровых.

Коллекторы проницаемого комплекса имеют в основном очаговое распространение (рис. 15), лишь в северной части Ньюско-Джербинской впадины и в полосовидно выраженных узких, обычно регионально развитых складчато-надвиговых валах – повсеместно. Толщина их обычно изменяется от нескольких до 5 м: максимальная (5–10 км) – почти на всей территории Ньюско-Джербинской и в центральной части Березовской впадин и в северо-восточной части Казачинской депрессии.

ФЕС коллекторов в целом средние и пониженные: пористость – от 7–8 до 20 %, наиболее ча-

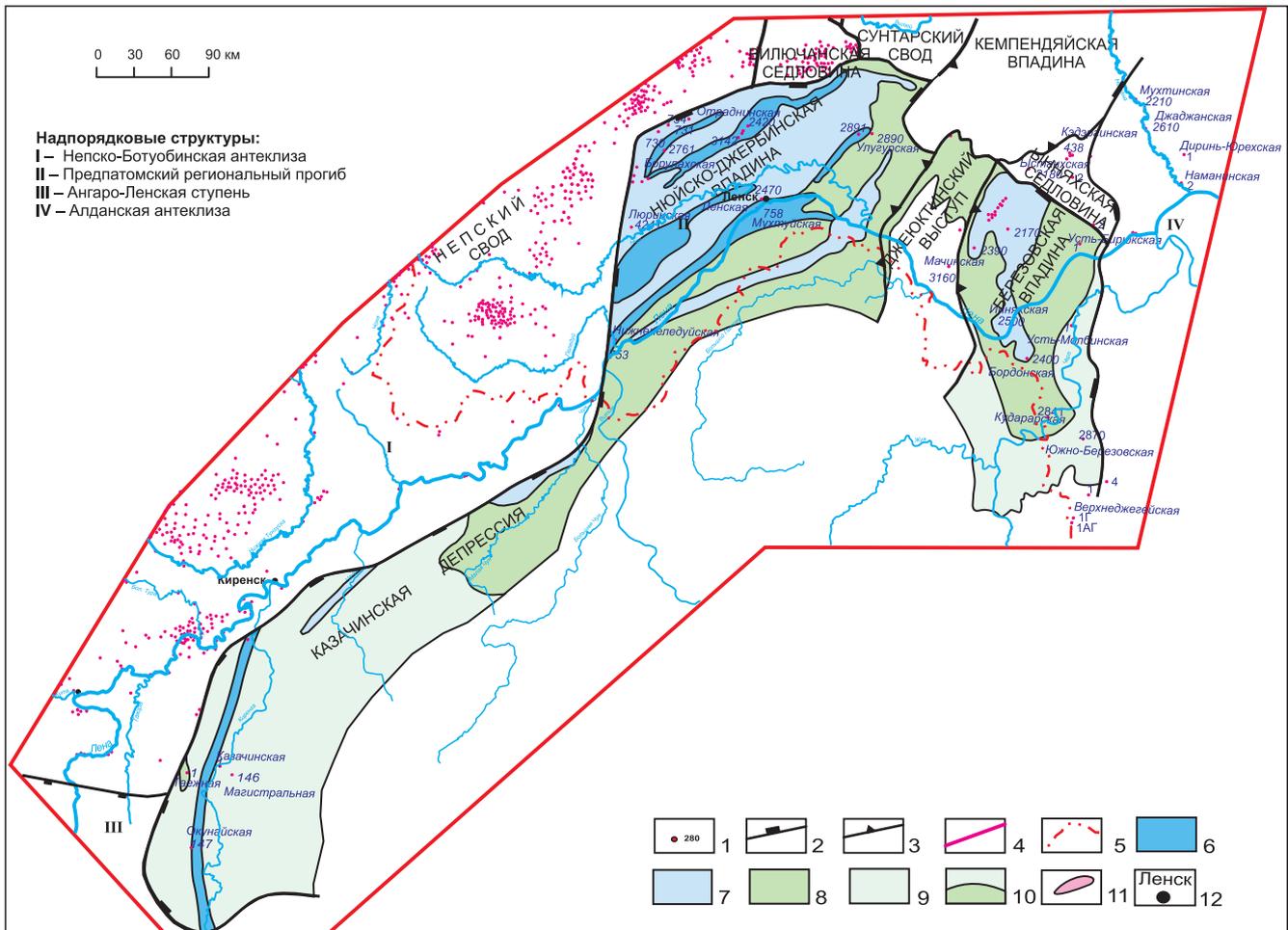


Рис. 18. Карта перспектив нефтегазоносности продуктивных пластов B_{3-4} верхнеданиловского регионального резервуара Предпатомской нефтегазоносной области

1 – глубокие скважины; 2–5 – границы: 2 – надпорядковых структур (антеклиз, региональных прогибов, ступеней), 3 – структур первого порядка (сводов, выступов, впадин), 4 – распространения перспективных земель верхнеданиловского резервуара, 5 – административные; 6–9 – категории перспективных земель: 6 – среднеперспективные земли I категории (уд. пл. 20–30 тыс. т УУВ/км²), 7 – среднеперспективные земли II категории (уд. пл. 10–20 тыс. т УУВ/км²), 8 – земли пониженных перспектив (уд. пл. 5–10 тыс. т УУВ/км²), 9 – земли низких перспектив (уд. пл. 3–5 тыс. т УУВ/км²); 10 – границы земель различных перспектив; 11 – газоконденсатные месторождения; 12 – города

сто – от 9 до 12 %; проницаемость – от долей до нескольких десятков мкм². Наибольшие их значения прогнозируются на участках распространения складчато-надвиговых валов.

