



УДК 553.981.041/.982.041(571.53)

ОСОБЕННОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ И КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЕРЕМИНСКО-ЧОНСКОГО ГИГАНТСКОГО СКОПЛЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Г. Г. Шемин^{1,2}, М. Ю. Смирнов³, А. Г. Вахромеев⁴, С. А. Моисеев¹, А. В. Мигурский⁵

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия; ²Национальный исследовательский Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия; ³ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», Красноярск, Россия; ⁴Институт земной коры СО РАН, Иркутск, Россия; ⁵Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Новосибирск, Россия

Приведены результаты исследований по выяснению тектонических, литолого-фациальных особенностей образования Ереминско-Чонского скопления нефти и газа. Охарактеризованы современные структурные планы и история их формирования. Рассмотрены состав, строение, условия образования, постседиментационные преобразования и фильтрационно-емкостные свойства осинского (пласт Б₁), усть-кутского (пласты Б₃₋₄, Б₅), преобразованного, ербогаченского (пласты Б₁₂, Б₁₃) горизонтов. Оценены качества перекрывающих их флюидоупоров. Изложены методика и результаты количественной оценки перспектив нефтегазоносности продуктивных пластов.

Ключевые слова: пласт, особенности образования, вторичные процессы, коллектор, флюидоупор, нефть, газ, количественная оценка.

FEATURES OF FORMATION AND QUANTATIVE EVALUATION OF PETROLEUM POTENTIAL OF THE EREMIN-CHONA GIANT OIL-AND-GAS ACCUMULATION

G. G. Shemin^{1,2}, M. Yu. Smirnov³, A. G. Vakhromeev⁴, S. A. Moiseev¹, A. V. Migurskiy⁵

¹A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia; ²National Research Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia; ³RN-KrasnoyarskNIPIneft, Krasnoyarsk, Russia; ⁴Institute of the Earth's Crust SB RAS, Irkutsk, Russia; ⁵Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russia

The results of investigations for elucidation of tectonic, lithological and facial features of the Eremin-Chona oil-and-gas accumulation formation are reported. Modern structural plans and the history of their formation are characterized. The composition, structure, formation conditions, post-sedimentation transformations and reservoir properties of the Osa (B₁), Ust'-Kut (B₃₋₄, B₅), Preobrazhenka, Erbogachen (beds B₁₂, B₁₃) horizons are considered. The properties of seals, superposing them, are evaluated. The method and results of the payout beds petroleum potential quantitative evaluation are outlined.

Keywords: bed, features of formation, secondary processes, reservoir, seal, oil, gas, quantitative evaluation.

DOI 10.20403/2078-0575-2018-4-60-78

Ереминско-Чонское скопление нефти и газа (ЕЧС) расположено в Катангском районе Иркутской области и на сопредельной территории Республики Саха (Якутия). В тектоническом отношении оно приурочено к центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА), согласно нефтегазогеологическому районированию находится в центре одноименной нефтегазоносной области. Площадь его составляет 26,5 тыс. км².

В настоящее время вся территория ЕЧС лицензирована. В его пределах выделено 17 лицензионных участков, принадлежащих восьми недропользователям, основные – ОАО «НК «Роснефть», ООО «Газпромнефть-Ангара» и ОАО «Сургутнефтегаз».

В контурах ЕЧС проведены значительные объемы геолого-разведочных работ. Вся его территория покрыта гравиметрической съемкой, большая ее часть – электроразведочными работами ЗСБ. Сейсморазведкой МОВ, вначале в варианте однократного, а начиная с конца 1970-х гг. многократного МОГТ-профилирования, с разной плотностью профилей исследована вся площадь скопления. Последние годы в пределах Верхне-

чонского месторождения и некоторых соседних с ним площадей проводится в значительных объемах трехмерная сейсморазведка МОГТ-3D. Глубокое бурение началось в 1970-е гг., и к настоящему времени пробурено около 200 глубоких скважин на 17 площадях суммарной проходкой 321 тыс. м. Изученность глубоким бурением объекта в целом составляет 12,1 м/км², или 7,2 скважин на тыс. км²; сейсморазведочными работами лучше всего изучена восточная его половина.

В результате ГРП на территории ЕЧС открыто 11 месторождений нефти и газа, содержащих 33 залежи (11 крупных по запасам УВ, 18 – средних, 4 – мелких). Извлекаемые запасы УВ на 01.01.2016 по категориям А+В+С₁+С₂ составляют 1285,6 млн т УУВ, из них 851,7 млн т нефти, 428,1 млрд м³ газа и 5,8 млн т конденсата.

В основном ГРП были направлены на поиски и разведку залежей нефти и газа в вендском терригенном комплексе. Вышезалегающие вендско-нижнекембрийские карбонатные отложения, характеризующиеся более высокими перспективами нефтегазоносности, но более сложным строением,



обычно исследовались попутно. При бурении и испытании скважин использовались традиционные методы. Бурение горизонтальных стволов скважин и их испытание с применением гидроразрыва началось лишь в последнее время при эксплуатации Верхнечонского месторождения.

Впервые ЕЧС было выделено и охарактеризовано в рамках преображенского горизонта в качестве Тетейско-Чонской зоны нефтегазоаккумуляции [10]. Далее на протяжении 20 лет продолжалось уточнение строения и выяснение условий формирования этого объекта. Результаты исследований изложены в публикациях Г. Г. Шемина [12–19].

В последние годы компаниями ОАО «НК «Роснефть» и ООО «Газпромнефть-Ангара» выполнены значительные объемы сейсморазведочных и буровых работ на своих лицензионных участках. В результате существенно приращены запасы углеводородного сырья, причем не только в преображенском горизонте, но и в вышележащих усть-кутском и осинском. Иными словами, и в этих карбонатных горизонтах также выявлена промышленная нефтегазоносность.

В предлагаемой статье впервые приведены результаты исследований по выяснению тектонических и литолого-фациальных особенностей образования ЕЧС и количественная оценка перспектив нефтегазоносности продуктивных пластов (Б₁, Б₃₋₄, Б₅, Б₁₂₋₁₃, В₁₀, В₁₃) вендско-нижнекембрийского подсолевого комплекса, стратиграфическое положение которых приведено на рис. 1.

Тектонические особенности образования ЕЧС

Они достаточно полно рассмотрены в работах А. В. Мигурского [5, 6] и Г. Г. Шемина [12, 17]. Как уже отмечалось, ЕЧС расположено в центральной приподнятой части НБА и включает северо-западную часть Непского свода, осложненную Верхнечонским структурным мысом (с.м.). По кровле всех отмеченных продуктивных пластов скопление выражено однообразно: в виде полукруглой моноклинали с наклоном пород к северу, северо-западу и юго-западу от наиболее приподнятого Верхнечонского с. м. (рис. 2).

Дизъюнктивная тектоника на изучаемой территории проявилась достаточно интенсивно. Она отчетливо выражена семью микрограбенами и четырьмя основными разломами, которые четко проявляются на структурных основах всех продуктивных пластов (см. рис. 2).

Трапповый магматизм в ЕЧС имеет существенно меньшие масштабы, чем в северо-западной части Сибирской платформы. Его магматические образования здесь составляют около 3 % от объема осадочного чехла и представлены преимущественно пластовыми интрузивными телами (силлами), залегающими в верхней части осадочного чехла, в галогенно-карбонатном кембрийском комплексе.

История формирования современных структурных планов НБА, в центральной приподнятой части которой расположено ЕЧС, рассмотрена в работах одного из авторов данной статьи [12, 18]. Планы реконструировались на базе результатов детальной корреляции вендско-нижнекембрийских отложений с учетом факторов, ограничивающих применение метода мощностей [12].

Структурные планы НБА и ЕЧС в вендско-раннепалеозойский период отличались от современных. Северо-западный склон антеклизы в указанное время был наиболее приподнятым участком и составлял юго-восточную сводовую часть крупнейшей положительной структуры – Катангской палеоантеклизы [9]. Это была почти вся территория ЕЧС. Лишь наиболее приподнятая юго-восточная часть скопления располагалась в присводовой части НБА (рис. 3).

Структурный план рассматриваемой территории в среднем палеозое в целом продолжил унаследованное развитие.

Позднепалеозойско-мезозойский период на Сибирской платформе характеризуется высокой тектонической активностью. В это время закладывается и развивается Тунгусская синеклиза [1]. Ее южная часть наложилась на Катангскую палеоантеклизу, в результате активно формируется северо-западный склон НБА, т. е. начали формироваться современные структурные планы ЕЧС.

В послетриасовое время завершилось образование современного структурного плана НБА и, соответственно, ЕЧС.

Следовательно, тектонические особенности формирования ЕЧС заключаются в том, что его территория в отличие от большинства других районов с позднего докембрия и фанерозоя и до настоящего времени располагалась в наиболее приподнятой части Непско-Ботуобинской антеклизы, куда в течение всего этого периода практически непрерывно могли поступать углеводороды из смежных зон нефтегазообразования. Интенсивно проявленная разрывная тектоника способствовала перетоку углеводородов из наиболее погруженных терригенных продуктивных пластов в вышележающие карбонатные. Трапповый магматизм в ЕЧС выражен лишь в верхней части осадочного чехла и негативно не повлиял на перспективы его нефтегазоносности.

