



УДК 553.981.04/982.04:551.72(571.5-12)

МОДЕЛИ СТРОЕНИЯ И КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РЕГИОНАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕНДСКОГО ТЕРРИГЕННОГО МАКРОКОМПЛЕКСА ПРЕДПАТОМСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА (СИБИРСКАЯ ПЛАТФОРМА)

Г. Г. Шемин

Предпатомский региональный прогиб расположен в юго-восточной части Сибирской платформы вдоль действующего нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан». Это потенциальный крупный объект подготовки запасов углеводородного сырья. Он характеризуется низкой изученностью сейсморазведкой и бурением, сложным строением, затрудняющими разработку моделей строения вендско-нижнекембрийских отложений и достоверную оценку перспектив их нефтегазоносности. Рассмотрены модели строения флюидоупоров и проницаемых комплексов вилючанского, нижненепского, верхненепского и тирского региональных резервуаров вендского терригенного макрокомплекса; приведены результаты количественной оценки перспектив их нефтегазоносности.

Ключевые слова: Предпатомский региональный прогиб, резервуар, проницаемый комплекс, флюидоупор, продуктивный пласт, количественная оценка, перспективы нефтегазоносности, эталонный участок, расчетный участок, ресурсы, запасы, нефть, газ, конденсат.

STRUCTURE MODELS AND PETROLEUM POTENTIAL QUANTITATIVE ESTIMATION OF THE VENDIAN TERRIGENOUS MACROSEQUENCE REGIONAL RESERVOIRS OF THE PREDPATOM REGIONAL TROUGH (SIBERIAN PLATFORM)

G. G. Shemin

The Predpatom Regional Trough is located in the southeastern part of the Siberian Platform along the operated oil pipeline «Eastern Siberia – Pacific Ocean». This is potentially a large object of hydrocarbon reserves development. It is characterized by a low degree of study by seismic exploration and drilling and complex structure. It hinders the development of structure models of Vendian-Lower Cambrian sediments and the reliable assessment of their petroleum potential. The models of seal structures and permeable sequences of the Vilyuchany, Lower Nepa, Upper Nepa and Tira regional reservoirs of the Vendian terrigenous macrosequence are considered. The results of the quantitative estimation of the prospects for oil and gas are presented.

Keywords: Predpatom Regional Trough, reservoir, permeable sequence, seal, pay zone, quantitative estimation, petroleum potential, reference block, estimated block, resources, reserves, oil, gas, condensate.

Предпатомский региональный прогиб (РП) расположен в юго-восточной окраинной части Сибирской платформы, где имеет общие границы со следующими крупными структурами: юго-западная часть – с Ангаро-Ленской ступенью; северо-западная – с Непско-Ботубинской антеклизой; северо-восточная – с Вилючанской седловиной, Сунтарским сводом и Кемпендяйской впадиной; восточная – с Алданской антеклизой; юго-восточная – с Байкало-Патомской складчатой областью. Площадь прогиба 225 тыс. км², из них 80 тыс. км² (35 %) находится в области шарьяжных перекрытий, которая охватывает его юго-восточную часть.

Предпатомский РП характеризуется сложным тектоническим строением. Здесь активно проявились надвиговые деформации в верхней половине осадочного чехла, в верхневендско-нижнекембрийском солевом и нижнекембрийско-девонском надсолевых комплексах. Нижезалегающие терригенные отложения венда, которые являлись объ-

ектом исследований автора, практически не подверглись отмеченным деформациям, поскольку составляют автохтонную часть разреза [1, 6, 8].

В северо-восточной части Предпатомского РП выделяются Ньюско-Джербинская и Березовская впадины, разделенные Джеюктинским выступом. Юго-западная ветвь прогиба, условно названная Казачинской депрессией, отделяется от Ньюско-Джербинской впадины Ахтарандийским региональным разломом.

Ньюско-Джербинская впадина расположена между Непско-Ботубинской антеклизой, Вилючанской седловиной с одной стороны и Джеюктинским выступом – с другой. Она вытянута в северо-восточном направлении на 400 км при ширине 120 км, впадина имеет асимметричное строение: ее шарнир смещен к Байкало-Патомскому надгорью. Березовская впадина расположена между Алданской антеклизой и Джеюктинским выступом. Структура вытянута в субмеридиональном направлении, ее размеры по кровле терригенного венда 75×260 км; все го-

ИНГГ СО РАН (Новосибирск)



ризонты терригенного венда раскрываются в сторону Кемпендяйской впадины. Казачинская депрессия находится в юго-западной части Предпатомского РП, ограничена на северо-западе Непско-Ботуобинской антеклизой и на юго-западе – Ангаро-Ленской ступенью.

Степень изученности регионального прогиба сейсморазведочными и буровыми работами весьма низкая. На его огромной территории пробурено лишь 37 глубоких скважин, многие из которых расположены на трех открытых месторождениях: Бысахтахском, Отраднинском и Хотого-Мурбайском. Объемы выполненной сейсморазведки крайне малы, лучше всего изучена Нюйско-Джербинская впадина.

Основные перспективы нефтегазоносности прогиба, как и смежных с ним крупных структур, связаны с вендско-нижнекембрийским подсолевым мегакомплексом, в котором выделяются два макрорезервуара: вендско-нижнекембрийский карбонатный и вендский терригенный. Последний является объектом исследований. Он подразделяется на четыре региональных резервуара: вилючанский, нижненепский, верхненепский и тирский, каждый из которых состоит из проницаемого комплекса и флюидоупора.

Вопросы геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности вендского терригенного макрокомплекса Предпатомского РП освещены в работах специалистов ФГУП «СНИИГГиМС», «ВостСибНИИГГиМС», «ВНИГРИ», «ВНИГНИ»; ФГУП «Иркутскгеофизика», «Якутскгеофизика»; ИНГГ СО РАН, ИПН ЯФ СО РАН и других организаций. Однако низкая степень изученности геолого-разведочными работами Предпатомского прогиба и сложное строение вендских терригенных отложений не позволили

до настоящего времени разработать модели строения отмеченных резервуаров и выполнить количественную оценку перспектив их нефтегазоносности на всей территории прогиба. В последние годы автором статьи осуществлены комплексные исследования, направленные на решение этих вопросов. Далее приведены результаты этих работ. Их стратиграфическая основа – ранее опубликованные материалы [14].

Методика оценки качества флюидоупоров

Роль флюидоупоров в процессе формирования и сохранения залежей углеводородов отмечалась многими исследователями [2]. Критерии оценки экранов нефтяных и газовых залежей описаны в литературе [11, 12]. Обычно для оценки качества глинистого состава флюидоупоров используют следующие параметры: вещественный и минералогический состав отложений, содержание и фильтрационно-емкостные свойства песчаных прослоев, толщина флюидоупоров, интенсивность проявления в них разрывной тектоники, трещиноватость и плотность пород. В Предпатомском РП для вендских терригенных флюидоупоров изучены лишь некоторые из этих параметров, причем на ограниченном числе участков. Как правило, имеются сведения только о толщинах флюидоупоров и процентном содержании прослоев песчаников. Эти критерии были использованы при оценке качества флюидоупоров вилючанского, нижненепского и верхненепского резервуаров (табл. 1).

Флюидоупор тирского резервуара на рассматриваемой территории представлен разрезами трех типов: глинисто-карбонатным, галогенно-карбонатным и терригено-сульфатно-карбонатным. Их качество оценивалось в зависимости от толщин и содержания как потенциально проница-

Таблица 1

Оценка качества флюидоупоров региональных резервуаров отложений венда Предпатомского регионального прогиба

Литологический состав	Резервуар	Содержание пород*	Качество флюидоупоров и их толщина (м)				
			весьма высокое	высокое	среднее	пониженное	низкое
Глинистый	Вилючанский, нижненепский, верхненепский	< 5 %			15–30	5–15	
		5–10 %				15–30	<5
		10–20 %		>30	>30	30–40	<15
		20–30 % 30–40 %			>40	>50 >100	<30
Глинисто-карбонатный	Тирский	<10 %		>50	20–50	10–20	<10
		10–30 %		>100	50–100	20–50	<20
		>30 %			>100	50–100	<50
Галогенно-карбонатный	Тирский	>10 м	>10				
		5–10 м	>20	>5			
		1–5 м		>20			
Терригено-сульфатно-карбонатный				>50	20–50	10–20	<10

*Содержание песчаников, «чистых» карбонатов (%), ангидритов и каменной соли (м) во флюидоупорах глинистого, глинисто-карбонатного, терригено-сульфатно-карбонатного и галогенно-карбонатного состава соответственно.



емых (песчаники, «чистые» доломиты), так и непроницаемых и слабо проницаемых (каменная соль, ангидриты) пород [13]. Граничные значения этих показателей приведены в табл. 1.

Методика количественной оценки перспектив нефтегазоносности терригенных отложений венда

При количественной оценке использовалось «Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России» [5]. Степень изученности отложений бурением и сейсморазведкой позволила количественно оценить перспективы их нефтегазоносности геологическим способом метода 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 (табл. 2).

Таблица 2

Эталонные участки, используемые при количественной оценке перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров вендского терригенного макрокомплекса Предпатомского РП

Региональный резервуар	Эталонный участок
Тирский	Отрадинский, Хотого-Мурбайский, Марковский
Верхненепский и нижненепский	Чаяндинский, Верхнечонский, Ярактинско-Аянский
Вилючанский	Верхневилучанский

– карты толщин коллекторов проницаемых комплексов резервуаров;
– карты качества флюидоупоров региональных резервуаров.

Сведения о генерационном потенциале нефтематеринских пород заимствованы из публикаций [3, 4].

В дальнейшем осуществлялось сравнение контролирующих нефтегазоносность параметров каждого расчетного участка с эталонными по следующим показателям: гипсометрия современного структурного плана объекта оценки, качество флюидоупора, толщина коллекторов и нефтегазогенерационный потенциал нефтематеринских пород. Эти параметры оценивались в основном экспертным путем (табл. 3), непосредственные их значения использовались только при сравнении толщин коллекторов эталонных и расчетных участков. Отмеченные показатели служили 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 расчетных участках, а затем оценка ресурсов нефти, газа и конденсата вилючанского, нижненепского, верхненепского, тирского резервуаров в пределах расчетных

Таблица 3

Экспертная оценка влияния различных параметров на перспективы нефтегазоносности региональных резервуаров вендского терригенного макрокомплекса Предпатомского РП

Современный структурный план		Начальный нефтегазогенерационный потенциал нефтематеринских отложений		Качество флюидоупоров	
Категории земель	Экспертная оценка	Категории земель	Экспертная оценка	Качество флюидоупора	Экспертная оценка
Высокоперспективные	1	Высокоперспективные	1	Высокое	1
Перспективные	0,9				
Среднеперспективные	0,7	Перспективные	0,9	Среднее	0,8
Пониженных перспектив	0,5				
Низкоперспективные	0,3	Среднеперспективные	0,8	Низкое	0,5

Далее выделенные по принципу схожести геологического строения области, оцениваемые тем или иным эталонным участком, были разделены на расчетные участки в соответствии с требованиями инструкций. При этом использовался следующий набор нефтегазогеологических карт Предпатомского РП м-ба 1: 1 000 000:

- структурная карта по кровле вендского терригенного комплекса (отражающий горизонт KB);
- карты толщин проницаемых комплексов региональных резервуаров;
- карты толщин песчаников проницаемых комплексов резервуаров;

участков исследуемой территории в целом и входящих в нее Нюйско-Джербинской, Березовской впадин и Казачинской депрессии.