Флюидоупор резервуара представлен галогенно-карбонатными породами верхнеусольского подгоризонта и развит повсеместно. Толщина его изменяется от 250 до 650 м, содержание каменной соли до 100 м. Качество его на всей рассматриваемой территории весьма высокое.

В целом усольский резервуар в ПРП характеризуется средним, пониженным и низким качеством, наиболее высокое прогнозируется в зонах распространения складчато-надвиговых валов.

Перспективы нефтегазоносности региональных резервуаров

Нижнеданиловский региональный резервуар

Начальные суммарные ресурсы (НСР) углеводородов нижнеданиловского резервуара Предпатомской нефтегазоносной области (НГО) состав-

ляют 1027 млн т УУВ, из них 56 млрд м³ (5,5 %) газа и 971 млн т (94,5 %) нефти. Их большая часть прогнозируется в Нюско-Джербинской впадине (606 млн т УУВ, или 59,0 %), меньше – в Березовской впадине (216 млн т УУВ, или 21,1 %), еще меньше – в Казачинской депрессии (164 млн т УУВ, или 15,9 %), минимальное – в Джеюктинском выступе (41 млн т УУВ, или 4,0 %).

Все ресурсы углеводородов относятся к прогнозным категориям D_2 и D_2^1 (им соответствуют ресурсы УВ поднадвиговой зоны). По этим категориям начальные суммарные ресурсы углеводородов составляют 915 (81,1 %) и 112 (8,9 %) млн т УУВ соответственно, т. е. все они не разведаны.

Результаты количественной оценки перспектив нефтегазоносности свидетельствуют, что нижнеданиловский резервуар в Предпатомской НГО характеризуется распространением земель различных перспектив: среднеперспективных I категории (уд. пл. 20–30 тыс. т УУВ/км²), среднеперспективных II категории (уд. пл. 10–20 тыс. т УУВ/км²), пониженных