Литолого-фациальные особенности образования ЕЧС

Как уже отмечалось, в вендско-нижнекембрийских нефтегазоносных отложениях ЕЧС выделяется семь продуктивных пластов: Б₁, Б₃₋₄, Б₅, Б₁₂₋₁₃, В₁₀ и В₁₃. Далее приведены результаты исследований их литологического состава, строения, условий образования, постседиментационных преобразований, оценки качества коллекторов и перекрывающих флюидоупоров.

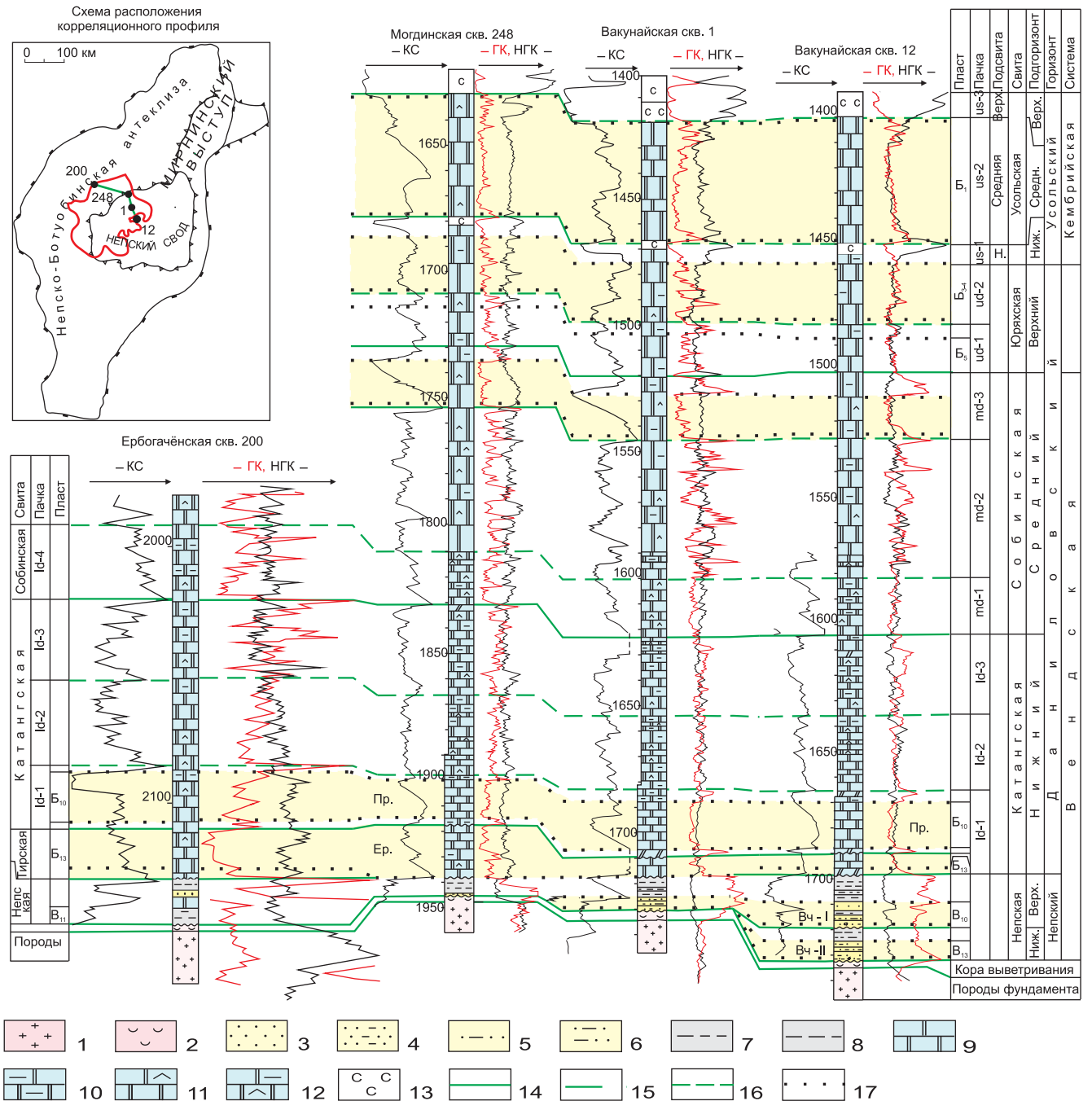


Рис. 1. Стратиграфическое положение продуктивных пластов в вендско-нижнекембрийских отложениях ЕЧС
 1–13 – породы: 1 – фундамента, 2 – коры выветривания, 3 – песчаники, 4 – песчаники алевритистые, 5 – песчаники глинистые, 6 – песчаники глинистые и алевритистые, 7 – алевролиты глинистые, 8 – глины алевритистые, 9 – карбонаты, 10 – карбонаты глинистые, 11 – карбонаты ангидритистые, 12 – карбонаты глинистые и ангидритистые, 13 – каменная соль; 14–17 – границы: 14 – свит, 15 – подсвит, 16 – пачек, 17 – продуктивных пластов

Продуктивные пласты Б₁₂₋₁₃

Пласты Б₁₂ и Б₁₃ разделены доломитовой перемычкой толщиной до 5 м и имеют общий перекрывающий флюидоупор, т. е. являются единым резервуаром. Поэтому сначала приведем их автономную литолого-фациальную характеристику, а затем – единую оценку качества их коллекторов, а также подстилающего тирского и перекрывающего катангского флюидоупоров.

Пласт Б₁₂ залегает в основании катангской свиты и распространен повсеместно. Его толщина

обычно изменяется от 18 до 22 м. Сложен преимущественно доломитами трех основных генетических типов: хемогенного, органогенного (микрофитолитового) и органогенно-обломочного [2, 8, 11].

Хемогенный тип распространен повсеместно и представлен зернистыми доломитами, на долю которых приходится в среднем 10–40 % толщины пласта. Отмечается постоянная примесь глинистого материала и ангидрита. Микрофитолитовый тип доломитов также повсеместно распространен и по со-

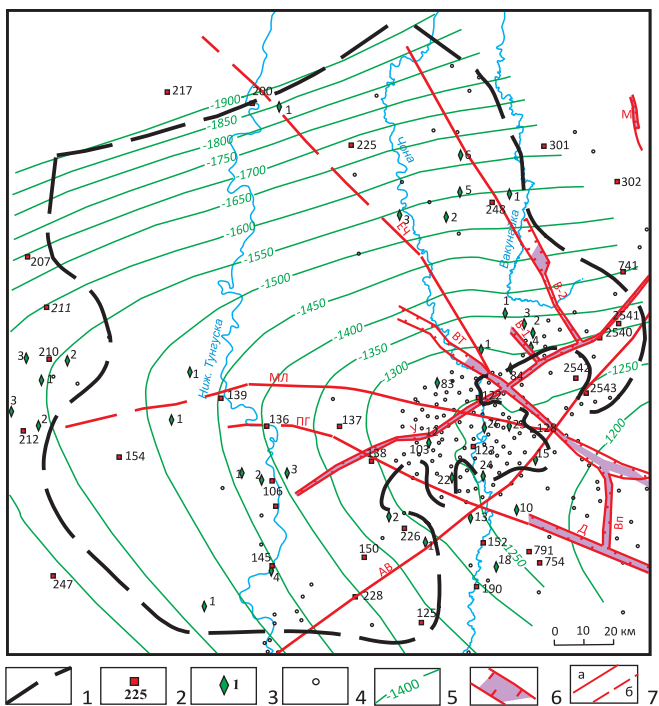


Рис. 2. Структурная карта по кровле пласта B_{10} ЕЧС

1 – граница ЕЧС; 2–4 – скважины: 2 – параметрические, 3 – поисковые, 4 – разведочные; 5 – изогипсы по кровле пласта B_{10} верхнечонского горизонта; 6 – микрограбены (В-1 – Вакунайский-1, В-2 – Вакунайский-2, Вп – Верхнепеледуйский, ВТ – Верхнечонско-Талаканский, Д – Делиндинский, М – Мукокинский, У – Усольский); 7 – основные разломы: а – достоверные, б – менее достоверные (ЕЧ – Ербогачено-Чуйский, МЛ – Могинско-Ленский, ПГ – Преображенско-Гадалинский, АВ – Ангаро-Виллюйский)

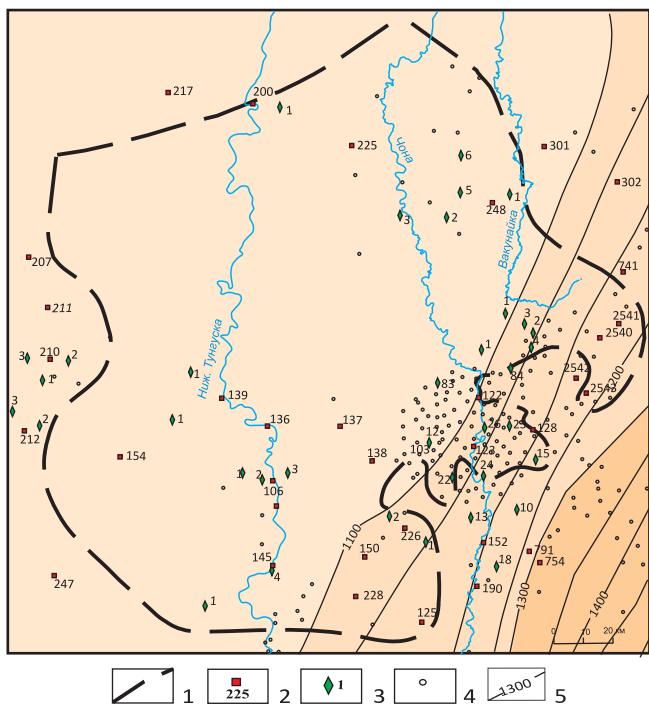


Рис. 3. Палеоструктурная карта подошвы ведского терригенного комплекса на начало формирования отложений ангарской свиты ЕЧС

1 – граница ЕЧС; 2–4 – скважины: 2 – параметрические, 3 – поисковые, 4 – разведочные; 5 – изопихиты

отношению в разрезе (50–70, редко 70–90 %) преобладает над хемогенным. Для него характерно низкое содержание глинистого материала и ангидрита (до 2 %). Органогенно-обломочный тип представлен продуктами разрушения хемогенных и органогенных доломитов.