Модели строения и оценка фильтрационно-емкостных и экранирующих свойств резервуаров терригенного венда

Вилючанский резервуар залегает в основании осадочного чехла на поверхности фундамента или на размытых породах рифея (рис. 1). Представлен терригенными преимущественно песчаными отложениями одноименного горизонта (бетинчинская и хоронохская свиты) и рас-

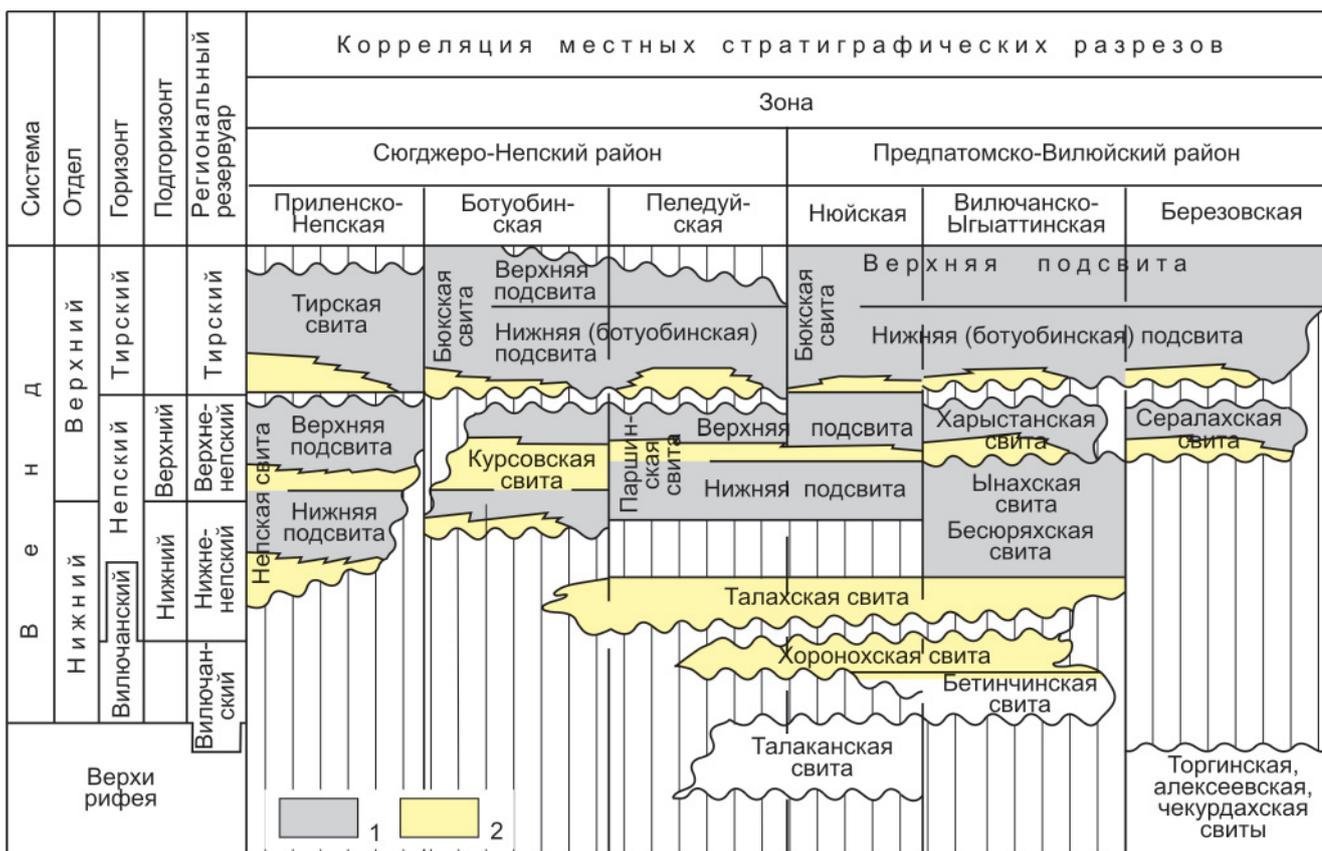


Рис. 1. Стратиграфическое положение региональных резервуаров вендского терригенного макрокомплекса Предпатомского РП (отложения преимущественно: 1 – глинистые, 2 – песчаные)

Примечания. 1. В качестве стратиграфической основы рисунка использована «Региональная стратиграфическая схема верхнепротерозойских отложений внутренних районов Сибирской платформы» [10]. 2. Согласно решению рабочего совещания [9] в вендской системе выделены два отдела: нижний и верхний. 3. Вилучанский горизонт комплексного обоснования предложен В. Ю. Шенфилом [15]

пространен лишь в северо-восточной половине Предпатомского регионального прогиба, в пределах большей части Ньюско-Джербинской впадины и смежных территорий Непско-Ботуобинской антеклизы и поднадвиговой зоны (рис. 2). Толщина отложений изменяется от нескольких до 220 м, максимальная – в центральной части территории распространения резервуара.

Проницаемый комплекс резервуара представлен песчаным пластом В₁₄ (вилучанский продуктивный горизонт), охватывающим почти весь его объем. Сложен он кварцевыми разнозернистыми (от мелко-среднезернистых до крупно-грубозернистых) песчаниками с включениями гравийного материала. Среди них встречаются прослойки аргиллитов небольшой толщины, а в верхней части разреза, кроме них, – редкие тонкие прослойки глинистых доломитов. Гранулометрический состав отложений в целом уменьшается снизу вверх по разрезу. Породы в нижней части проницаемого комплекса обычно плохо отсортированные, в верхней их сортировка улучшается.

Толщина коллекторов проницаемой части резервуара изменяется от нескольких до 40 м, развитие их преимущественно очаговое (от 1–2 до 10 м), лишь на окраинных участках, прости-

рающихся в виде полосы шириной 10–20 км вдоль границы выклинивания отложений, до 40 м (см. рис. 2, Б).

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов резервуара средние и пониженные: пористость от 8–10 до 17–18 %, проницаемость в единичных случаях достигает 600·10⁻³ мкм², обычно от долей до 10·10⁻³ мкм². В целом проницаемый комплекс характеризуется достаточно однородным строением коллекторов, средними и пониженными значениями пористости и проницаемости. Качество его на большей части распространения резервуара пониженное.

Флюидопор вилучанского резервуара объединяет его кровельные карбонатно-глинисто-песчаные отложения и перекрывающие их слабопроницаемые породы низов нижне-непского подгоризонта. Качество его пониженное и низкое.

Качество вилучанского резервуара в целом также пониженное и низкое, только в зоне выклинивания отложений, простирающейся узкой полосой вдоль границы их распространения, резко улучшается. Здесь прогнозируются наиболее благоприятные литолого-фациальные условия для формирования ловушек нефти и газа.

Нижне-непский резервуар на большей части территории залегает в основании осадочного чехла,

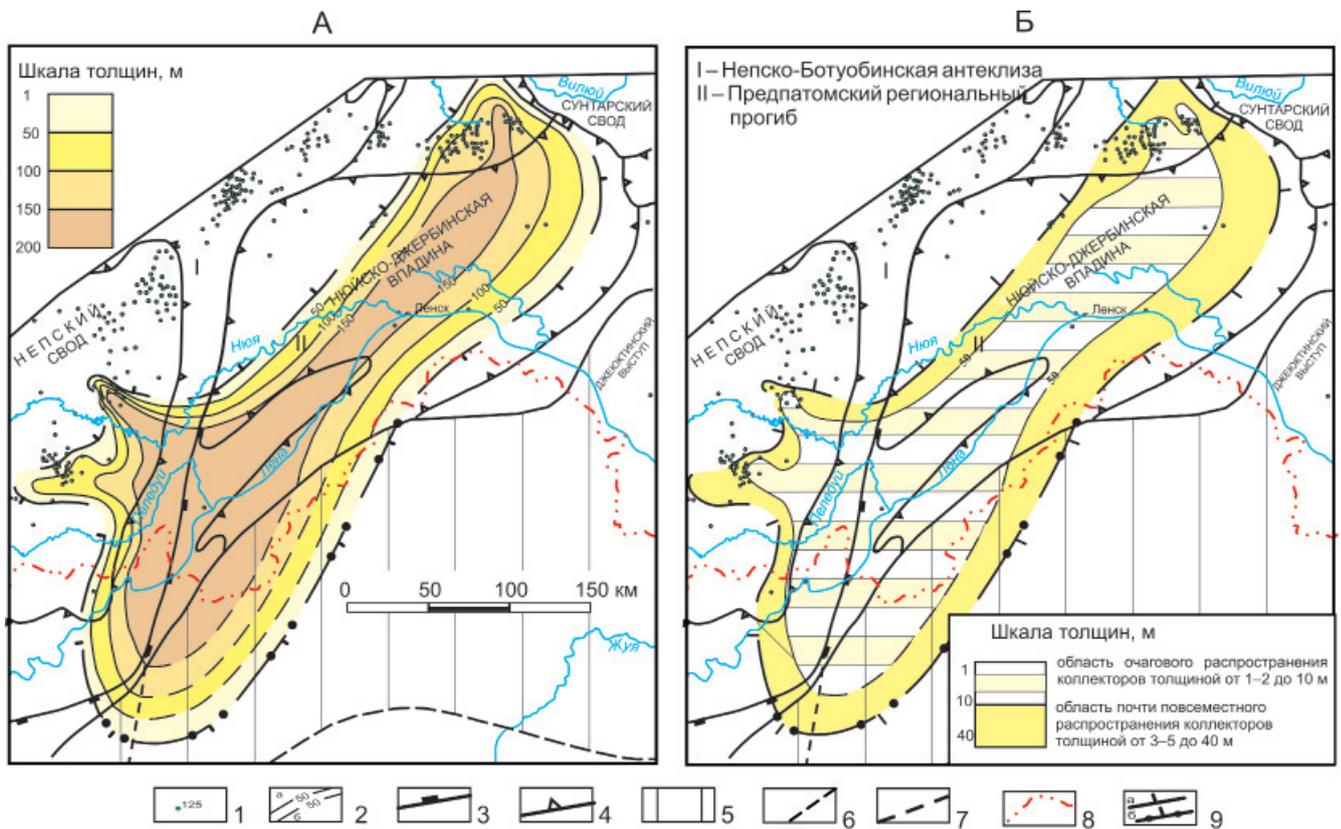


Рис. 2. Карта проницаемого комплекса толщин (А) и толщин коллекторов (Б) вилучанского резервуара Предпатомского регионального прогиба

1 – пробуренные скважины; 2 – изопахиты: а – достоверные, б – предполагаемые; 3–4 – контуры структур: 3 – надпорядковых (антеклиз, региональных прогибов, ступеней), 4 – первого порядка (сводов, впадин); 5 – зона шарьяжных перекрытий; 6 – северо-восточная граница Казачинской депрессии; 7–9 – границы: 7 – Лено-Тунгусской НГП, 8 – административные, 9 – областей распространения вилучанского резервуара: а – достоверные, б – предполагаемые

на размытой поверхности фундамента или рифейского комплекса и только в Нюйско-Джербинской впадине несогласно перекрывает отложения вилучанского резервуара. Резервуар распространен в виде полосы шириной 150–200 км в пределах Нюйско-Джербинской впадины, Казачинской депрессии и смежных участков Непско-Ботубинской антеклизы, Вилучанской седловины и зоны шарьяжных перекрытий. В Березовской впадине его отложения отсутствуют (рис. 3).