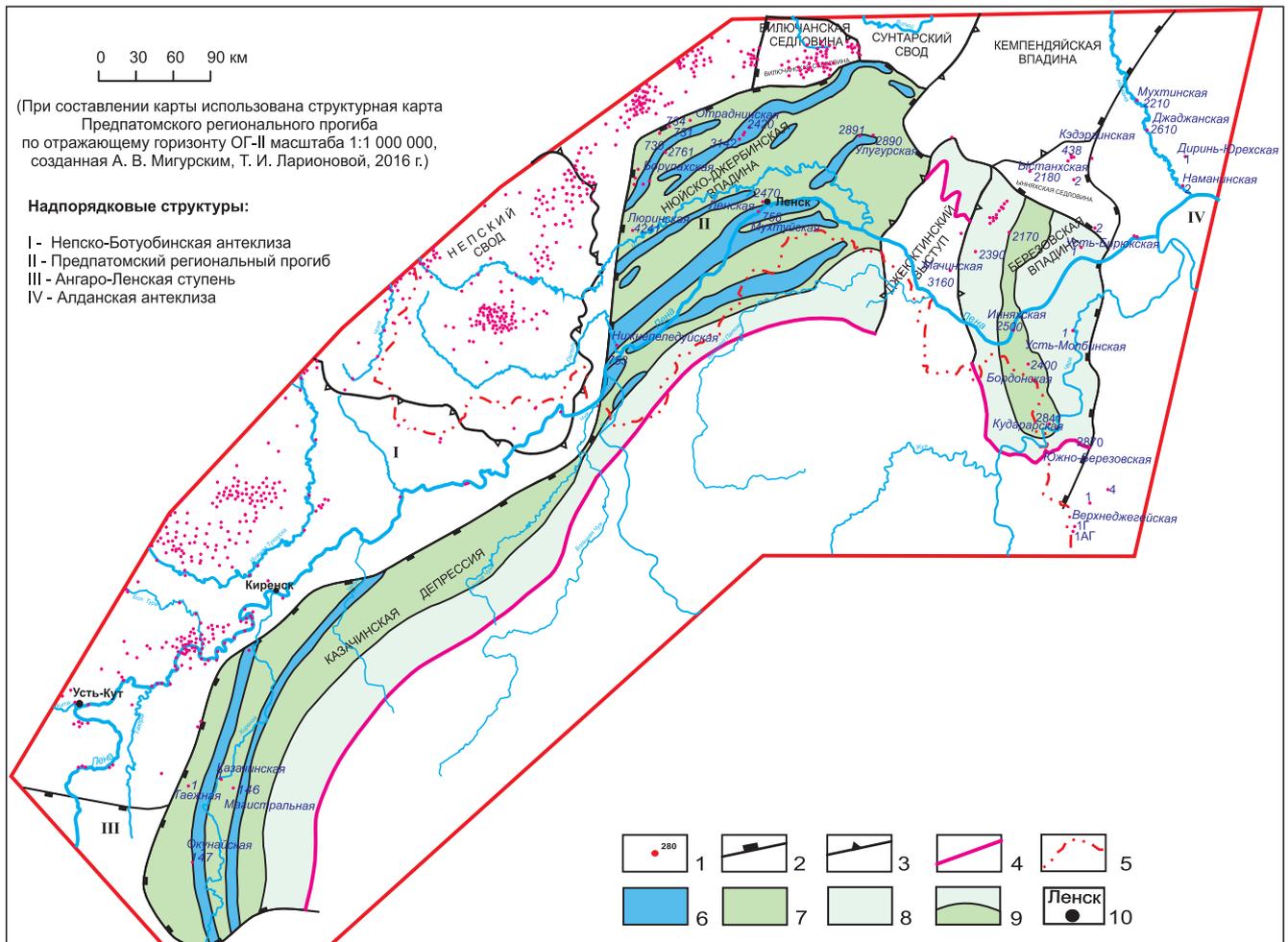


Рис. 19. Карта перспектив нефтеносности усольского регионального резервуара Предпатомского регионального прогиба

1 – глубокие скважины; 2–5 – границы: 2 – надпорядковых структур (антеклиз, региональных прогибов, ступеней), 3 – структур первого порядка (сводов, выступов, впадин), 4 – распространения перспективных земель резервуара, 5 – административные; 6–8 – категории перспективных земель: 6 – среднеперспективные земли I категории (уд. пл. 20–30 тыс. т УУВ/км²), 7 – земли пониженных перспектив (уд. пл. 5–10 тыс. т УУВ/км²), 8 – земли низких перспектив (уд. пл. 3–5 тыс. т УУВ/км²); 9 – границы земель различных перспектив; 10 – города

(уд. пл. 5–10 тыс. т УУВ/км²) и низких перспектив (уд. пл. 3–5 тыс. т УУВ/км²) (рис. 16).

Среднеперспективные земли I категории прогнозируются только на участках распространения складчато-надвиговых валов в Нюйско-Джербинской впадине и на одном подобном вале на территории Казачинской депрессии.

Среднеперспективные земли II категории развиты более широко. Они охватывают большую часть Нюйско-Джербинской и северное окончание Березовской впадин.

Земли пониженных и низких перспектив прогнозируются на остальной большей части Предпатомской НГО.

Верхнеданиловский региональный резервуар

Как уже отмечалось, он представлен тремя карбонатными пластами – Б₃, Б₄ и Б₅.

НСР углеводородов пласта Б₅ составляют 663 млн т УУВ, из них 530,70 млрд м³ (80,0 %) газа, 131,80 млн т (19,9 %) нефти и 0,50 млн т (0,1 %) кон-

денсата. Нефть прогнозируется только в Казачинской депрессии. Большая часть НСР углеводородов пласта прогнозируется в Нюйско-Джербинской впадине – 385 млн т УУВ (58,1 %), меньше в Казачинской депрессии – 157 млн т УУВ (23,7 %), еще меньше в Березовской впадине – 108 млн т УУВ (16,3 %), минимальное в Джеюктинском выступе – 13 млн т УУВ (1,9 %). Все ресурсы углеводородов пласта Б₅ верхнеданиловского резервуара оценены по прогнозным категориям Д₂ и Д₂¹ в 584 (88,1 %) и 79 (11,9 %) млн т соответственно.

Результаты количественной оценки перспектив нефтегазоносности свидетельствуют, что пласт Б₅ характеризуется распространением земель в основном пониженных и низких перспектив: среднеперспективных II категории, пониженных перспектив, низких перспектив и бесперспективных (рис. 17).

Среднеперспективные земли II категории прогнозируются в основном на участках распространения складчато-надвиговых валов Нюйско-Джер-