По соотношению в разрезах отмеченных генетических типов доломитов, степени их глинизации и сульфатности в пределах ЕЧС они подразделяются на два подтипа. Первый в основном представлен микрофитолитовыми (>70 %) и органогенно-обломочными (15–25 %) доломитами, содержащими небольшую примесь глинистого и сульфатного материала. Второй сложен преимущественно микрофитолитовыми (40–70 %) и органогенно-обломочными (10–20 %) доломитами с несколько увеличенной (10–20 %) хемогенной составляющей.

Выяснение условий формирования отложенный пласта B_{12} выполнено по методике В. Д. Ильина и Н. К. Фортунатовой [3]. Повсеместное распространение разрезов первого и второго типов на рассматриваемом скоплении и низкое содержание в них глинистого и сульфатного материала позволили сделать вывод, что отложения пласта B_{12} образовались в основном в условиях шельфовой отмели и на отдельных локальных участках в виде органогенных банок [17].

На территории ЕЧС породы пласта B_{12} преобразованы вторичными процессами. Положительно влияют на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов интенсивно выраженные в них перекристаллизация, трещинообразование и отчасти выщелачивание (рис. 4). Особенно значительно они проявлены в центральной части скопления в виде полосы шириной 40–50 км, простирающейся в субширотном направлении от Санарской площади до Верхнечонского месторождения. Вторичные процессы, отрицательно влияющие на качество коллекторов пласта B_{12} , выражены с меньшей интенсивностью.

Пласт B_{13} выделен в весьма сокращенном стратиграфическом объеме тирской свиты, непосредственно залегающей под преобразованным горизонтом. Пласт распространен лишь в северной половине ЕЧС, плохо изучен бурением. Толщина его изменяется от 7–10 до 25 м. Наибольшие значения отмечаются в северной части скопления.

Представлен пласт преимущественно доломитами микро- и тонкозернистыми послойно ангидритистыми и магнезитоносными, трещиноватыми с незначительной примесью глинистого материала. В нижней его части доминируют хемогенные и биохемогенные доломиты, обогащенные органогенными остатками (до 25 % объема пород), которые вверх по разрезу замещаются доломитами со строматолитовой структурой, послойно обогащенными магнезитом. Верхняя половина пласта сложена доломитами послойно микрофитолитовыми, обломочными, иногда глинистыми.

Из вторичных процессов в значительной степени проявились перекристаллизация, изредка выще-



Рис. 4. Принципиальная схема формирования коллекторов карбонатных продуктивных пластов ЕЧС
1 – фоновые значения процессов: а – раннего диагенеза, б – диакатагенеза; 2 – локальные проявления в виде прослоев

Таблица 1

Характеристика коллекторов и результаты испытания осинского (пласт B_1), усть-кутского (пласты B_{3-4} , B_5), преображенского, ербогаченского (пласты $B_{12, 13}$) и верхнечонского (пласты B_{10} , B_{13}) горизонтов ЕЧС

Пласты	Глубина, м	Свойства коллекторов*				Результаты испытания*		
		Толщина, м	Пористость, %	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Тип	Нефть, м ³ /сут	Газ, тыс. м ³ /сут	Конденсат, м ³ /сут
B_1	1300–1850 (ср. 1550)	От 1–2 до 35 (от 3–5 до 15)	7–25 (8–13)	0,5–160 (3–20)	Каверно-поровый, поровый, трещинно-каверно-поровый	0,4–565 (2–10)	1–119 (10–50)	2–5
B_{3-4}	1350–1900 (ср. 1600)	От 1–2 до 20 (от 2–3 до 10)	7–20 (8–14)	0,5–50 (0,5–10)	Поровый, трещинно-поровый и трещинно-каверно-поровый	0,3–32,7 (2–15)	1–68,2 (3–30)	0,2–4,7
B_5	1400–1950, (ср. 1650)	От 1–2 до 15 (от 2–3 до 7)	7–20 (7–14)	0,5–30 (0,5–5)	Каверно-поровый, порово-трещинно-каверновый	0,8–165 (2–5)	3–173 (5–20)	0,5–2,1
B_{12-13}	1550–2100 (ср. 1850)	2–25 (10–20)	7–20 (8–12)	0,25–300 (0,25–50)	Поровый, порово-трещинный	0,2–29,8 (1–10)	1–150 (2–30,4)	0,2–46,5
B_{10}	1570–1750 (ср. 16500)	2–20 (2–6)	8–25 (10–18)	5–200 (10–100)	Гранулярный	1,3–200 (5–40)	1,5–450 (20–100)	1,8–9,2
B_{13}	1570–1770 (ср. 1670)	2–20 (3–10)	8–20 (8–15)	5–400 (5–50)	«	0,2–150 (10–60)	1–150 (2–30)	2–7,3

*В скобках – преимущественное значение.

лачивание, существенно меньше – сульфатизация, засоление и окремнение.

Органогенный состав пород пластов B_{12-13} и высокая степень их преобразованности постседиментационными процессами обеспечили только на территории ЕЧС почти повсеместное распространение

коллекторов. Толщина их изменяется от нескольких до 25 м, на большей части площади 10–20 м (табл. 1). Следует отметить, что испытание пластов осуществлялось без горизонтальных стволов скважин и без гидроразрывов. На Даниловском выступе фундамента ФЕС карбонатных пластов резко улуч-



шаются, дебиты нефти возрастают до нескольких сотен м³/сут.

ФЕС коллекторов пластов следующие: открытая пористость 7–20 %, межзерновая проницаемость $(0,25–300) \cdot 10^{-3}$ мкм². Распределение открытой пористости и проницаемости по площади скопления в целом согласуется с толщиной коллекторов. Характерна региональная выдержанность толщин пластов и их ФЕС по площади скопления. В целом качество коллекторов оценивается авторами как пониженное.

Тирский флюидоупор, залегающий стратиграфически ниже, в ЕЧС распространен ограниченно, развит лишь в северо-восточной его части, где обладает низкими экраняющими свойствами [12].

Продуктивный пласт Б₅

Включает нижнюю половину тэтэрской свиты и повсеместно распространен на территории ЕЧС. Толщина его изменяется от 18 до 25 м. Он перекрыт глинисто-сульфатно-карбонатными породами толщиной 5–15 м, которые отделяют его от вышележащих пластов Б_{3–4}. Пласт представлен преимущественно доломитами (80–90 % от толщины пласта). Среди них доминируют органогенные, реже встречаются зернистые и спорадически обломочные разновидности.

По генетическим признакам и структурным особенностям ведущее место в разрезах пласта занимают водорослевые доломиты, в виде прослоев встречаются микрофитолитовые. Органогенные породы составляют 40–50 % от толщины пласта, зернистые отмечены в виде прослоев.

Отложения пласта Б₅ формировались в ранне-тэтэрское время в морских условиях, в обстановках внутришельфовой отмели и мелководного шельфа [12, 17]. В условиях внутришельфовой отмели осадки накапливались в юго-западной и центральной его частях, где шло массовое расселение синезеленых водорослей и образовались органогенные карбонатные породы; в обстановке мелководного шельфа – в северном и северо-восточном окраинных участках скопления нефти и газа (хемогенные, органогенные и органогенно-обломочные осадки).

Породы пласта Б₅ подверглись воздействию постседиментационных процессов: перекристаллизации, доломитизации, выщелачивания и галитизации [2] (см. рис. 4). Перекристаллизация достаточно интенсивно проявилась на всей территории скопления. Повсеместной и интенсивной была доломитизация, которая привела к частичной, а прослоями и полной ликвидации водорослевых структур, образовав доломиты замещения. Породы пласта интенсивно затронуты процессом выщелачивания, более равномерно – в водорослевых разностях.

Коллекторы пласта Б₅ на территории ЕЧС имеют очаговое распространение. Толщина их изменяется от 1–2 до 15 м, максимальна она (7,5–15 м), по нашим прогнозам, на трех участках различной величины; наибольший закартирован в южной части

скопления. Средние толщины коллекторов пласта (5–7 м) прогнозируются в центральной части скопления, а минимальные (менее 5 м) – по его краям. Открытая пористость коллекторов 7–20 %, проницаемость – $(0,5–30) \cdot 10^{-3}$ мкм².