Представлен преимущественно аргиллитово-песчаниковыми породами одноименного подгоризонта (талахской, бесюряхской, ынахской свитами; нижненепской, нижнепаршинской подсвитами и низами курсовской свиты) (см. рис. 1). Толщина его изменяется от нескольких десятков до 350 м, максимальная (300–350 м) – в северо-восточной части Предпатомского РП, в центральной части Нюйско-Джербинской впадины. На остальной (большей) площади распространения резервуара она обычно составляет 150–250 м. В сторону воздымания Непско-Ботубинской антеклизы и выклинивания отложений в поднадвиговой зоне толщина сравнительно постепенно уменьшается вплоть до отсутствия отложений.

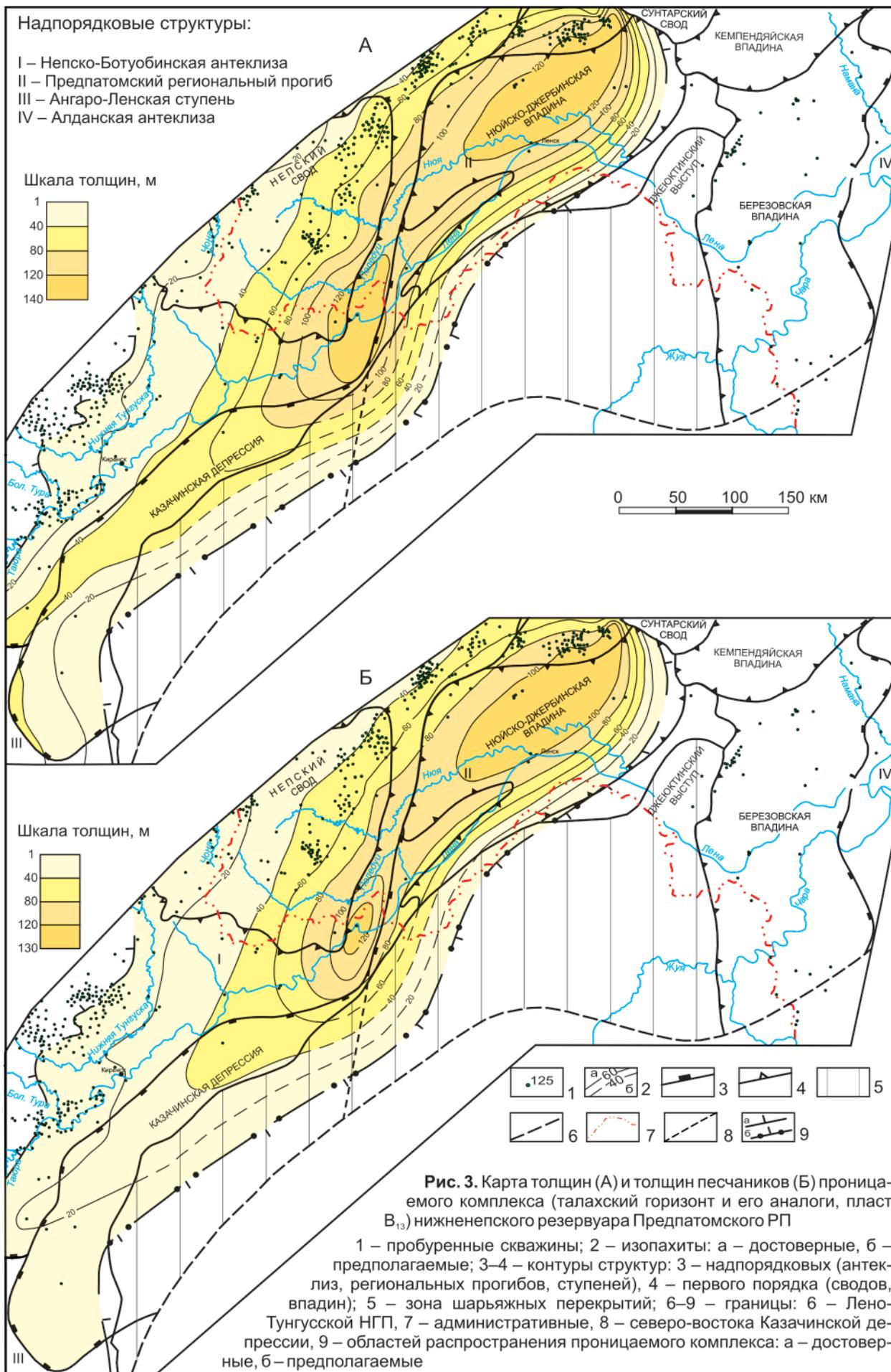
Проницаемый комплекс резервуара включает песчаные пласты B_{12} и B_{13} (безы-

мянный, талахский, улаханский горизонты и верхнечонский пласт II). Толщина его варьирует от нескольких до 140 м (см. рис. 3). Изменения толщин проницаемого комплекса подчинены той же закономерности, которая отмечена для резервуара в целом: возрастают к его центру. Максимальная толщина комплекса (75–150 м) отмечается в центральной и северной частях Нюйско-Джербинской впадины и Казачинской депрессии соответственно, на остальных участках отмеченных структур – от 20 до 75 м.

Толщина песчаников проницаемого комплекса варьирует от 10–20 до 130 м. Характер распределения ее значений по площади рассматриваемой территории в целом подобна таковому проницаемого комплекса (см. рис. 3).

Коллекторы проницаемого комплекса на изучаемой площади имеют очаговое распространение. Толщина их колеблется от нескольких до 15 м, максимальная (до 15 м) прогнозируется в северо-восточной части прогиба, в Нюйско-Джербинской впадин и смежной территории Казачинской депрессии, а в юго-западном направлении относительно постепенно уменьшается до 1–3 м (рис. 4).

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов в целом невысокие. На большей части





Надпорядковые структуры:
 I – Непско-Ботуобинская антеклиза
 II – Предтаомский региональный прогиб
 III – Ангаро-Ленская ступень
 IV – Алданская антеклиза