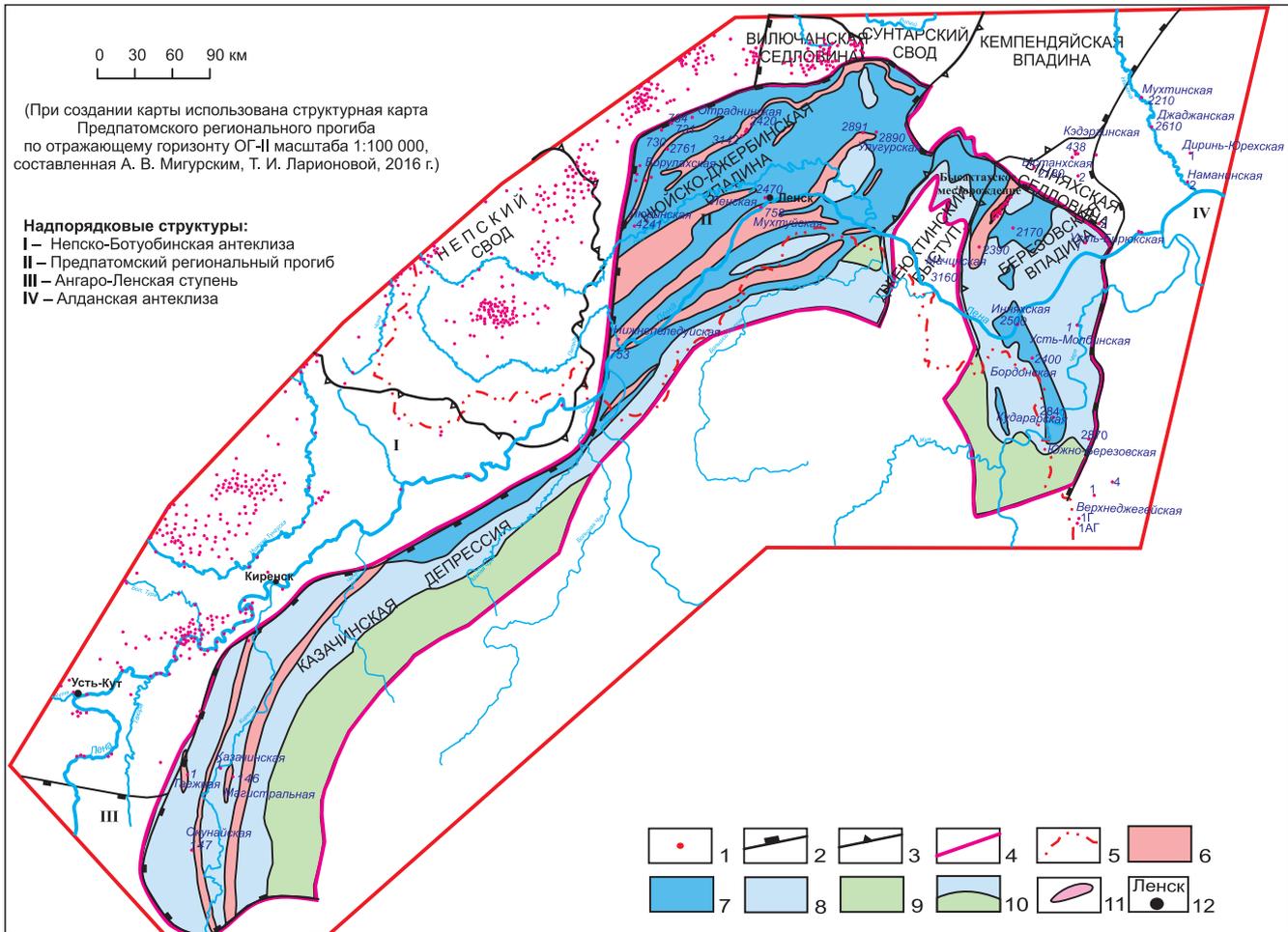


Рис. 20. Карта перспектив нефтеносности вендско-нижнекембрийских карбонатных отложений Предпатомского регионального прогиба

1 – глубокие скважины; 2–5 – границы: 2 – надпорядковых структур (антеклиз, региональных прогибов, ступеней), 3 – структур первого порядка (сводов, выступов, впадин), 4 – распространения перспективных земель, 5 – административные; 6–9 – категории перспективных земель: 6 – перспективные земли II категории (уд.пл. 30–50 тыс. т УУВ/км²), 7 – среднеперспективные земли I категории (уд. пл. 20–30 тыс. т УУВ/км²), 8 – среднеперспективные земли II категории (уд. пл. 10–20 тыс. т УУВ/км²), 9 – земли пониженных перспектив (уд. пл. 5–10 тыс. т УУВ/км²), 10 – границы земель различных перспектив, 11 – газоконденсатные месторождения; 12 – города

бинской впадины и Казачинской депрессии, кроме того, они ограниченно распространены на севере Берёзовской впадины; земли пониженных перспектив – на остальной территории Нюйско-Джербинской впадины и северной части Берёзовской.

Земли более низких категорий прогнозируются на остальной территории исследуемой нефтегазональной области.

НСР углеводородов продуктивных **пластов Б₃₋₄** составляют 946,9 млн т УУВ, из них 592,3 млн т (62,5 %) нефти, 344,7 млрд м³ (36,4 %) газа и 9,9 млн т (1,1 %) конденсата. Запасы ресурсов углеводородов по категориям С₁, С₁+С₂, С₃, Д₁ и Д₁¹ равны соответственно: 2,6 (0,2 %); 6,2 (0,6 %); 0 (0 %); 872,2 (87,4 %) и 113,5 (12,0 %) млн т УУВ.

Соотношение промышленных запасов, перспективных и прогнозных ресурсов углеводородов составляет 0,4, 0 и 99,6 % соответственно. Следовательно, почти все ресурсы УВ пластов Б₃₋₄ Предпатомской НГО относятся к прогнозным.

Большая часть ресурсов прогнозируется в Нюйско-Джербинской впадине – 553,5 млн т (58,4 %), меньше в Казачинской депрессии – 212,5 млн т (22,4 %), еще меньше в Берёзовской впадине – 156,2 млн т (16,5 %), минимальное в Джеюктинском выступе – 24,7 млн т (2,7 %).

Результаты количественной оценки перспектив нефтегазональности свидетельствуют, что пласты Б₃₋₄ в Предпатомской НГО характеризуются распределением земель разных перспектив: среднеперспективные I категории, среднеперспективные II категории, пониженных перспектив и земли низких перспектив (рис. 18).