Флюидоупором пласта является карбонатно-глинисто-ангидритовая перемычка толщиной 7–15 м, отделяющая его от вышележащих пластов Б_{3–4}. Качество его оценивается как пониженное.

Продуктивные пласты Б_{3–4}

Охватывают верхнюю половину тэтэрской свиты. Толщина их изменяется от 20 до 25 м. Представлены они микрофитолитами, органогенно-обломочными и хемогенными доломитами с прослоями небольшой толщины онколито-оолитовых и водорослевых пород. Содержание доломитов в породах 70–95 %.

Пласты формировались в поздне-тэтэрское время, когда на рассматриваемой территории осадконакопление происходило в морских условиях, в обстановке внутришельфовой отмели. В условиях периодического колебания уровня моря накапливались хемогенные доломитовые илы, а также органогенные и органогенно-обломочные осадки.

Породы пластов Б_{3–4} подверглись процессам перекристаллизации, выщелачиванию, галитизации и ангидритизации. Перекристаллизация проявилась участками в виде пятнообразных скоплений зерен доломита. Весьма неравномерно и в целом незначительно породы пластов затронуты выщелачиванием: в хемогенных доломитах – преимущественно по порам и трещинам, а в водорослевых и оолито-онколитовых прослоях – по всему первичному поровому пространству. Процесс галитизации в породах пластов проявился в целом незначительно и обычно равномерно по разрезу. В целом в породах пластов Б_{3–4} наиболее существенное положительное влияние на формирование коллекторов пластов оказали процессы перекристаллизации и выщелачивания, а ухудшение качества коллекторов обусловлено засолением и сульфатизацией.

Коллекторы пластов в ЕЧС имеют очаговое распространение. Толщина их изменяется от 1–2 до 20 м, преимущественно от 2–3 до 10 м. Наибольшие значения (7,5–20 м) прогнозируются на трех участках, территориально совпадающих с повышенными толщинами коллекторов пласта Б₅. Наибольший находится в южной части скопления, два других – на Могдинской и Вакунайской площадях. Минимальные толщины коллекторов (менее 2,5 м) прогнозируются преимущественно в краевых участках скопления, а средние (5–7,5 м) – на остальной большей части его территории. Открытая пористость коллекторов 7–20 %, проницаемость $(0,5–50) \cdot 10^{-3}$ мкм².

Продуктивный пласт Б₄

Выделяется в объеме среднеусольской подсвисты карбонатного состава, повсеместно распростра-



нен в ЕЧС. Толщина его изменяется от 40 до 70 м. Перекрывают пласт карбонатно-галогенные породы верхнеусольской подсвиты, являющиеся флюидоупором высокого качества.

Литологический состав и строение пласта B_1 весьма разнообразны. В большинстве разрезов скважин в его составе велико значение известняков водорослевых с прослоями органогенно-обломочных, оолито-онколитовых и хемогенных разностей.

По структурным особенностям и вещественному составу пород пласт неоднороден. Ему свойственно одно- и двучленное строение. При одночленном он сложен либо преимущественно известняками (Санарская площадь), либо доломитами (Преображенская, Могдинская площади). При двучленном строении пласт подразделяется на две пачки. В одних разрезах нижняя пачка представлена водорослевыми известняками с прослоями доломитов, а верхняя – доломитами, нередко в сочетании с глинистыми известняками; в других наоборот: нижняя часть доломитовая, верхняя известняковая.

В среднеусольское время осадконакопление происходило в морских условиях, в обстановке внутришельфовой отмели [12]. Здесь накапливались как органогенные и органогенно-обломочные осадки, так и хемогенные илы.

Породы пласта B_1 испытали интенсивную перекристаллизацию, неоднородную доломитизацию, выщелачивание, засоление, локальную сульфатизацию и окремнение [2, 12]. Наиболее существенное положительное влияние на формирование пласта оказали процессы выщелачивания, доломитизации и перекристаллизации. Ухудшение качества коллекторов обусловлено в основном засолением, в меньшей мере сульфатизацией.

Коллекторы пласта имеют очаговое распространение. Толщина их варьирует от нескольких до 35 м, на большей части ЕЧС составляет 10–15 м. ФЕС коллекторов изменяются в широких пределах: открытая пористость 7–25 %, проницаемость $(0,5–160) \cdot 10^{-3}$ мкм².

Флюидоупором пласта B_1 является верхнеусольская подсвита, сложенная галогенно-карбонатными породами толщиной 300–600 м. Качество флюидоупора весьма высокое.

Продуктивный пласт B_{13}

Включает нижнюю, преимущественно песчаную, часть нижненепской подсвиты, залегающую в основании осадочного чехла на породах фундамента. Он распространен весьма ограниченно, охватывая только юго-восточную часть ЕЧС. Толщина пласта изменяется от нескольких до 25 м. Наибольшие ее значения отмечаются на крайнем юго-востоке скопления, а в северо-западном направлении они относительно постепенно уменьшаются вплоть до полного выклинивания пласта.

Отложения пласта образовались в ранневендский этап формирования осадочного чехла Сибир-

ской платформы в условиях прибрежной равнины, временами заливавшейся морем [12].

Коллекторы пласта B_{13} развиты только в юго-восточной части скопления. Их толщина изменяется от 2 до 20 м. Пористость коллекторов 8–20 %, межзерновая проницаемость $(5–400) \cdot 10^{-3}$ мкм².

Флюидоупором пласта B_{13} являются глинистые образования средней и верхней частей нижненепской подсвиты, толщина которой изменяется от 5 до 15 м. Его качество пониженное и низкое.

Продуктивный пласт B_{10}

Пласт соответствует нижней, в основном песчаной, части верхненепской подсвиты, повсеместно распространенной на территории скопления. Сложен преимущественно песчаными отложениями. Толщина его в юго-восточной части скопления обычно изменяется от 10 до 25 м, на остальной большей части обычно не превышает 1–3 м. Отложения пласта B_{10} образовались в условиях прибрежной равнины, временами заливавшейся морем [12].

Коллекторы пласта повсеместно распространены лишь в юго-восточной части ЕЧС, где их толщина изменяется от 2 до 20 м. На существенно большей территории они имеют очаговое распространение и толщина их, по-видимому, не превышает 1 м. Пористость коллекторов 8–25 %, проницаемость $(5–200) \cdot 10^{-3}$ мкм².

Флюидоупором пласта B_{10} являются преимущественно глинистые отложения верхненепской подсвиты, которые развиты на всей площади ЕЧС. Толщина его изменяется от 10 до 30 м. Качество высокое и среднее, лишь в северо-западной окраинной части пониженное.

Следовательно, *литолого-фациальные особенности образования Ереминско-Чонского скопления* нефти и газа, заключаются в следующем.

1. Рассмотренные карбонатные продуктивные пласты образованы в близких фациальных условиях (мелководного шельфа, внутришельфовой отмели, органогенных банок) и представлены в основном органогенными разностями. Они преобразованы преимущественно процессами перекристаллизации, доломитизации и выщелачивания, за счет проявления которых сформировались вторичные коллекторы.

2. Отсутствие тирского флюидоупора, перекрывающего терригенные продуктивные пласты, обеспечило переток углеводородов из них в вышелегающие коллекторы карбонатных пластов, а преимущественно пониженное и низкое качество флюидоупоров между этими пластами – миграцию УВ внутри подсолевого карбонатного комплекса.

3. Сохранность залежей углеводородов всего вендско-нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса ЕЧС обеспечена вышелегающим верхнеусольским флюидоупором высокого качества.

Таким образом, на протяжении всего фанерозойского периода тектонические и литолого-фаци-



альные особенности образования были благоприятными для формирования и сохранения залежей углеводородов в ЕЧС. Только в пределах этого объекта они обеспечили промышленную нефтегазонасность всех продуктивных пластов вендско-нижнекембрийского подсолевого нефтегазоносного комплекса.

Методика и результаты количественной оценки перспектив нефтегазонасности продуктивных пластов ЕЧС

Методика количественной оценки

При выполнении количественной оценки перспектив нефтегазонасности продуктивных пластов ЕЧС, учитывая разную степень выявленной нефтегазонасности, мы использовали объемный метод и геологический способ по удельным плотностям запасов углеводородов на единицу площади. Поскольку пласты B_{12-13} в пределах рассматриваемого скопления характеризуются практически повсеместным развитием нефтенасыщенных коллекторов, оценка их ресурсов углеводородов осуществлена первым методом. Остальные продуктивные пласты скопления отличаются очаговым распределением нефтегазонасыщенных коллекторов. В них прогнозируются ограниченные по площади ловушки. Ресурсы углеводородов этих продуктивных пластов оценены геологическим способом.

Объемный метод обычно используется для оценки запасов нефти и газа выявленных залежей углеводородов. К оценке ресурсов углеводородов пластов B_{12-13} ЕЧС он применен достаточно условно, поскольку скопление включает совокупность еще не оконтуренных залежей углеводородов, и площадь его составляет 26,5 тыс. км². Тем не менее авторы статьи использовали именно объемный метод, поскольку других не существует.