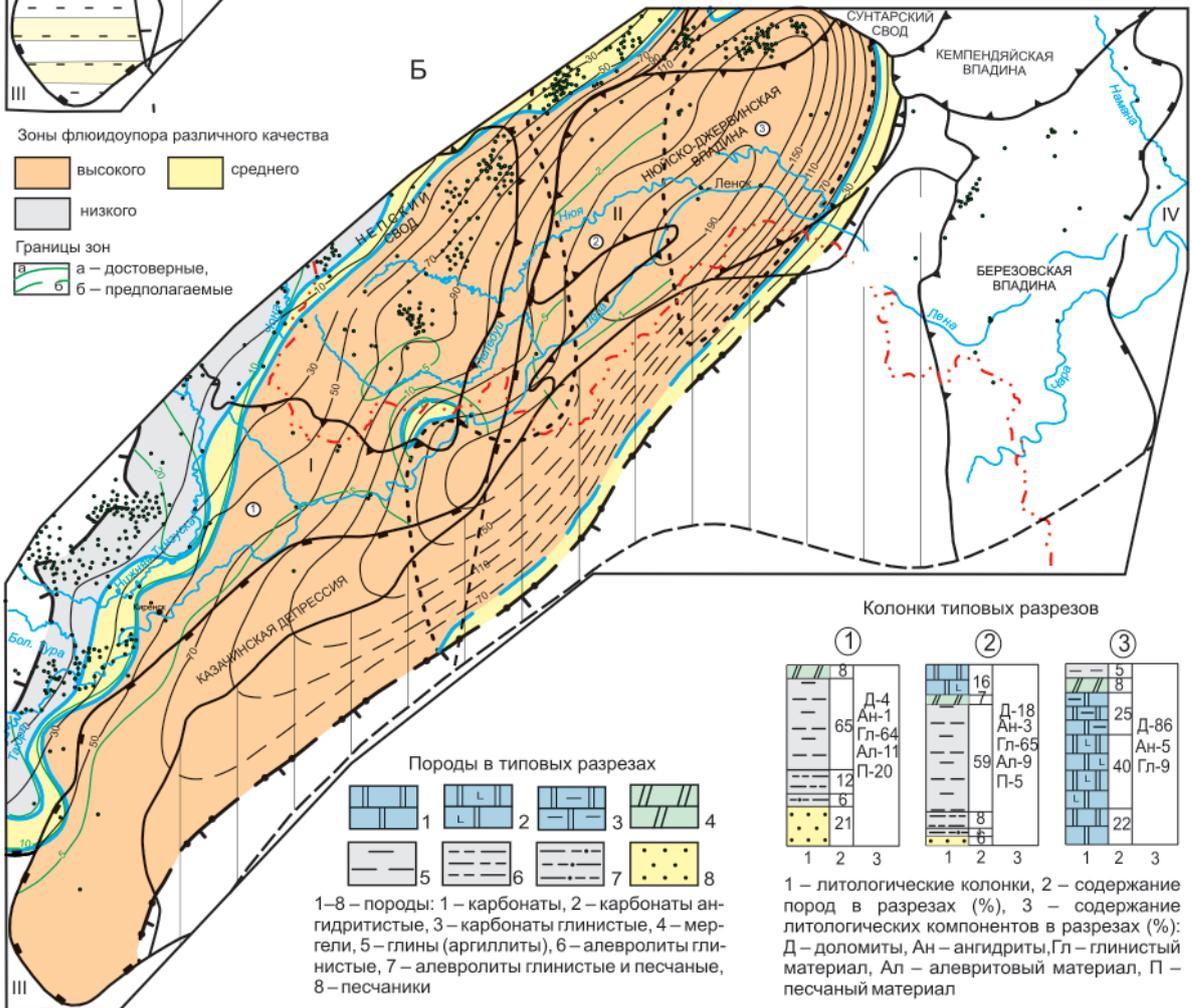
0 50 100 150 км



Зоны флюидопора различного качества

высокого среднего
 низкого

Границы зон
 а – достоверные,
 б – предполагаемые



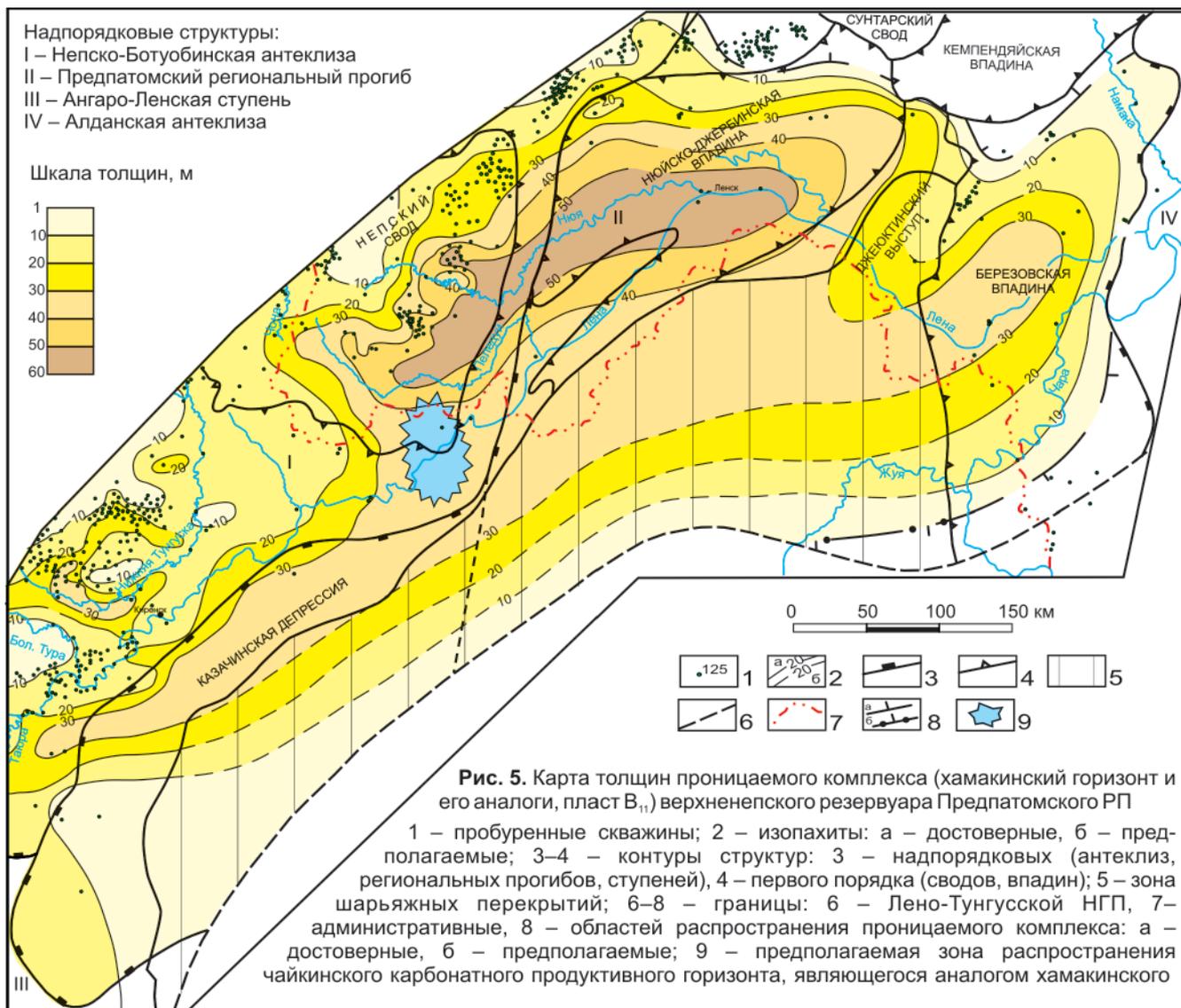


Рис. 5. Карта толщин проницаемого комплекса (хамакинский горизонт и его аналоги, пласт B_{11}) верхненепского резервуара Предпатомского РП
 1 – пробуренные скважины; 2 – изопахиты: а – достоверные, б – предполагаемые; 3–4 – контуры структур: 3 – надпорядковых (антеклиз, региональных прогибов, ступеней), 4 – первого порядка (сводов, впадин); 5 – зона шарьяжных перекрытий; 6–8 – границы: 6 – Лено-Тунгусской НГП, 7 – административные, 8 – областей распространения проницаемого комплекса: а – достоверные, б – предполагаемые; 9 – предполагаемая зона распространения чайкинского карбонатного продуктивного горизонта, являющегося аналогом хамакинского

территории пористость изменяется от 8–9 до 12–15 %, проницаемость – от нескольких единиц до $(100–300) \cdot 10^{-3}$ мкм². Улучшенные фильтрационные и емкостные свойства коллекторов отмечают в зонах выклинивания отложений.

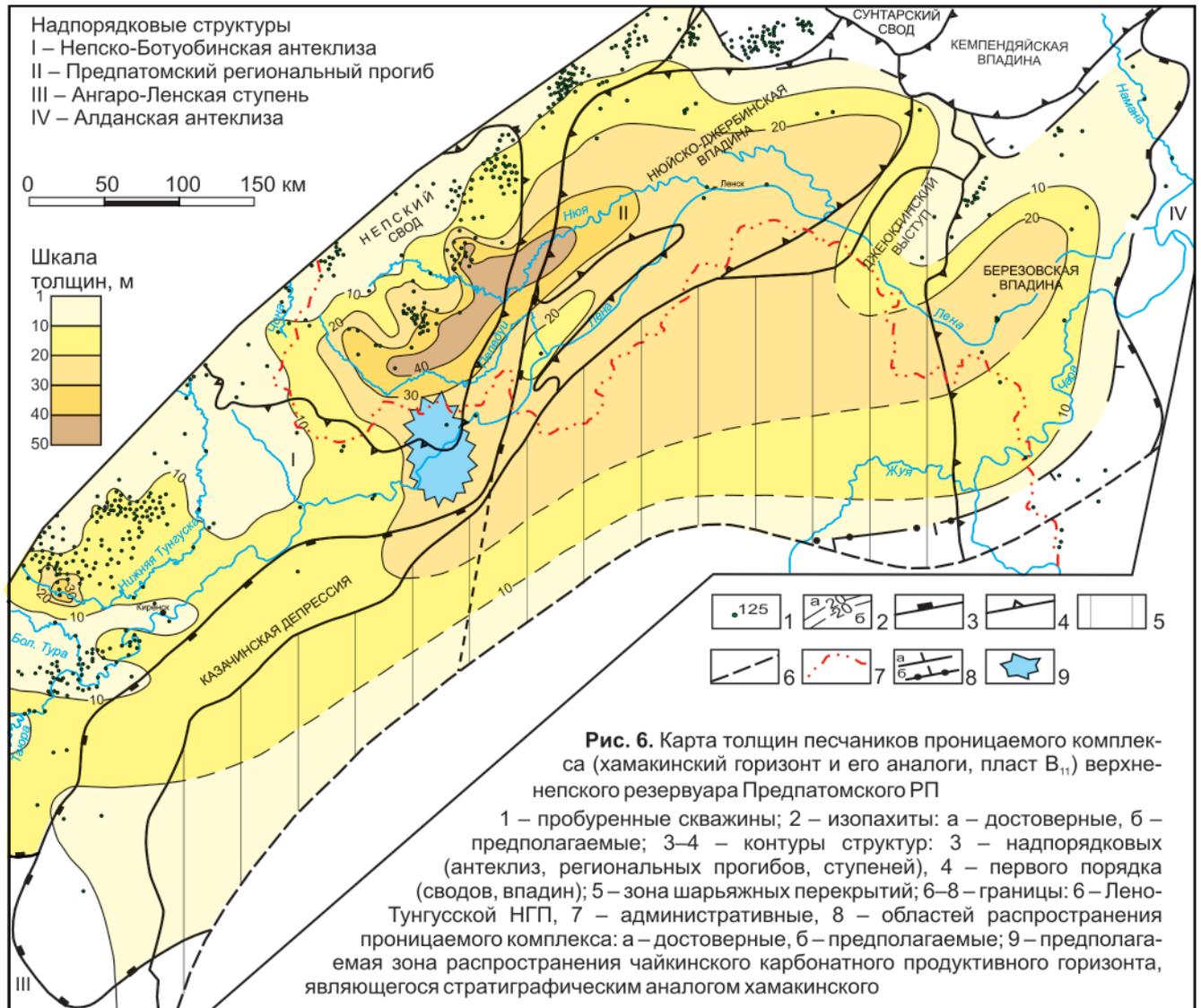
Ф л ю и д о у п о р нижненепского резервуара везде перекрывает проницаемую часть. Толщина его изменяется от 5–10 до 200 м, характер изменения ее подобен таковому для резервуара в целом. Сложен он преимущественно аргиллитами, лишь участками в Нюйско-Джербинской впадине среди них имеются прослои мергелей и доломитов. Флюидоупор обычно высокого каче-

ства, только в зонах выклинивания отложений оно несколько ухудшается (см. рис. 4).

Верхненепский резервуар в Предпатомском РП распространен повсеместно, включая зону шарьяжных перекрытий. Представлен в основном аргиллитово-песчаниковыми породами одноименного подгоризонта (сералахская, харыстанская, курсовская свиты и верхнепаршинская, верхненепская подсвиты). Толщина резервуара изменяется от нескольких до 160 м, максимальная (100–160 м) прогнозируется в центральной части Предпатомского прогиба, а в сторону Непско-Ботубобинской антеклизы и выклинивания отло-

Рис. 4. Карта прогноза толщин коллекторов проницаемого комплекса (А) (талахский горизонт и его аналоги, пласт B_{13}) и оценки качества флюидоупора (Б) нижненепского резервуара Предпатомского РП

1 – пробуренные скважины; 2 – изопахиты: а – достоверные, б – предполагаемые; 3–4 – контуры структур: 3 – надпорядковых (антеклиз, региональных прогибов, ступеней), 4 – первого порядка (сводов, впадин); 5 – зона шарьяжных перекрытий; 6–8 – границы: 6 – Лено-Тунгусской НГП, 7 – административные, 8 – областей распространения проницаемого комплекса и флюидоупора: а – достоверные, б – предполагаемые; 9–14 – прогнозируемые зоны очагового распространения коллекторов толщиной: 9 – от 1 до 3 м, 10 – от 1 до 5 м, 11 – от 1 до 10 м, 12 – от 1 до 15 м, 13 – от 5 до 10 м, 14 – от 3 до 30 м; 15 – границы зон; 16–17 – территории распространения продуктивных горизонтов: 16 – безымянного, II пласта верхнечонского, 17 – талахского; 18 – изолинии содержания песчаников во флюидоупоре; 19 – северо-восточная граница Казачинской депрессии



жений в поднадвиговой зоне относительно постепенно уменьшается (рис. 5).

Проницаемый комплекс верхне-непского резервуара объединяет отложения песчаников хамакинского, ярактинского, марковского горизонтов, верхнечонского пласта I (пласт В₁₁) и чайкинского карбонатного состава горизонта (пласт В₁₂), вскрытого одноименной скв. 279. Он распространен повсеместно. Толщина его изменяется от нескольких до 60 м. Закономерности изменения по площади толщин проницаемого комплекса и резервуара идентичны.