Среднеперспективные земли I категории прогнозируются на большинстве участков распространения складчато-надвиговых валов в Нюйско-Джербинской впадине. Здесь предполагается широкое развитие антиклинальных ловушек, осложненных разрывными нарушениями, и повышенные ФЭС коллекторов.

Среднеперспективные земли II категории развиты в северной половине и в северной части Нюйско-Джербинской и Березовской впадин соответственно, а также прогнозируются в пределах складчато-надвиговых валов в Казачинской депрессии.

Земли пониженных перспектив охватывают почти всю южную половину Нюйско-Джербинской впадины, большую часть территории Березовской впадины и северо-восточное окончание Казачинской депрессии.

Низкоперспективные земли продуктивных пластов B_{3-4} развиты на большей части территории Казачинской депрессии и на юге Березовской впадины.

НСР углеводородов резервуара составляют 1610 млн т УУВ, из них 866 млрд m^3 УУВ (53,8 %) газа, 743 млн т (46,2 %) нефти. Большая их часть прогнозируется в Нюйско-Джербинской впадине – 932 млн т УУВ (57,9 %), меньше в Казачинской депрессии – 370 млн т УУВ (23,0 %), еще меньше в Березовской впадине – 270 млн т УУВ (16,8 %), минимальное в Джеюктинском выступе – 37 млн т УУВ (2,3 %).

Почти все НСР относятся к категории прогнозных – 1603 млн т УУВ (99,6 %), по категориям D_1 , D_2 и D_2^1 они составляют 827 (51,4 %), 584 (36,3 %) и 192 (12,3 %) млн т УУВ соответственно. Лишь небольшая доля ресурсов оценена по категориям C_1+C_2 – 6,2 млн т УУВ (0,4 %), т. е. степень разведанности их весьма низкая.

Распределение ресурсов углеводородов верхнеданиловского резервуара по площади Предпатомской НГО подобно наиболее перспективным пластам B_{3-4} : наиболее перспективные прогнозируются в Нюйско-Джербинской впадине, менее перспективные – в Березовской, наименее перспективные – в Казачинской депрессии и Джеюктинском выступе.

Усолевский региональный резервуар

НСР углеводородов составляют 1181 млн т УУВ, из них 871 млн т (73,8 %) нефти, 306 млрд m^3 (25,9 %) газа и 4 млн т (0,3 %) конденсата. Большая их часть прогнозируется в Нюйско-Джербинской впадине – 619 млн т (52,4 %), меньше в Казачинской депрессии – 386 млн т (32,7 %), еще меньше в Березовской впадине – 161 млн т (13,6 %), минимальное в Джеюктинском выступе – 15 млн т (1,3 %).

Результаты количественной оценки перспектив нефтегазоносности свидетельствуют, что усолевский резервуар характеризуется распределением земель разных перспектив: среднеперспективных I категории, среднеперспективных II категории, пониженных и низких перспектив (рис. 19).

Среднеперспективные земли I категории прогнозируются лишь на участках распространения складчато-надвиговых валов, которые наиболее широко распространены в Нюйско-Джербинской впадине и существенно меньше в Казачинской депрессии. Здесь предполагается широкое развитие

антиклинальных структур, осложненных разрывными нарушениями, и повышенные ФЭС коллекторов.

Земли пониженных перспектив почти повсеместно развиты на остальной территории Нюйско-Джербинской впадины, в северо-западной и центральной частях Казачинской депрессии и Березовской впадины соответственно, а также на всей территории распространения резервуара Джеюктинского выступа.

Земли низких перспектив распространены на остальной территории НГО.

В заключение следует отметить, что в пределах Предпатомской НГО, как и Непско-Ботуобинской, в усольском резервуаре встречаются рифоподобные и органогенные постройки [6], обладающие достаточно высокими перспективами нефтегазоносности.

Верхневендско-нижнекембрийский карбонатный макрорезервуар

НСР углеводородов здесь оцениваются в 3818 млрд т УУВ, из них 1230 млрд m^3 (32,3 %) газа, 2588 млн т (67,7 %) нефти. Большая часть отмеченных ресурсов углеводородов прогнозируется в Нюйско-Джербинской впадине (2157 млн т УУВ, 57 %), меньше в Казачинской депрессии (920 млн т УУВ, 24 %), еще меньше в Березовской впадине (648 млн т УУВ, 17 %) и минимальные на Джеюктинском выступе (93 млн т УУВ, 2 %). Газ и нефть прогнозируются на всех отмеченных структурах. Наибольшие ресурсы газа отмечаются в Нюйско-Джербинской впадине 736 млрд m^3 (59,8 %), меньше в Березовской впадине – 360 млрд m^3 (29,3 %), еще меньше в Казачинской депрессии – 88 млрд m^3 (7,2 %), минимальные на Джеюктинском выступе – 46 млрд m^3 (3,7 %).

Результаты количественной оценки перспектив нефтегазоносности свидетельствуют, что вендско-нижнекембрийские карбонатные отложения в Предпатомской НГО характеризуются распределением земель различных перспектив: перспективных II категории, среднеперспективных I категории, среднеперспективных II категории и пониженных перспектив (рис. 20).