Для реализации метода вся территория рассматриваемого скопления, исключая площади выявленных залежей углеводородов, на основании распределения на его площади толщин нефтенасыщенных коллекторов и территориального положения региональных разломов, была разделена на 10 расчетных участков (условных залежей) (рис. 5). Подсчетные параметры этих «залежей» и результаты оценки их запасов нефти приведены в табл. 2. Следует отметить, что в табл. 2 приведена суммарная оценка запасов нефти, газа и конденсата по категориям $A+B+C_1$ и C_2 месторождений им. Б. Синявского, им. Савостьянова, им. В. Б. Мазура, им. Н. Лисовского, Верхнечонского, Вакунайского, Северо-Вакунайского, Тымпучиканского, Ингьянского, Северо-Даниловского и Ербогаченского по состоянию на 01.01.2016. Авторская оценка ресурсов нефти, газа и конденсата продуктивных пластов B_{12-13} выполнена по категории C_2^1 , а всех других продуктивных пластов – по категории D_1 .

Геологический способ по удельным плотностям запасов углеводородов на единицу площади изложен в последнем «Методическом руководстве по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России» [4]. Суть его заключается в следующем: выделяются хорошо изученные нефтегазоносные объекты, принимаемые за эталонные участки, а затем установленные плотности ресурсов углеводородов переносятся на прогнозируемые (расчетные) участки за счет использования геологических параметров, контролирующих перспективы нефтегазонасности.

Для количественной оценки перспектив нефтегазонасности продуктивных пластов B_1 , B_{3-4} , B_5 , V_{10} и V_{13} использовались шесть эталонных участков: Среднеботубинский, Талаканский (пласт B_1), Даниловские (пласты B_{3-4} , B_5) и Верхнечонские (пласты V_{10} , V_{13}). Их полная характеристика приведена в монографии [7].

В качестве основных геологических параметров для переноса плотностей ресурсов углеводородов из эталонных участков в расчетные использовались гипсометрия современного структурного плана, начальный нефтегазогенерационный потенциал нефтематеринских пород, качество флюидоупоров и толщина коллекторов.

Результаты количественной оценки

Начальные суммарные ресурсы углеводородов (НСР) вендско-нижнекембрийского подсолевого комплекса ЕЧС оцениваются в 12890,1 млн т условных углеводородов (УУВ), что соответствует 49,5 % последней (2009 г.) официальной оценки ресурсов УУВ всей территории Непско-Ботубинской НГО. Из них ресурсы нефти оцениваются в 11406,0 млн т (88,5 %), газа – 1462,9 млрд м³ (11,3 %) и конденсата – 20,7 млн т (0,2 %). Извлекаемые ресурсы нефти, газа и конденсата соответственно равны: 1806,5 млн т (55,0 %); 1462,9 млрд м³ (44,5 %) и 15,7 млн т (0,5 %) (табл. 3).

Среди продуктивных пластов наибольшими НСР УВ обладают пласты B_{12-13} – 8023,8 млн т (62,3 %), существенно меньшими – пласты B_{3-4} , B_5 и B_1 соответственно – 1615,5 млн т (12,6 %); 1094,1 млн т (8,5 %) и 996,5 млн т (7,7 %), минимальными – пласты V_{13} и V_{10} , 677,1 млн т (5,2 %) и 482,6 млн т (3,7 %) соответственно. Накопленная добыча, запасы и ресурсы УВ по категориям А, В, C_1 , C_2 , $C_2^*+D_1$ (авторы выполнили оценку ресурсов нефти, газа и конденсата для пластов B_{12-13} по категории C_2^* , поскольку бурением закартировано почти повсеместное насыщение их углеводородами) скопления равны 45,8 (0,1 %), 798,3 (6,3 %), 3632,7 (28,3 %), 5961,0 (46,3 %) и 2452,3 (19,0 %) млн т УУВ соответственно, т. е. степень разведанности ресурсов УВ в ЕЧС составляет 34,7 %.

Продуктивные пласты B_{12-13} обладают наибольшими перспективами нефтегазонасности в ЕЧС. НСР УВ этих пластов составляют 8023,8 млн т УУВ, из

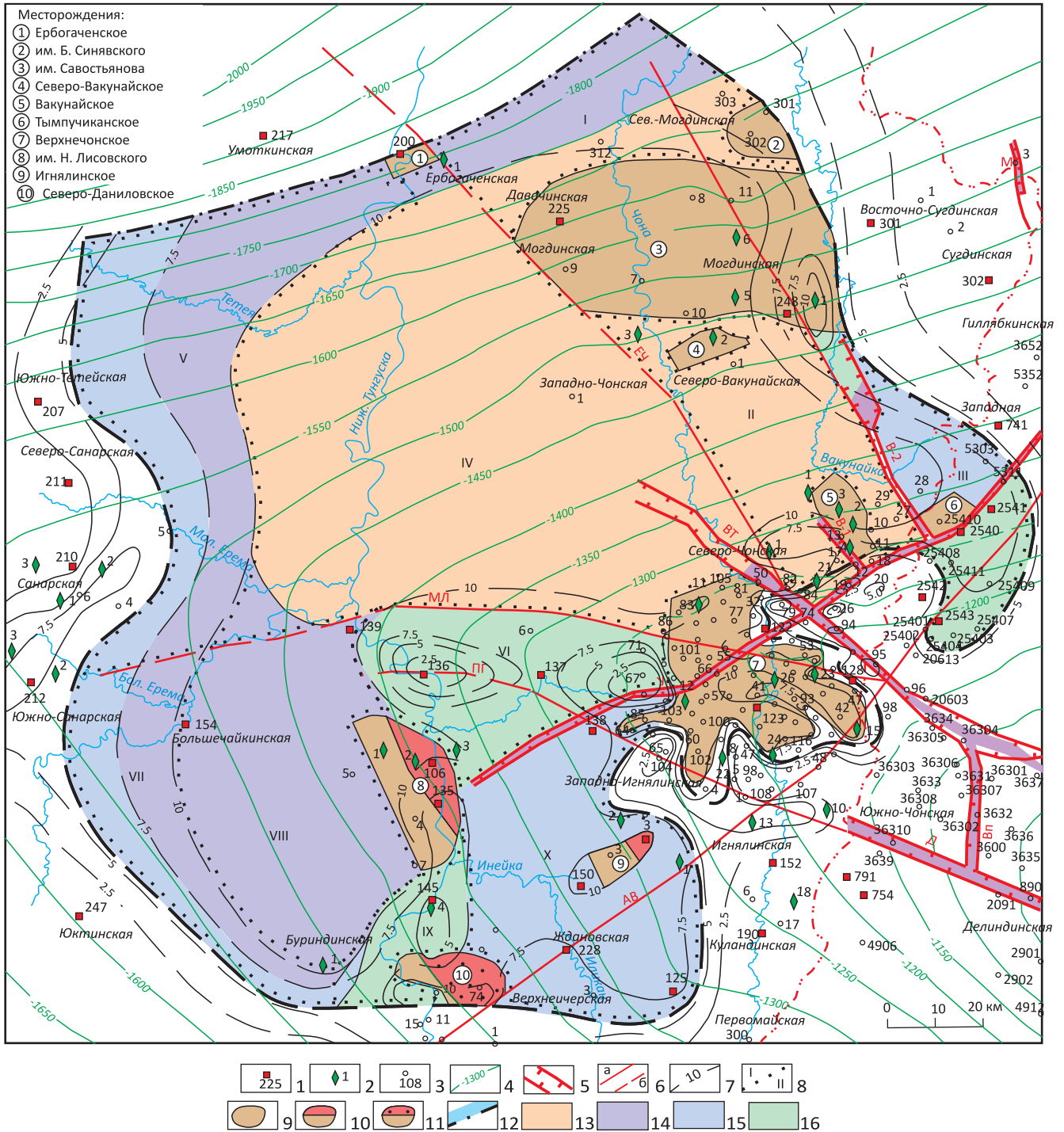


Рис. 5. Карта прогноза плотностей извлекаемых ресурсов углеводородов преобразенского резервуара (пласты Б₁₂₋₁₃) ЕЧС 1–3 – скважины: 1 – параметрические, 2 – поисковые, 3 – разведочные; 4 – изогипсы кровли преобразенского продуктивного пласта (пласт Б₁₂); 5 – микрограбены (В-1 – Вакунайский-1, В-2 – Вакунайский-2, Вп – Верхнепеледуйский, ВТ – Верхнечонско-Талаканский, Д – Делиндинский, М – Мукокинский, У – Усольский); 6 – основные разломы: а – достоверные, б – менее достоверные (ЕЧ – Ербогачено-Чуйский, МЛ – Могинско-Ленский, ПГ – Преобразенско-Гадалинский, АВ – Ангаро-Вилюйский); 7 – изопахиты коллекторов; 8 – контуры расчетных участков; 9–11 – залежи УВ: 9 – нефтяные, 10 – газонефтяные, 11 – нефтегазоконденсатные; 12 – условный ВНК; 13–16 – плотности извлекаемых ресурсов углеводородов (тыс. т/км²): 13 – 30–50, 14 – 20–30, 15 – 10–20, 16 – 5–10

них нефти 7412,1 млн т (92,4 %), газа 609,3 млрд м³ (7,6 %) и конденсата 2,4 млн т (0,1 %), извлекаемые ресурсы равны: 888,3 млн т (59,3 %); 609,3 млрд м³ (40,6 %) и 1,8 млн т (0,1 %) соответственно.