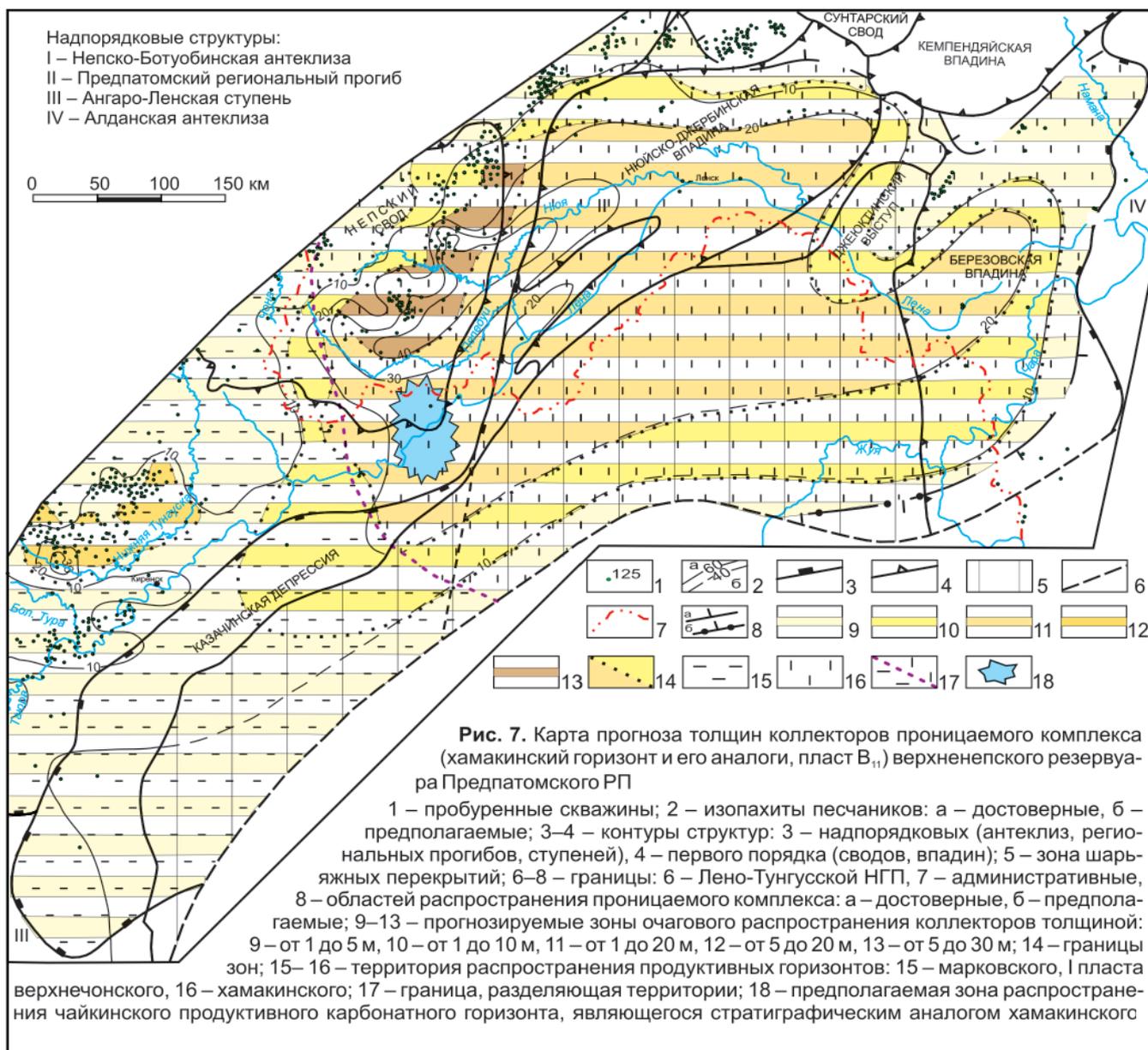
Состав проницаемого комплекса весьма разнообразный. Выделяются песчаниковый, преимущественно песчаниковый, аргиллитово-алевролитово-песчаниковый и аргиллитово-песчаниково-алевролитовый типы разрезов, а Чайкинской скв. 279 впервые вскрыт карбонатный разрез проницаемого комплекса (чайкинский горизонт) [7]. Зоны их развития на исследуемой территории имеют мозаичный характер. Наиболее развиты два первых типа разрезов. Толщина песчаников изменяется от нескольких до 30–40 м, обычно 5–15 м (рис. 6).

Коллекторы проницаемого горизонта имеют очаговое распространение на территории Предпатомского РП (рис. 7). Толщина их изменяется от нескольких до 20 м, максимальная прогнозируется в Нюско-Джербинской впадине и на смежных участках Березовской впадины, Казачинской депрессии и поднадвиговой зоны.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов проницаемого комплекса более высокие, чем нижне-непского: пористость от 8–10 до 22 %, проницаемость от нескольких до 200·10⁻³ мкм².

Качество проницаемого комплекса верхне-непского резервуара различное: среднее, пониженное и низкое. Зона улучшенного качества находится в Нюско-Джербинской впадине.

Ф л ю и д о у о р верхне-непского резервуара включает преимущественно аргиллитовые отложения верхней половины одноименного подгоризонта, которые полностью перекрывают проницаемый комплекс. Толщина его изменяется от 3–5 до 100 м, максимальная – в северо-восточной части Предпатомского РП, а на остальной (большей) части исследуемой территории – от 3–5 до 40 м. Содержание песчаников



в флюидоупоре обычно составляет менее 5%. В целом он характеризуется высоким и средним качеством. Наиболее высокие его экранящие свойства прогнозируются в Нюйско-Джербинской впадине.

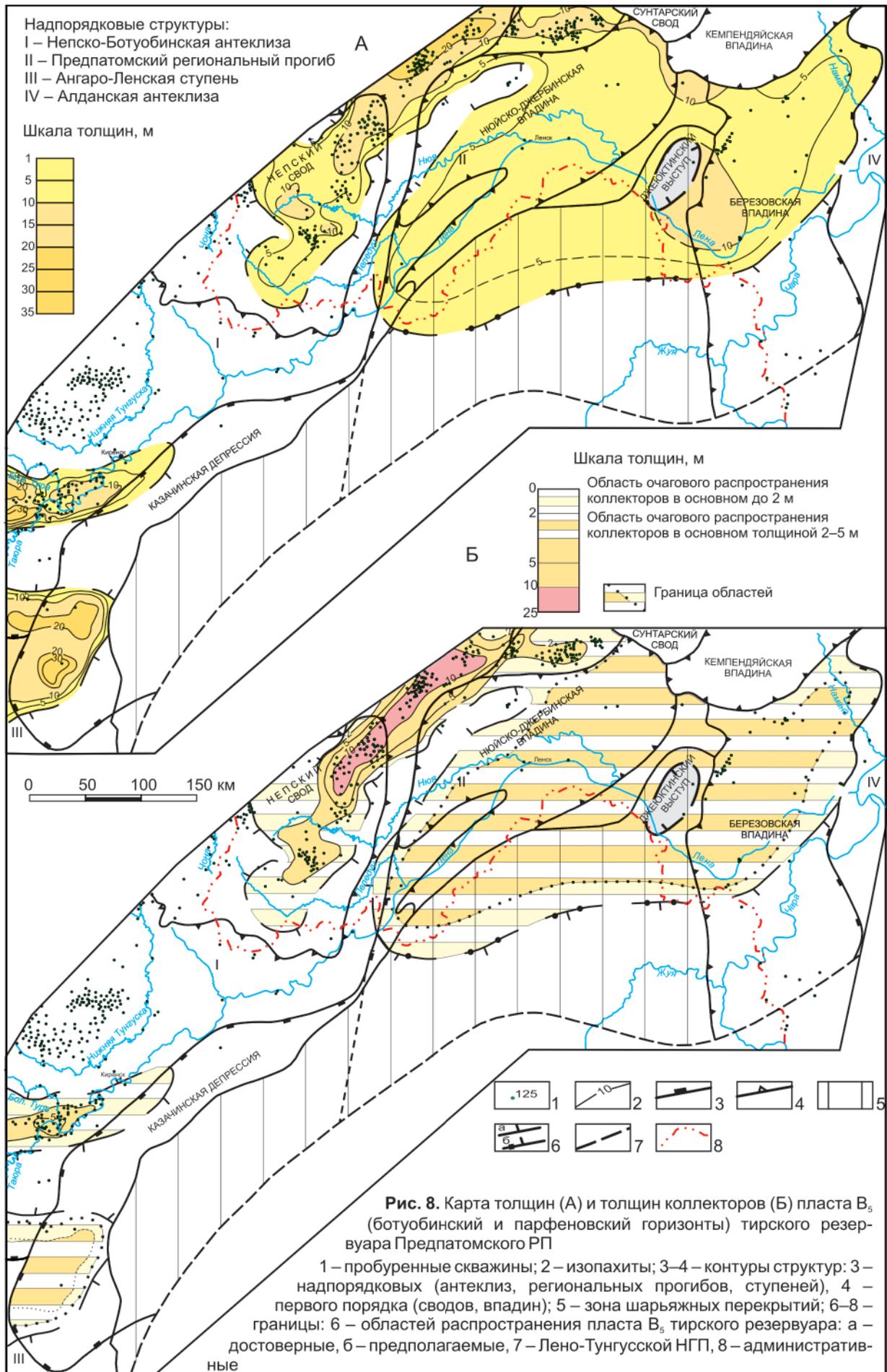
В целом верхненепский резервуар отличается средним, пониженным и низким качеством, зоны среднего качества прогнозируются в основном в Нюйско-Джербинской впадине.

Тирский резервуар распространен преимущественно в северо-восточной части Предпатомского РП, в том числе в поднадвиговой зоне, примыкающей к Нюйско-Джербинской впадине. Представлен породами разного состава: терригенно-сульфатно-карбонатными, глинисто-карбонатными, сульфатно-карбонатными и галогенно-сульфатно-карбонатными одноименного горизонта (бюкская и тирская свиты) (см. рис. 1). Толщина резервуара изменяется от 100 до 500 м, максимальная прогнозируется в Нюйско-Джербинской впадине, а в юго-западном и северо-западном на-

правлениях относительно постепенно уменьшается до минимальных значений.

Проницаемый комплекс резервуара включает низы бюксской и тирской свит и представлен двумя пластами разного стратиграфического положения и состава: нижним песчаным (ботуобинский, парфеновский горизонты; пласт В₅) и верхним карбонатным (телгеспитский пласт, пласт В₁₂). Далее будут описаны модели строения и перспективы нефтегазоносности только нижнего песчаного пласта (пласт В₅) и перекрывающего флюидоупора.