Перспективные земли II категории (уд. пл. 30–50 тыс. т УУВ/ km^2) обычно приурочены к участкам распространения линейно выраженных, достаточно контрастных складчато-надвиговых валов, наиболее широко распространенных в Нюйско-Джербинской впадине и существенно меньше – в Казачинской депрессии. Кроме того, они в виде небольшого участка развиты в северной части Березовской впадины.

Среднеперспективные земли I категории распространены на большей части Нюйско-Джербинской впадины, существенно меньше – в Березовской впадине, Казачинской депрессии и на Джеюктинском выступе.

Среднеперспективные земли II категории прогнозируются на большей части Березовской впадины, почти на всей северо-западной половине Казачинской депрессии и в виде зональных участ-



ков в юго-восточной части Нюйско-Джербинской впадины.

Земли пониженных перспектив наиболее широко распространены в Казачинской депрессии, где они охватывают почти всю юго-восточную половину отмеченной структуры, а также прогнозируются на южном окончании Березовской впадины.

Выводы

В результате выполненных исследований впервые для всего Предпатомского регионального прогиба составлены структурные карты по подошве преображенского, кровле юряхского (усть-кутского) и осинского продуктивных горизонтов верхневендско-нижнекембрийского карбонатного складчато-надвигового комплекса. На них отражены не только региональные структурные планы но и спрогнозированные по материалам сейсморазведки, глубокого бурения и геологической съемки линейно выраженные весьма контрастные складчато-надвиговые валы в пределах которых отмечается сдвоение, строение и опрокинутое залегание стратиграфических подразделений, в том числе региональных резервуаров и продуктивных пластов.

Кроме того, впервые разработаны емкостные и экранирующие модели строения нижнеданиловского, верхнеданиловского и усольского региональных резервуаров. Они свидетельствуют, что экранирующие свойства флюидопоров резервуаров разные. Весьма высоким и высоким качеством обладает усольский флюидопор на всей территории структуры, высоким – нижеусольский и успунский флюидопоры в юго-восточной и северной частях прогиба соответственно, средним – отмеченные флюидопоры в юго-восточной и южной половине прогиба соответственно и пониженным и низким – нижеусольский флюидопор в северной и центральной частях прогиба.

Коллекторы проницаемых комплексов региональных резервуаров РПП отмечаются в основном очаговым распространением, лишь на участках распространения прогнозируемых складчато-надвиговых валов, наиболее вероятно, – сплошное. Толщины коллекторов изменяются от нескольких до 10–15 м. Наибольшими толщинами коллекторов обладают усольский и верхнеданиловский резервуары в Нюйско-Джербинской и отчасти Березовской впадинах. Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов характеризуются в основном пониженными и низкими значениями: открытая пористость обычно изменяется от 7–8 до 15 %, а проницаемость от долей до $10 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Впервые выполнена количественная оценка перспектив нефтегазоносности нижнеданиловского, верхнеданиловского, усольского регионального резервуара на всей изучаемой площади, в том числе в поднадвиговой зоне. Рассмотрена структура прогнозируемых ресурсов углеводородов каждого из отмеченных региональных резервуаров и в целом

верхневендско-нижнекембрийского карбонатного макрорезервуара и распределение их удельных плотностей на территории НГО.

Начальные суммарные ресурсы углеводородов верхневендско-нижнекембрийского карбонатного макрорезервуара Предпатомской НГО оцениваются в 3818 млрд т УУВ, из них 2588 млн т (67,7 %) нефти и 1230 млрд м³ (32,3 %) газа. В этом макрорезервуаре авторы прогнозируют несколько большую оценку ресурсов углеводородов по сравнению с последней (2009 г.) официальной оценкой всего осадочного чехла Предпатомской НГО (3745 млн т УУВ).

Большая часть отмеченных ресурсов углеводородов прогнозируется в Нюйско-Джербинской впадине – 2157 млн т УУВ (57 %), меньше в Казачинской депрессии – 920 млн т УУВ (24 %), еще меньше в Березовской впадине – 648 млн т УУВ (17 %), минимальное на Джеюктинском выступе – 93 млн т УУВ (2 %). Распределение нефти по перечисленным структурам такое же, как НСР углеводородов: 1438, 822, 282 и 46 млн т соответственно. Газ распределяется по несколько другому сценарию. Наибольшие ресурсы газа, как и нефти, прогнозируются в Нюйско-Джербинской впадине (736 млрд м³), меньше – в Березовской впадине (360 млрд м³), значительно меньше в Казачинской депрессии (88 млрд м³) и меньше всего на Джеюктинском выступе (46 млрд м³).

Почти все НСР углеводородов относятся к категории прогнозируемых (3812 млн т УУВ, 99,9 %), а по категориям D_1 , D_2 и D_2^1 (в поднадвиговой зоне) они составляют: 827 (21,7 %), 2572 (67,4 %) и 412 (10,8 %) млн т УУВ соответственно. Промышленные запасы составляют лишь 6,2 млн т УУВ, т. е. степень разведанности их весьма низкая.