Запасы и ресурсы УВ пластов Б₁₂₋₁₃ категорий А+В+С₁, С₂ и С₂* равны 183,1 (2,3 %), 1286,2 (16,0 %) и 6554,4 (81,7 %) млн т УУВ соответственно.

Распределение начальных суммарных извлекаемых ресурсов УВ¹ по площади скопления

¹ В связи с тем что плотности ресурсов УВ продуктивных пластов Б₁₂₋₁₃ выше, чем остальных пластов, почти на порядок, значения их плотностей приведены в качестве извлекаемых, а остальных пластов – в качестве геологических.

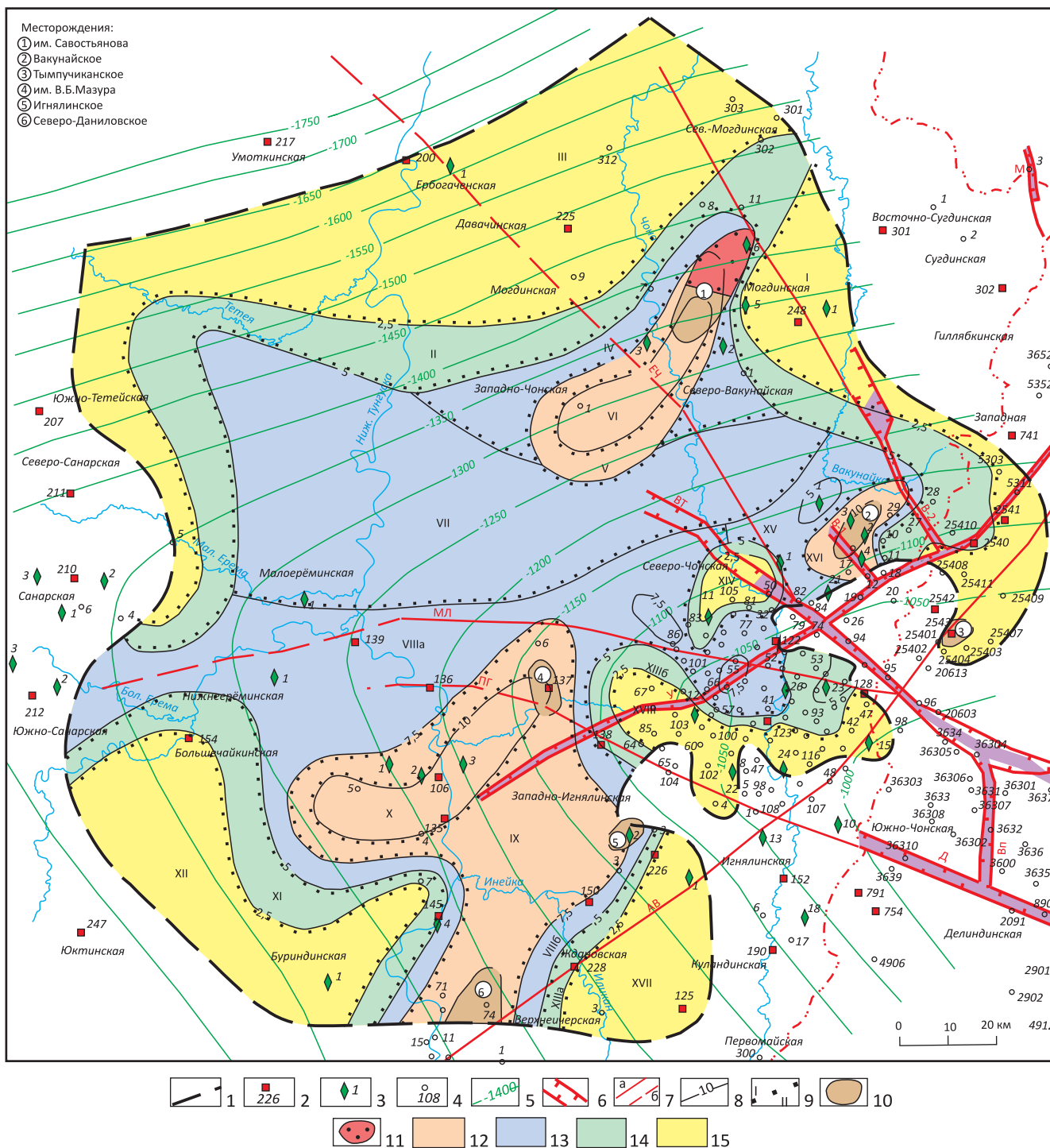


Рис. 6. Карта прогноза плотностей начальных суммарных ресурсов углеводородов пласта B₅ усть-кутского горизонта ЕЧС 1 – граница ЕЧС; 2–4 – скважины: 2 – параметрические, 3 – поисковые, 4 – разведочные; 5 – изогипсы по кровле пласта B₅ усть-кутского горизонта; 6 – микрограбены (В-1 – Вакунайский-1, В-2 – Вакунайский-2, Вп – Верхнепеледуйский, ВТ – Верхнечонско-Талаканский, Д – Делиндинский, М – Мукокинский, У – Усольский); 7 – основные разломы: а – достоверные, б – менее достоверные (ЕЧ – Ербогачено-Чуйский, МЛ – Могинско-Ленский, ПГ – Преображенско-Гадалинский, АВ – Ангаро-Вилуйский); 8 – изопакиты очагового распространения коллекторов; 9 – контуры расчетных участков, использованные при количественной оценке перспектив нефтегазоносности пластов; 10–11 – залежи: 10 – нефтяные, 11 – нефтегазоконденсатные; 12–15 – плотности начальных суммарных ресурсов углеводородов (тыс. т/км²): 12 – 30–50, 13 – 20–30, 14 – 10–20, 15 – 5–10

нефти и газа следующее (см. рис. 6). По степени перспектив выделяются четыре категории земель с плотностями извлекаемых ресурсов углеводородов: 30–50, 20–30, 10–20 и 5–10 тыс. т УУВ/км² соответственно.

Наибольшие плотности НСР УВ пластов прогнозируются в центральной и северо-восточной частях ЕЧС, несколько меньшие – на существенно меньшей территории, в виде полосы, огибающей более перспективные земли с северо-запада и запада. Еще