Продуктивный пласт В₅ (ботуобинский, парфеновский горизонты) на рассматриваемой территории распространен не повсеместно. Он развит почти во всей Нюйско-Джербинской впадине, в северной половине Березовской и в прилегающих к ним участкам поднадвиговой зоны, а также на двух участках юго-западной половины Казачинской депрессии (рис. 8). Толщина пласта изменяется от нескольких до 35 м, максимальная





(больше 20 м) прогнозируется на крайнем юго-западе Казачинской депрессии, а на большей части территории распространения обычно не превышает 10 м. Он наиболее часто представлен песчаниковым, преимущественно песчаниковым и аргиллитово-алевролитово-песчаниковым типами разрезов. Наиболее широко распространены первые два.

Коллекторы пласта имеют очаговое развитие. Толщина их обычно не превышает 5 м (см. рис. 8). Пористость изменяется от 10 до 25 %, проницаемость – от нескольких до $3000 \cdot 10^{-3}$ мкм². Улучшенные фильтрационно-емкостные свойства коллекторов характерны для Нюйско-Джербинской впадины.

Флюидоупор тирского резервуара в Предпатомском РП распространен повсеместно. Толщина его изменяется от 80 до 500 м (рис. 9). По литологическому составу выделяются три типа разреза: галогенно-сульфатно-карбонатный, терригенно-сульфатно-карбонатный и глинисто-карбонатный. Первый тип разреза развит наиболее широко и обеспечивает весьма высокие экранирующие свойства флюидоупора. Третий тип разреза распространен в восточной и юго-восточной окраинных частях Березовской впадины, где его качество высокое. В юго-западной части Казачинской депрессии развит второй тип разреза, и его качество также высокое (см. рис. 9).

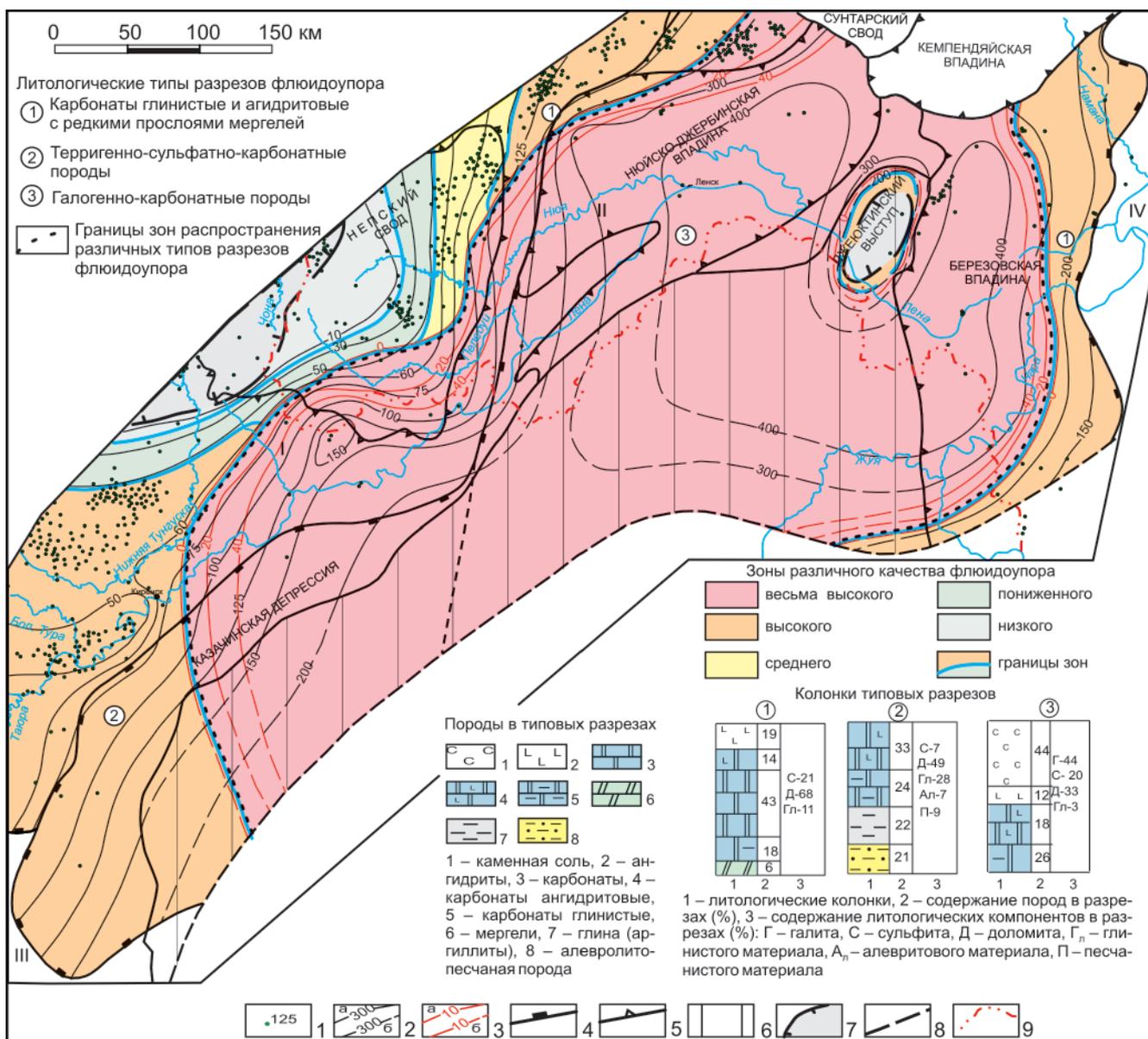
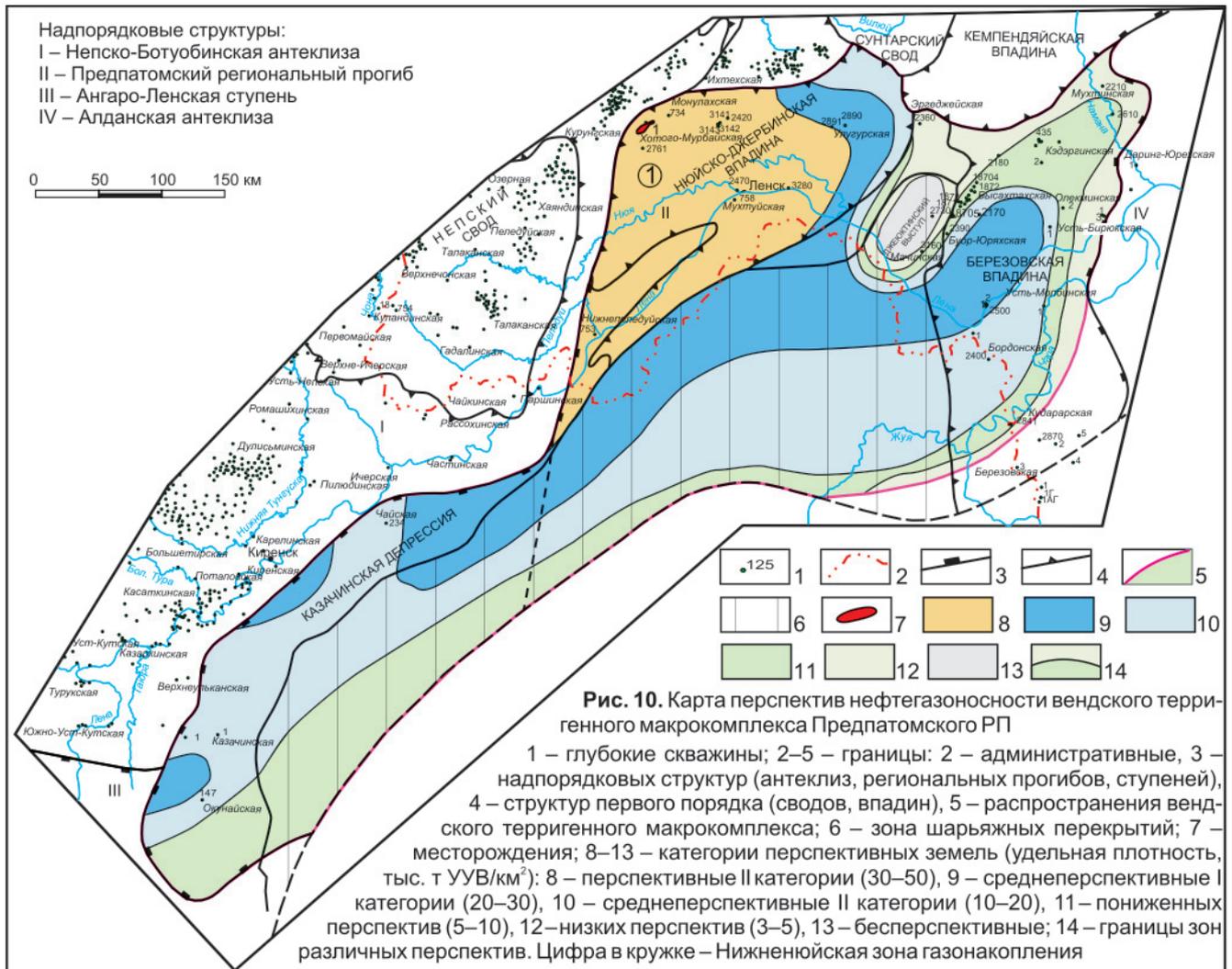


Рис. 9. Карта прогноза качества флюидоупора тирского резервуара Предпатомского регионального прогиба



Количественная оценка перспектив нефтегазоносности вендского терригенного макрокомплекса и составляющих его региональных резервуаров