Наиболее перспективные земли верхневендско-нижнекембрийского карбонатного макрорезервуара в целом и содержащихся в нем региональных резервуаров прогнозируются в Нюйско-Джербинской впадине. Наибольшими плотностями ресурсов углеводородов обладают складчато-надвиговые валы, которые являются объектами первоочередных поисково-оценочных и геолого-разведочных работ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Баженова Т. К., Беляева Л. С., Шуменкова Ю. М. Геохимические аспекты формирования и сохранности залежей нефти и газа в палеозое и верхнем протерозое Сибирской платформы // Проблемы геологии нефти и газа Сибирской платформы. – Л.: ВНИГНИ, 1982. – С. 78–91.
2. Гайдук В. В., Прокопьев А. В. Методы изучения складчато-надвиговых поясов. – Новосибирск: Наука, 1999. – 160 с.
3. Гущина Н. Е., Потлова М. М., Чернова Л. С. Условия формирования и степень преобразованности карбонатных горизонтов западной части Непско-Ботубинской антеклизы // Строение и нефтегазонос-



ность карбонатных резервуаров Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГИМС, 1991. – С. 99–106.

4. Дробот Д. И., Золотов А. Н., Конторович А. Э. Геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности докембрийских отложений юга Сибирской платформы. – М.: Недра, 1974. – 156 с.

5. Калинин М. К. Основные закономерности распределения нефти в земной коре. – М.: Недра, 1964. – 207 с.

6. Ларионова Т. И. Строение складчато-надвиговых дислокаций Ньюско-Джербинской впадины в связи с нефтегазоносностью (Восточная Сибирь): автореф. дис. ... к. г.-м. н. – Новосибирск, 2015. – 16 с.

7. Ларичев А. И., Чеканов В. И. Нефтегазогенерационный потенциал венд-кембрийских резервуаров Непско-Ботуобинской антеклизы и прилегающих территорий // Геология и геофизика. – 1987. – № 10. – С. 26–33.

8. Масайтис В. Л., Михайлов М. В., Селивановская Т. В. Вулканизм и тектоника Патомско-Вилуйского среднепалеозойского авлакогена. – М.: Недра, 1975. – 183 с.

9. Методика изучения карбонатных коллекторов и классификация карбонатных коллекторов и продуктивных в них залежей нефти и газа / под ред. К. В. Аширова. – Куйбышев, 1971. – 140 с.

10. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. – М.: ВНИГРИ, 2000. – 186 с.

11. Мигурский А. В., Старосельцев В. С. Шарьяжное строение зоны сочленения Сибирской платформы с Байкало-Патомским нагорьем // Сов. геология. – 1989. – № 7. – С. 9–15.

12. Мирчинк М. Ф. Нефтепромысловая геология. – М.; Л.: Гостоптехиздат, 1946. – 699 с.

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

14. Савченко В. П. Условия формирования залежей нефти и газа при струйной миграции в водонасыщенных породах // Вопросы геологии нефтяных месторождений. – М.: Гостоптехиздат, 1958. – С. 86–118.

15. Седиментационно-емкостная модель преобразованного горизонта Верхнечонского месторождения / Л. С. Чернова, Н. Е. Гущина, М. М. Потлова и др. // Строение и нефтегазоносность карбонатных резервуаров Сибирской платформы. – Новосибирск, 1991. – С. 66–81.

16. Соколов В. А. Процессы образования и миграции нефти и газа. – М.: Недра, 1965. – 275 с.

17. Шемин Г. Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина). – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. – 467 с.

18. Шемин Г. Г. Ереминско-Чонское скопление нефти в преобразованном резервуаре – крупнейший объект по подготовке запасов и добычи углеводо-

родного сырья в Восточной Сибири. – Новосибирск: ИНГ СО РАН, 2011. – 122 с.

19. Шемин Г. Г., Фортунатова Н. К. Детальная корреляция вендско-нижнекембрийских отложений Предпатомского регионального прогиба и смежной территории Непско-Ботуобинской антеклизы (Сибирская платформа) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – № 4. – С. 8–26.

REFERENCES

1. Bazhenova T.K., Belyaeva L.S., Shumenkova Yu.M. [Geochemical aspects of formation and preservation of oil and gas accumulations in Paleozoic and Upper Proterozoic of the Siberian Platform]. *Problemy geologii nefi i gaza Sibirskoy platformy* [Problems of petroleum geology of the Siberian Platform]. Leningrad, VNIGNI Publ., 1982, pp. 78–91. (In Russ.).

2. Gayduk V.V., Prokop'ev A.V. *Metody izucheniya skladchato-nadvigovykh pojasov* [Methods of studying fold-thrust belts]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1999. 160 p. (In Russ.).

3. Gushchina N.E., Potlova M.M., Chernova L.S. [Formation conditions and maturation degree of carbonate horizons in the western Nepa-Botuoba anticline]. *Stroenie i neftegazonosnost' karbonatnykh rezervuarov Sibirskoy platformy* [Structure and oil-and-gas content of the carbonate reservoirs of the Siberian Platform]. Novosibirsk, SNIIGGIMS Publ., 1991, pp. 99–106. (In Russ.).

4. Drobot D.I., Zolotov A.N., Kontorovich A.E. *Geokhimicheskie kriterii otsenki perspektiv neftegazonosnosti dokembriyskikh otlozheniy yuga Sibirskoy platformy* [Geochemical criteria of estimating hydrocarbon prospects of Precambrian deposits in the south of the Siberian platform]. Moscow, Nedra Publ., 1974. 156 p. (In Russ.).