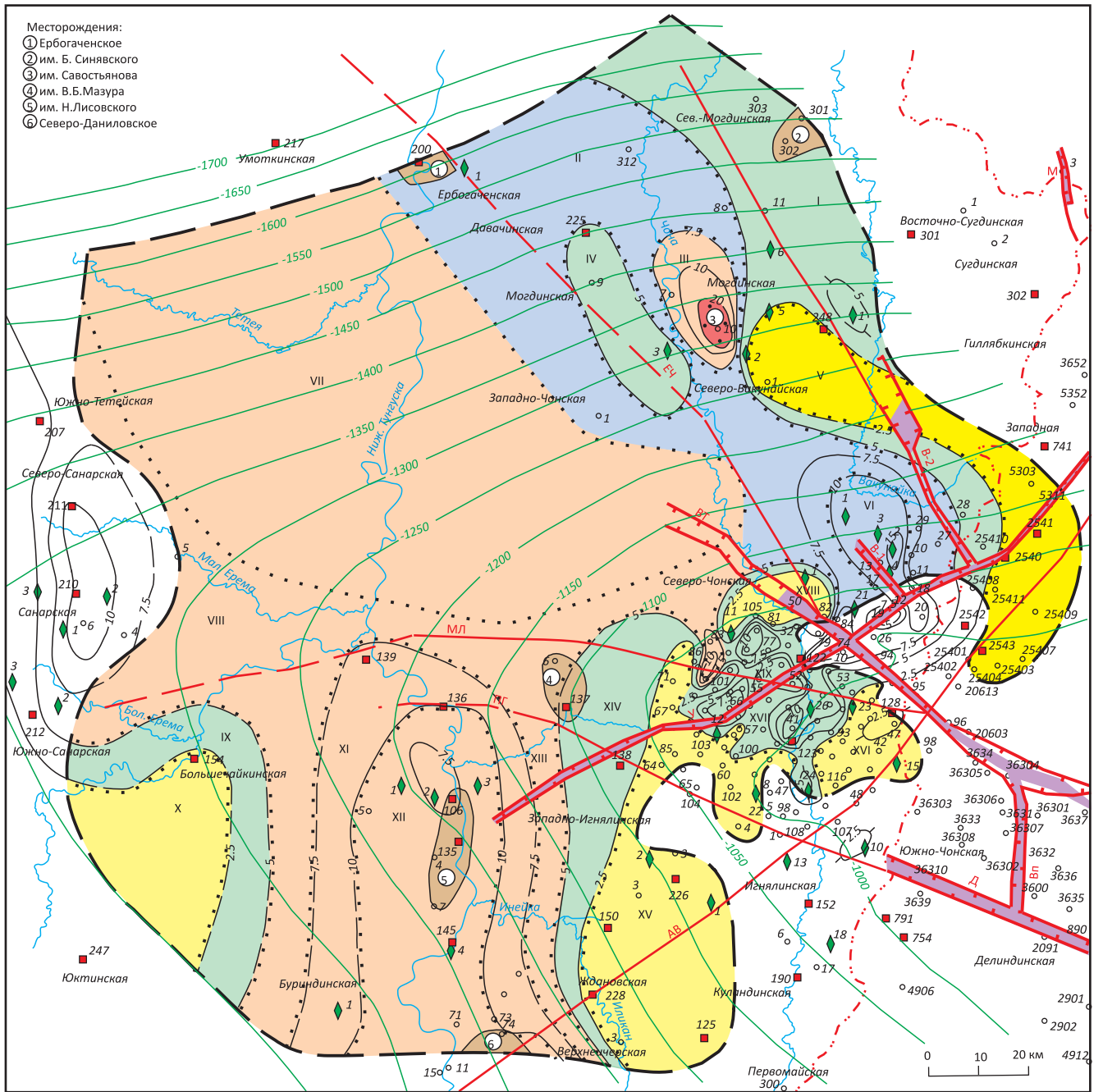


Рис. 7. Карта прогноза плотностей начальных суммарных ресурсов углеводородов пластов B_{3-4} усть-кутского горизонта ЕЧС
 1 – граница ЕЧС; 2–4 – скважины: 2 – параметрические, 3 – поисковые, 4 – разведочные; 5 – изогипсы по кровле пласта B_3 усть-кутского горизонта; 6 – микрограбены (В-1 – Вакунайский-1, В-2 – Вакунайский-2, Вп – Верхнепелудуйский, ВТ – Верхнечонско-Талаканский, Д – Делиндинский, М – Мукокинский, У – Усольский); 7 – основные разломы: а – достоверные, б – менее достоверные (ЕЧ – Ербогачено-Чуйский, МЛ – Могинско-Ленский, ПГ – Преображенско-Гадалинский, АВ – Ангаро-Вилюйский); 8 – изопакеты очагового распространения коллекторов; 9 – контуры расчетных участков, использованные при количественной оценке перспектив нефтегазоносности пластов; 10–11 – залежи УВ: 10 – нефтяные, 11 – газоконденсатные; 12–15 – плотности начальных суммарных ресурсов углеводородов (тыс. т/км²): 12 – 30–50, 13 – 20–30, 14 – 10–20, 15 – 5–10

менее перспективные земли развиты на крайнем западе и юго-востоке скопления, а также на ограниченном по площади участке севернее Тымпучинского месторождения. Минимальные плотности начальных извлекаемых ресурсов УВ рассматриваемых пластов прогнозируются на четырех участках разной величины (см. рис. 5).

Продуктивный пласт B_3 обладает существенно меньшими перспективами нефтегазоносности, чем вышеописанные. НСР УВ оцениваются в 1094,1 млн т УУВ, из них нефти 1042,2 млн т (95,2 %), газа 51,4 млрд м³ (4,7 %) и конденсата 0,4 млн т (0,1 %); извлекаемые ресурсы 216,2 млн т (80,7 %), 51,4 млрд м³ (19,2 %) и 0,4 млн т (0,1 %) соответственно.

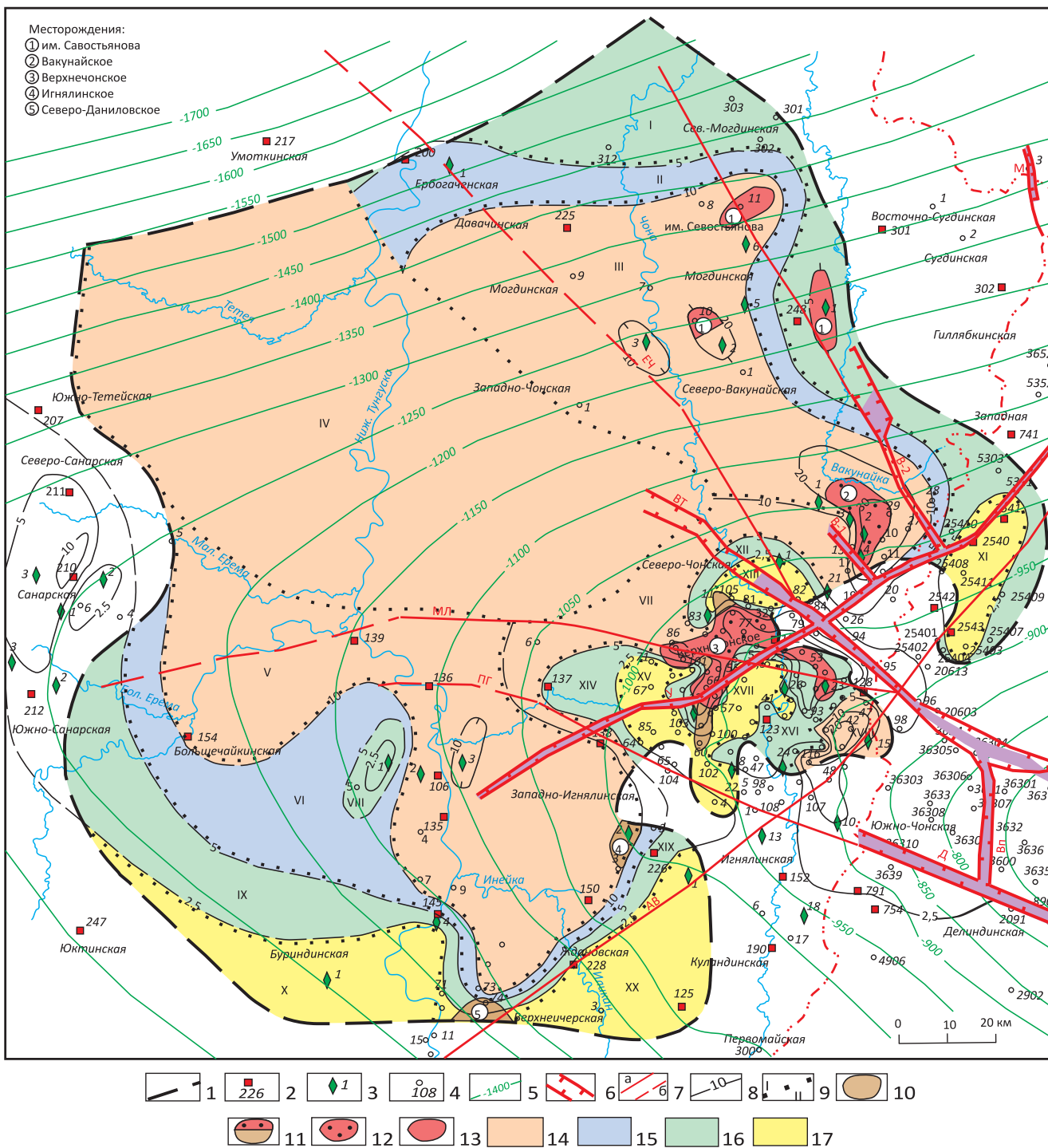


Рис. 8. Карта прогноза плотностей начальных суммарных ресурсов углеводородов осинского горизонта (пласт B₁) ЕЧС 1 – граница ЕЧС; 2–4 – скважины: 2 – параметрические, 3 – поисковые, 4 – разведочные; 5 – изогипсы по кровле осинского продуктивного пласта (пласт B₁); 6 – микрограбены (В-1 – Вакунайский-1, В-2 – Вакунайский-2, Вп – Верхнепеледуйский, ВТ – Верхнечонско-Талаканский, Д – Делиндинский, М – Мукокинский, У – Усольский); 7 – основные разломы: а – достоверные, б – менее достоверные (ЕЧ – Ербогачено-Чуйский, МЛ – Могинско-Ленский, ПГ – Преображенско-Гадалинский, АВ – Ангаро-Вилюйский); 8 – изопохиты очагового распространения коллекторов; 9 – контуры расчетных участков, использованные при количественной оценке перспектив нефтегазоносности пласта B₁; 10–13 – залежи УВ: 10 – нефтяные, 11 – нефтегазоконденсатные, 12 – газоконденсатные, 13 – газовые; 14–17 – плотности начальных суммарных ресурсов углеводородов (тыс. т/км²): 14 – 30–50, 15 – 20–30, 16 – 10–20, 17 – 5–10

Запасы и ресурсы УВ пласта категорий А+В+С₁, С₂ и D₁ 80,1 (7,3 %), 525,7 (48,0 %) и 488,2 (44,7 %) млн т УУВ соответственно.

Распределение НСР УВ пласта B₃ по площади ЕЧС приведено на рис. 6. По степени их перспектив

выделяются четыре категории земель с плотностями НСР УВ соответственно 30–50, 20–30, 10–20 и 5–10 тыс. т УУВ/км².