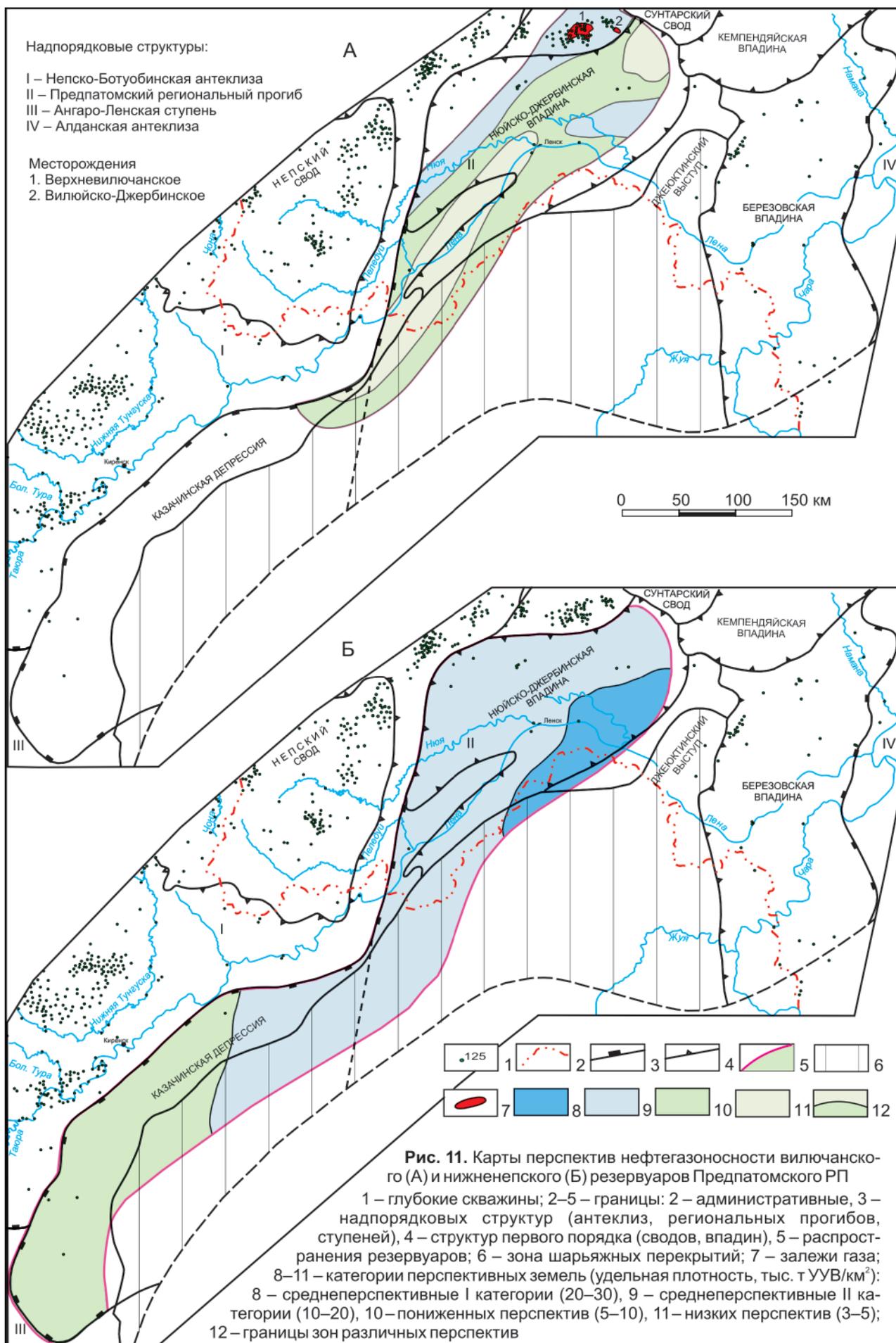
В соответствии с количественной оценкой перспектив нефтегазоносности начальные суммарные ресурсы УВ вендского терригенного макрокомплекса Предпатомского регионально-го прогиба оцениваются в 4741 млн т условных углеводородов (УУВ), по категориям C_1+C_2 , C_3 , D_1 , D_2 и D_2^1 (поднадвиговая зона) 11, 0, 735, 2419 и 1575 млн т УУВ соответственно. Соотношение промышленных запасов, перспективных и прогнозных ресурсов УВ составляет 0,2; 0; 98,8 %. Следовательно, основная часть прогнозируемых ресурсов УВ вендского терригенного макрокомплекса рассматриваемого региона (4730 млн т УУВ, или 99,8 %) представлена прогнозными ресурсами. Наибольшие объемы суммарных ресурсов УВ прогнозируются в Нюйско-Джербинской впадине (3248 млн т УУВ, 68,5 %), меньше в Казачинской депрессии (1064 млн т УУВ, 22,4 %), минимальные – в Березовской впадине (429 млн т, 9,1 %).

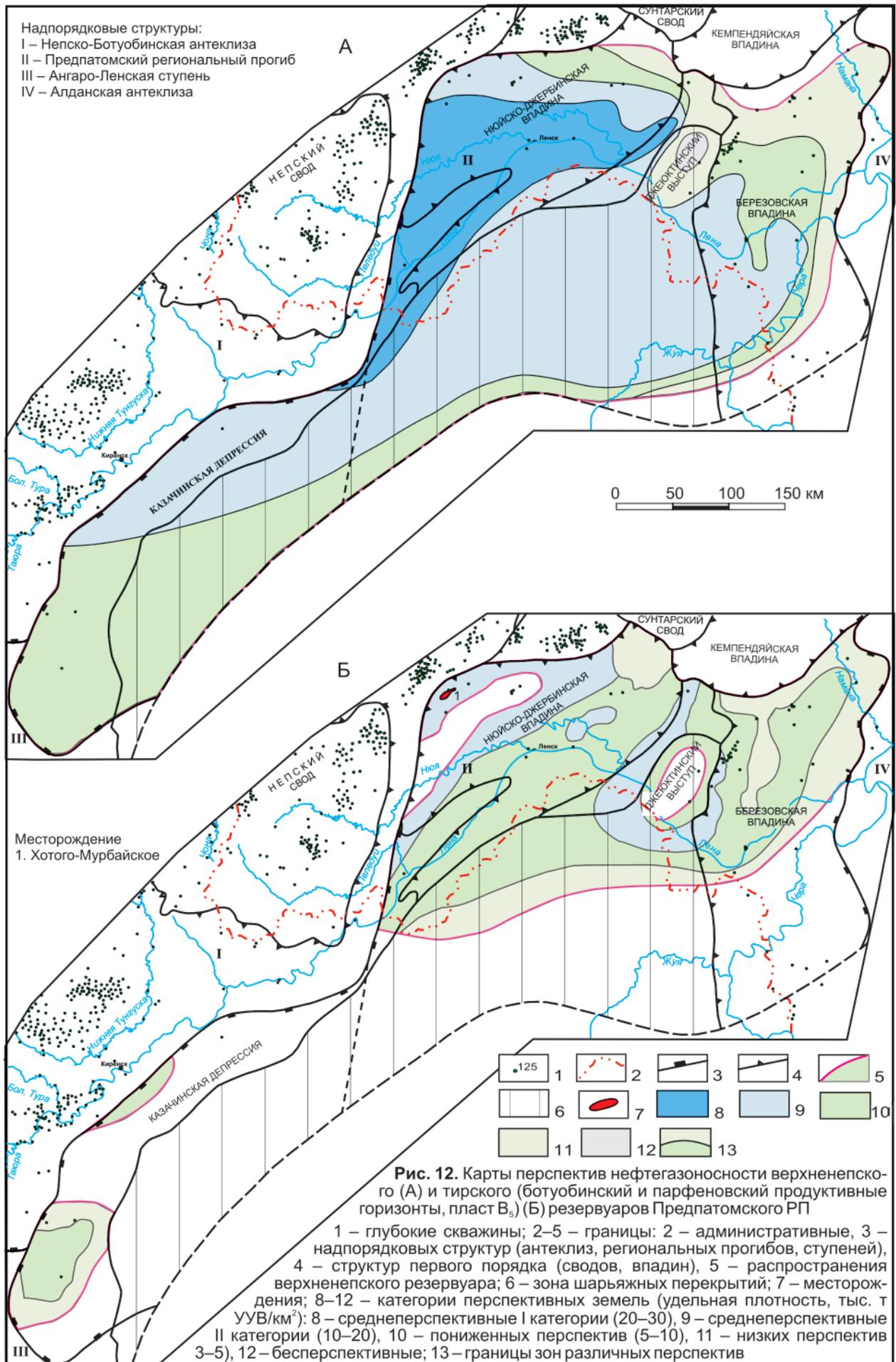
Распределение начальных суммарных ресурсов УВ вендского терригенного макрокомплекса по резервуарам следующее: наибольшие

прогнозируются в верхненепском резервуаре (2443 млн т УУВ, 51,5 %), меньше – в нижненепском (1267 млн т УУВ, 26,7 %), еще меньше – в пласте V_5 тирского резервуара (723 млн т УУВ, 15,2 %), минимальные – в вилючанском (308 млн т УУВ, 6,6 %).

Основной объем начальных суммарных ресурсов УВ вендского терригенного макрокомплекса Предпатомского РП составляет газ (4429 млрд м³, 93,4 %), существенно меньший – нефть (162 млн т, 3,4 %) и конденсат (150 млн т, 3,2 %).

Результаты количественной оценки перспектив нефтегазоносности вендского терригенного макрокомплекса свидетельствуют о том, что в Предпатомском региональном прогибе распространены земли разных перспектив: перспективные II категории, среднеперспективные I и II категорий, пониженных, низких перспектив и бесперспективные (рис. 10). Перспективные земли прогнозируются в северо-западной части Нюйско-Джербинской впадины. Они выделены в качестве Нижненюйской зоны газонакопления, площадь которой составляет 29 тыс. км², а прогнозные ресурсы газа оценены около 750 млрд м³. Среднеперспективные земли I категории в форме







полосы огибают с юго-востока отмеченную зону газонакопления и развиты в центральной части Березовской впадины, а также в виде трех небольших по площади участков – в Казачинской депрессии. Земли пониженных и низких перспектив простираются вдоль юго-восточной и северо-восточной границ Предпатомского РП. Бесперспективные земли прогнозируются в центральной части Дженюктинского выступа.

В в и л ю ч а н с к о м р е з е р в у а р е прогнозируется 308 млн т начальных суммарных ресурсов УУВ по категориям D_2 и D_2^1 (поднадвиговая зона), из них газа 303 млрд m^3 , конденсата 5 млн т, причем основная часть (274 млн т УУВ) – в Нюйско-Джербинской впадине, небольшой объемом (34 млн т УУВ) – в Казачинской депрессии.

В Предпатомском РП выделяются земли различных перспектив вилючанского резервуара – от среднеперспективных II категории до земель низких перспектив (рис. 11). Наиболее перспективные земли прогнозируются на двух локальных участках в Нюйско-Джербинской впадине. Один из них, наиболее обширный, протягивается в виде полосы вдоль северо-западной границы выклинивания отложений резервуара. Второй, изометричный по форме, приурочен к северо-восточной границе их выклинивания. Земли низких перспектив также выделены на двух разных по площади участках. Первый, наибольший по площади, простирается в виде полосы от северо-восточного окончания Казачинской депрессии до центральной части Нюйско-Джербинской впадины. Второй участок низких перспектив находится на крайнем северо-востоке Нюйско-Джербинской впадины, на границе с Сунтарским сводом. На остальной (большей) части территории распространения резервуара расположены земли пониженных перспектив.

В н и ж н е н е п с к о м р е з е р в у а р е объем прогнозируемых начальных суммарных ресурсов УУВ составляет 1267 млн т УУВ по категориям D_2 и D_2^1 , из них газа 1160 млрд m^3 , нефти 74 млн т, конденсата 33 млн т. Большая их часть (862 млн т УУВ) предполагается в Нюйско-Джербинской впадине, остальные (404 млн т УУВ) – в Казачинской депрессии.

В Предпатомском РП распространены земли разных перспектив нижненепского резервуара: среднеперспективные земли I категории, среднеперспективные земли II категории и земли пониженных перспектив (см. рис. 11). Наиболее перспективные земли распространены ограниченно только в восточной части Нюйско-Джербинской впадины, наиболее широко развиты среднеперспективные земли II категории. Они прогнозируются на остальной (большей) части впадины и на северо-восточной половине Казачинской депрессии. Земли пониженных перспектив охватывают юго-западную часть указанной депрессии.

В в е р х н е н е п с к о м р е з е р в у а р е сосредоточен наибольший объем прогно-

зируемых начальных суммарных ресурсов УУВ по категориям D_2 и D_2^1 : 2443 млн т УУВ, из них газа 2269 млрд m^3 , нефти 88 млн т и конденсата 86 млн т.