5. Kalinko M.K. *Osnovnye zakonomernosti raspredeleniya nefi v zemnoy kore* [The main regularities of oil distribution in the Earth's crust]. Moscow, Nedra Publ., 1964. 207 p. (In Russ.).

6. Larionova T.I. *Stroenie skladchato-nadvigovykh dislokatsiy Nyuysko-Dzherbinskoy vpadiny v svyazi s neftegazonosnost'yu (Vostochnaya Sibir')*: avtoref. dis. ... k. g.-m. n. [The structure of fold-thrust dislocations of the Nyuya-Dzherba depression related to oil-and-gas presence (East Siberia). Author's abstract of PhD thesis]. Novosibirsk, 2015. 16 p. (In Russ.).

7. Larichev A.I., Chekanov V.I. [Oil-and-gas generation potential of Vendian-Cambrian reservoirs of the Nepa-Botuoba anticline and adjacent territories]. *Geologiya i geofizika – Geology and Geophysics*, 1987, no. 10, pp. 26–33. (In Russ.).

8. Masaytis V.L., Mikhaylov M.V., Selivanovskaya T.V. *Vulkanizm i tektonika Patomsko-Vilyuyskogo srednepaleozoyskogo avlakogena* [Volcanism and tectonics of the Patom-Vilyui Middle-Paleozoic avlakogene]. Moscow, Nedra Publ., 1975. 183 p. (In Russ.).

9. Ashirov K.V., ed. *Metodika izucheniya karbonatnykh kolektorov i klassifikatsiya karbonatnykh kolekto-*



rov i produktivnykh v nikh zalezhey nefti i gaza [Methods of studying carbonate reservoirs and classification of carbonate reservoirs and productive deposits of oil and gas in them]. Kuibyshev, 1971. 140 p. (In Russ.).

10. *Metodicheskoe rukovodstvo po kolichestvennoy i ekonomicheskoy otsenke resursov nefti, gaza i kondensata Rossii* [Methodological guideline on quantitative and economic assessment of oil, gas and condensate resources of Russia]. Moscow, VNIGRI Publ., 2000. 186 p. (In Russ.).

11. Migurskiy A.V., Starosel'tsev V.S. [Overthrust structure of the area of junction of the Siberian Platform with Baikal-Patom upland]. *Sov. geologiya – Soviet Geology*, 1989, no. 7, pp. 9–15. (In Russ.).

12. Mirchink M.F. *Neftepromyslovaya geologiya* [Oil-field geology]. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 1946. 699 p. (In Russ.).

13. Gurova T.I., Antonova T.F., Kondrina K.S., et al. *Rol' litogeneza v formirovaniy i sokhraneniye zalezhey nefti i gaza* [A role of lithogenesis in forming and saving oil and gas accumulations]. Moscow, Nedra Publ., 1974. 136 p. (In Russ.).

14. Savchenko V.P. [Formation conditions of oil and gas accumulations in fluidjet migration in the water-saturated rocks]. *Voprosy geologii neftyanykh mestorozhdeniy* [Problems of geology of oil and gas fields]. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 1958, pp. 86–118. (In Russ.).

15. Chernova L.S., Gushchina N.E., Potlova M.M., et al. [Sedimentation-capacitance model of the Preobrazhensky horizon of the Verkhnechonskoye field].

Stroenie i neftegazonosnost' karbonatnykh rezervuarov Sibirskoy platformy [Structure and oil-and-gas presence in the carbonate reservoirs of the Siberian Platform]. Novosibirsk, 1991, pp. 66–81. (In Russ.).

16. Sokolov V.A. *Protsessy obrazovaniya i migratsii nefti i gaza* [Processes of oil and gas formation and migration]. Moscow, Nedra Publ., 1965. 275 p. (In Russ.).

17. Shemin G.G. *Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti venda i nizhnego kembriya tsentral'nykh rayonov Sibirskoy platformy (Nepsko-Botuobinskaya, Baykitskaya anteklizy i Katangskaya sedlovina)* [Vendian and Lower Cambrian geology and hydrocarbon prospects in the central Siberian Platform (Nepa-Botuoba, Baikite anteklises and Katanga saddle)]. Novosibirsk, SB RAS Publ., 2007. 467 p. (In Russ.).

18. Shemin G.G. *Ereminsko-Chonskoe skoplenie nefti v preobrazhenskom rezervuare – krupneyshiy ob'ekt po podgotovke zapasov i dobychi uglevodorodnogo syr'ya v Vostochnoy Sibiri* [Eremino-Chonskoye oil accumulation in the Preobrazhensky reservoir is the largest object in reserves opening up and hydrocarbon extraction in East Siberia]. Novosibirsk, IPGG SB RAS Publ., 2011. 122 p. (In Russ.).

19. Shemin G.G., Fortunatova N.K. [Detailed correlation of Vendian-Lower Cambrian deposits of the Pred-Patom regional trough and adjacent territory of the Nepa-Botuoba anteklise (Siberian Platform)]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri – Geology and mineral resources of Siberia*, 2012, no. 4, pp. 8–26. (In Russ.).

© Г. Г. Шемин, А. В. Мигурский, М. Ю. Смирнов,
А. Г. Вахрамеев, А. А. Поспеев, 2018