На рассматриваемой территории прогнозируется развитие земель различных перспектив верхненепского резервуара – от среднеперспективных I категории до земель низких перспектив (рис. 12). Наиболее перспективные земли охватывают центральную и юго-западную части Нюйско-Джербинской впадины, а также смежный, весьма ограниченный по площади, участок Казачинской депрессии. Среднеперспективные земли II категории прогнозируются почти на всей площади поднадвиговой зоны и смежных участках Березовской, Нюйско-Джербинской впадин и Казачинской депрессии, а земли пониженных и низких перспектив – в северной половине Березовской впадины и на юге Казачинской депрессии.

В т и р с к о м р е з е р в у а р е прогнозируются начальные суммарные ресурсы УУВ в объеме 723 млн т УУВ по категориям D_1 и D_2^1 , в том числе газа 697 млрд m^3 , конденсата 26 млн т. Основная часть их (532 млн т УУВ) прогнозируется в Нюйско-Джербинской впадине, меньше (131 млн т УУВ) – в Березовской впадине и существенно меньше (60 млн т УУВ) – в Казачинской депрессии.

В Предпатомском РП выделяются четыре категории земель: среднеперспективные II категории, пониженных перспектив, низких перспектив и бесперспективные (см. рис. 11). Наиболее перспективные земли отмечаются в трех участках Нюйско-Джербинской впадины: два наиболее обширных – в северо-западной и юго-восточной частях впадины, а третий, существенно меньший, – в центральной. Земли пониженных перспектив развиты почти на всей остальной площади Нюйско-Джербинской впадины, в северной части Березовской впадины и на участках распространения резервуара в Казачинской депрессии, все прочие участки – это земли низких перспектив и бесперспективные.

Выводы

В результате выполненных исследований впервые для всего Предпатомского РП разработаны емкостные и экранирующие модели строения вилючанского, нижненепского, верхненепского и тирского резервуаров вендского терригенного макрокомплекса. Они свидетельствуют о том, что экранирующие свойства флюидоупоров отмеченных резервуаров почти на всей территории прогиба высокие, из них весьма высоким качеством обладает только тирский флюидоупор, перекрывающий вендский терригенный макрокомплекс.

Проницаемые комплексы резервуаров характеризуются средними и пониженными показателями пористости и проницаемости, причем снизу



вверх по разрезу отмечается тенденция к их возрастанию. Коллекторы проницаемых комплексов имеют в основном очаговое распространение, толщина их изменяется от нескольких до 40 м.

Анализ толщин региональных резервуаров вендского терригенного макрокомплекса позволил наметить на рассматриваемой территории днище и юго-восточный борт древнего предгорного прогиба. Днище его предположительно простиралось в виде полосы северо-восточной ориентировки от юго-западной периклинали Непско-Ботуобинской антеклизы (Южно-Усть-Кутская, Верхнеульканская площади бурения) до зоны сочленения Сунтарского свода и Кемпендэйской впадины. Юго-восточнее от этого структурного элемента прогнозируется юго-восточный борт отмеченного прогиба, который в поздненепское время, по-видимому, простирался до современной границы Лено-Тунгусской НГП.

Выраженные в Предпатомском региональном прогибе надвиговые деформации, по существу, не повлияли на перспективы нефтегазоносности вендских терригенных отложений, поскольку они залегают ниже поверхности проявления, составляя автохтонную часть разреза.

Результаты впервые выполненной количественной оценки перспектив нефтегазоносности Предпатомского РП на уровне региональных резервуаров вендских терригенных отложений показали, что они обладают большими перспективами нефтегазоносности, чем представлялось ранее. Начальные суммарные ресурсы УВ составляют 4741 млн т УУВ, в том числе газа 4429 млрд м³, нефти 162 млн т, конденсата 150 млн т. Почти все они (4730 млн т УУВ, 99,8 %) относятся к категориям прогнозных, 1575 млн т УУВ (33,2 %) из них прогнозируется в зоне шарьяжных перекрытий.

Наиболее перспективные земли вендского терригенного макрокомплекса в целом и содержащиеся в нем региональных резервуаров вероятны в северо-западной части Нюйско-Джербинской впадины. Здесь прогнозируется Нижненюйская зона газонакопления площадью 29 тыс. км² с прогнозными ресурсами УВ около 750 млрд м³.

В заключение следует отметить, что, кроме вендских терригенных отложений, комплексная характеристика которых приведена выше, в Предпатомском региональном прогибе повсеместно распространен верхневендско-нижнекембрийский карбонатный макрокомплекс, в котором выделены четыре продуктивных и перспективных горизонта: телгеспитский (пласт Б₁₂), преобразованный (пласт Б₁₀), юряхский (пласты Б₅, Б₃₋₄) и осинский (пласты Б₂, Б₁), которые, по предварительным данным, также обладают достаточно высокими перспективами нефтегазоносности, в них прогнозируется не только газ, но и нефть.

Приведенные материалы свидетельствуют, что Предпатомский региональный прогиб – крупный потенциальный объект проведения нефтега-

зопоисковых работ и подготовки запасов углеводородного сырья в Восточной Сибири.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Гайдук, В. В.** Чешуйчато-надвиговая структура Нюйско-Джербинской впадины [Текст] / В. В. Гайдук // Проблемы поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа Якутии. – Якутск : ЯНЦ СО РАН, 1993. – С. 53–60.
2. **Калинко, М. К.** Основные закономерности распределения нефти в земной коре [Текст] / М. К. Калинко. – М. : Недра, 1964. – 207 с.
3. **Ларичев, А. И.** Геохимические критерии нефтегазоносности и история нефтегазообразования в верхнедокембрийских отложениях Сибирской платформы : Автореф. дис. ... к. г.-м. н. [Текст] / А. И. Ларичев. – Новосибирск, 1981. – 22 с.
4. **Ларичев, А. И.** Нефтегазогенерационный потенциал венд-кембрийских резервуаров Непско-Ботуобинской антеклизы и прилегающих территорий [Текст] / А. И. Ларичев, В. И. Чеканов // Геология и геофизика. – 1987. – № 10. – С. 26–33.
5. **Методическое** руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России [Текст]. – М. : ВНИГНИ, 2000. – 189 с.
6. **Мигурский, А. В.** О надвигах на севере Байкало-Патомского нагорья в связи с поисками нефти и газа [Текст] / А. В. Мигурский, В. С. Старосельцев // Проблемы методики поиска, разведки и освоения нефтяных и газовых месторождений Якутской АССР : тез. докл. – Якутск, 1983. – С. 33–35.
7. **Особенности** строения разреза вендско-нижнекембрийских отложений Сибирской платформы, вскрытых Чайкинской параметрической скв. 279 [Текст] / Г. Г. Шемин, А. А. Терлеев, А. А. Постников [и др.] // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2011 – № 4. – С. 21–29.
8. **Поясная** зональность покрово-складчатых структур юга Сибирской платформы [Текст] / М. П. Лобанов, В. М. Сизых, А. В. Синцов [и др.]. – Иркутск : Вост.-Сиб. кн. изд-во, 1990. – 68 с.
9. **Решение** рабочего совещания «Стратиграфия и нефтегазоносность венда-верхнего рифея юго-западной части Сибирской платформы. Стратиграфия и нефтегазоносность венда-верхнего рифея юго-западной части Сибирской платформы» / [Текст]. – Красноярск : КНИИГиМС, 2001. – С. 100–101.
10. **Решение** четвертого Межведомственного регионального стратиграфического совещания по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы [Текст]. – Новосибирск : СНИИГиМС, 1989. – 64 с.
11. **Роль** литогенеза в формировании и сохранении залежей нефти и газа [Текст] / Т. И. Гурова, Т. Ф. Антонова, К. С. Кондрина [и др.]. – М. : Недра, 1974. – 136 с.



12. **Савченко, Г. П.** Условия формирования залежей нефти и газа при струйной миграции в водонасыщенных породах [Текст] / Г. П. Савченко // Вопросы геологии нефтяных месторождений. – М. : Гостоптехиздат, 1968. – С. 86–118.

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

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

15. **Шенфиль, В. Ю.** Поздний докембрий Сибирской платформы [Текст] / В. Ю. Шенфиль. – Новосибирск : Наука, 1991. – 185 с.

© Г. Г. Шемин, 2013

СИБИРСКИЙ ЦЕНТР ОБРАБОТКИ, ИНТЕРПРЕТАЦИИ И ЭКСПЕРТИЗЫ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Создан в 2003 г. в соответствии с принятой концепцией структурных преобразований в ФГУП «СНИИГГиМС» для повышения качества и достоверности геолого-геофизических прогнозов при региональных и поисково-оценочных исследованиях.

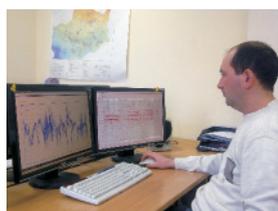
Центр выполняет заказы на создание высококачественной продукции, являющейся результатом обработки и комплексной интерпретации **сейсмических данных** и другой геолого-геофизической информации.

Цель создания центра – обеспечение участия института как ведущей отраслевой организации в реализации крупных проектов по геолого-геофизическим работам на территории Сибири.



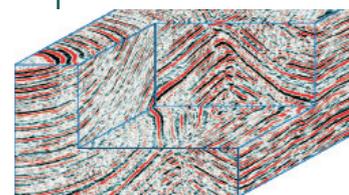
630099, Новосибирск,
Потанинская, 6

Начальник центра
Максим Юрьевич Смирнов
тел./факс (383) 335-71-30,
e-mail: msmirnov@sniiggims.ru



Основные направления деятельности:

- сбор и анализ геолого-геофизических данных;
- обработка и интерпретация сейсмических данных (2D, 3D, 2D-3C, ВСП);
- комплексная геолого-геофизическая интерпретация;
- построение геологических моделей месторождений;
- разработка и внедрение инновационных методик в области обработки и интерпретации геофизических данных



Для базовой обработки и интерпретации геолого-геофизических данных используется **программное обеспечение** известных зарубежных компаний:

ProMAX 2D/3D, GeoGraphix, OpenWorks, SeisWorks, Geocluster (CGG), BONUS (автор А. А. Евдокимов), PostStack/PAL (2003) (Landmark Graphics Inc); KingdomSuite (Seismic Micro Technology).

Геофизический центр оснащен **кластерным суперкомпьютером** от IBM в составе

- 14 блэйд-серверов HS22 (Intel Xeon E5540)
- 1 сервера для ресурсоемких вычислений SB-x3850 M2 SATA Base
- 2 управляющих серверов x3650 M2 (Intel Xeon X5560)

Общая пиковая производительность кластера превышает 3 ТФлопс, суммарное количество ядер 152, суммарный объем оперативной памяти 424 ГБ

и **систем хранения данных** (СХД) от NetAPP общей емкостью 100 ТБ

в составе двух подсистем 3160 и 2050, расположенных в разных зданиях и образующих единое катастрофоустойчивое решение.