Наиболее перспективные земли прогнозируются на трех участках различной величины. Наибо-



Таблица 2

Результаты авторской оценки запасов нефти пластов B_{12-13} ЕЧС по категории C_2^*

№ расчетного участка	Значения подсчетных параметров								Содержание нефти на расчетных участках, %	Запасы нефти, млн т	
	F	h	m_0	ρ_n	Θ	V_n	ПК	η		Геол.	Извл.
1	$1364 \cdot 10^3$	7,0	0,07	0,86	0,85	0,86	0,7	0,11	100	294	32
2	$1729 \cdot 10^3$	9,0	0,09	0,86	0,85	0,86	0,8	0,11	100	704	77
3	$1004 \cdot 10^3$	6,0	0,07	0,86	0,85	0,86	0,6	0,11	100	159	17
4	$6851 \cdot 10^3$	9,0	0,09	0,86	0,85	0,86	0,8	0,11	100	2790	307
5	$3092 \cdot 10^3$	7,0	0,07	0,86	0,85	0,86	0,6	0,11	100	571	62
6	$1576 \cdot 10^3$	5,0	0,06	0,86	0,85	0,86	0,3	0,11	100	89	9
7	$1381 \cdot 10^3$	7,0	0,07	0,86	0,85	0,86	0,6	0,11	80	204	22
8	$2501 \cdot 10^3$	9,0	0,09	0,86	0,85	0,86	0,7	0,11	80	713	78
9	$520 \cdot 10^3$	8,0	0,08	0,86	0,85	0,86	0,6	0,11	25	31	4
10	$2405 \cdot 10^3$	8,0	0,08	0,86	0,85	0,86	0,7	0,11	60	406	44
Σ										5961	662

Примечания. Расположение расчетных участков см. на рис. 5. F – нефтенасыщенная площадь, тыс. m^2 ; h – толщина эффективной нефтенасыщенности горизонта, м; m_0 – коэффициент пористости, m^3 ; ρ_n – плотность нефти, t/m^3 ; Θ – пересчетный коэффициент; V_n – коэффициент нефтенасыщенности, %; ПК – понижающий коэффициент за счет возможного выклинивания коллектора; η – коэффициент извлечения нефти, %.

лее крупный расположен в южной части скопления (см. рис. 6); второй, меньший по размеру, – в северо-восточной части; наименьший участок включает Вакунайское месторождение. Несколько менее перспективные земли этого пласта распространены более широко, в основном охватывая центральную часть скопления. Еще менее перспективные земли ограничивают более перспективные в виде полос шириной 5–15 км.

Продуктивные пласты B_{3-4} характеризуются несколько большими перспективами нефтегазоносности, чем пласт B_5 . НСР УВ оцениваются в 1615,5 млн т УУВ, из них нефти 1544,0 млн т (95,6 %), газа 70,1 млрд m^3 (4,3 %) и конденсата 1,4 млн т (0,1 %); извлекаемые ресурсы 297,6 млн т (80,7 %), 70,1 млрд m^3 (19,0 %) и 1,1 (0,3 %) соответственно.

Запасы и ресурсы пластов категорий $A+B+C_1$, C_2 и D_1 равны 34,0 (2,1 %), 933,7 (57,8 %) и 647,8 (40,1 %) млн т УУВ соответственно.

Распределение НСР УВ пластов B_{3-4} по территории скопления приведено на рис. 7. По степени перспектив, как и для пласта B_5 , выделяются четыре категории земель с теми же плотностями начальных суммарных ресурсов УВ.

Наиболее перспективные земли почти повсеместно расположены в западной половине ЕЧС и на небольшом по площади участке в его северо-восточной части. Менее перспективные земли прогнозируются в северо-восточной части скопления, где они простираются в виде полосы северо-западной ориентировки от Ербогаченского месторождения до Вакунайского. Еще менее перспективные земли предполагаются на пяти участках различной величины (см. рис. 7). Минимальные плотности начальных суммарных ресурсов УВ пластов прогно-

зируются в юго-восточной и юго-западной частях скопления.

Продуктивный пласт B_1 характеризуется наименьшими перспективами нефтегазоносности среди карбонатных пластов подсолевого комплекса. НСР УВ его составляют 996,5 млн т УУВ, из них нефти 410,2 млн т (41,2 %), газа 572,6 млрд m^3 (57,4 %) и конденсата 13,7 млн т (1,4 %); извлекаемые ресурсы 81,6 млн т (12,3 %), 572,6 млрд m^3 (86,2 %) и 10,0 млн т (1,5 %) соответственно.

Запасы и ресурсы УВ пласта категории $A+B+C_1$, C_2 и D_1 равны: 64,7 (5,5 %), 292,6 (29,4 %) и 639,1 (64,1 %) млн т УУВ соответственно.

Распределение начальных суммарных ресурсов УВ пласта по территории ЕЧС показано на рис. 8. По степени их перспектив, как и отмеченных пластов, выделяются четыре категории земель.

Наиболее перспективные земли распространены на большей части ЕЧС, повсеместно охватывая его центральную и северо-западную части, остальные категории земель прогнозируются в северо-восточной, юго-восточной и юго-западной частях.

Продуктивный пласт B_{13} развит лишь в окраинной юго-восточной части ЕЧС. НСР УВ составляют 677,1 млн т УУВ, из них нефти 564,6 млн т (83,5 %), газа 110,7 млрд m^3 (16,4 %) и конденсата 1,8 млн т (0,1 %); извлекаемые ресурсы 167,4 млн т (60,3 %), 110,7 млрд m^3 (39,6 %) и 1,6 млн т (0,1 %) соответственно.

Накопленная добыча, запасы и ресурсы УВ категорий $A+B+C_1$, C_2 и D_1 пласта B_{13} равны 23,0 (3,4 %), 153,0 (22,6 %), 471,1 (69,6 %) и 30,0 (4,4 %) млн т УУВ соответственно.

Перспективы нефтегазоносности пласта на открытие новых залежей нефти и газа достаточно низкие (рис. 9). Лишь в южных частях территории его



Таблица 3

Пласты	Нефть, млн т					Газ, млрд м ³				Конденсата, млн т				Всего, млн т УУВ						
	1	2	3	4	Всего	1	2	3	4	Всего	1	2	3	4	Всего					
	0	3,9	154,3	252,0	410,2	0,1	60,0	135,6	376,9	572,6	0	0,8	2,7	10,2	13,7	0,1	64,7	292,6	639,1	996,5
Б ₁	0	0,6	30,6	50,4	81,6	0	0,6	1,9	7,5	10,0	0	0,6	1,9	7,5	10,0	0,1	61,2	168,1	434,8	664,2
Б ₃₋₄	0	21,5	902,0	620,5	1544,0	0	12,0	31,2	26,9	70,1	0	0,5	0,5	0,4	1,4	0	34,0	933,7	647,8	1615,5
Б ₅	0,1	7,3	166,2	124,1	297,6	0	4,8	16,9	29,7	51,4	0	0,4	0,4	0,3	1,1	0,1	19,7	197,8	151,3	368,8
Б ₁₂₋₁₃	0,1	75,2	508,6	458,3	1042,2	0	0,1	0,2	0,2	0,5	0	0,1	0,2	0,2	0,5	0,1	80,1	525,7	488,2	1094,1
Σ Б ₁₋₁₃	0,1	25,1	99,4	91,6	216,2	0	7,0	11,3	591,0	609,3	0	0,1	0,2	0,1	0,4	0,1	30,0	116,5	121,4	268,0
В ₁₀	0,1	176,1	1274,9	5961,0	7412,1	0	0	0	0	0	0	0	0	2,4	2,4	0,1	183,1	1286,2	6554,4	8023,8
В ₁₃	0,2	25,4	200,8	662,0	888,3	0,1	83,8	195,0	1024,5	1303,4	0	1,4	3,4	13,2	18,0	0,3	32,4	212,1	1254,8	1499,4
Σ В ₁₀₋₁₃	0,2	276,7	2839,8	7291,8	10408,5	0,1	83,8	195,0	1024,5	1303,4	0	1,1	2,5	9,7	13,3	0,3	361,9	3038,2	8329,5	11729,9
В ₁₀	20,0	58,4	497,0	928,1	1483,7	2,5	22,0	18,9	5,4	48,8	0	0,5	0,3	0,1	0,9	22,5	283,4	123,4	53,3	482,6
В ₁₃	20,0	86,0	32,7	16,7	155,4	3,0	18,2	84,6	4,9	110,7	0	0,4	0,3	0,1	0,8	23,0	108,4	51,9	22,2	205,0
Σ В ₁₀₋₁₃	40,0	134,5	385,1	25,0	564,6	5,5	40,2	103,5	10,3	159,5	0	0,3	1,4	0,1	1,8	45,5	153,0	471,1	30,0	677,1
Σ Б+В	40,2	50,5	86,9	10,0	167,4	5,6	124,0	298,5	1034,8	1462,9	0	0,2	1,3	0,1	1,6	45,5	68,9	172,8	15,0	279,7
		395,4	489,3	72,8	997,5		40,2	103,5	10,3	159,5		0,8	1,7	0,2	2,7		436,4	594,5	83,8	1160,2
		136,5	119,6	26,7	322,8		124,0	298,5	1034,8	1462,9		0,6	1,6	0,2	2,4		177,3	224,7	37,2	484,7
		672,1	3329,1	7364,6	11406,0		1,7	4,1	9,9	15,7		2,2	5,1	13,4	20,7		798,3	3632,7	8413,3	12890,1
		194,9	616,6	954,8	1806,5		1,7	4,1	9,9	15,7		1,7	4,1	9,9	15,7		320,6	919,2	1999,5	3285,1

Примечания. 1 – накопленная добыча, 2 – кат. А+В+С_{1,3} – кат. С₂, 4 – кат. С₂*(Д₁). В числителе – ресурсы, в знаменателе – извлекаемые ресурсы.

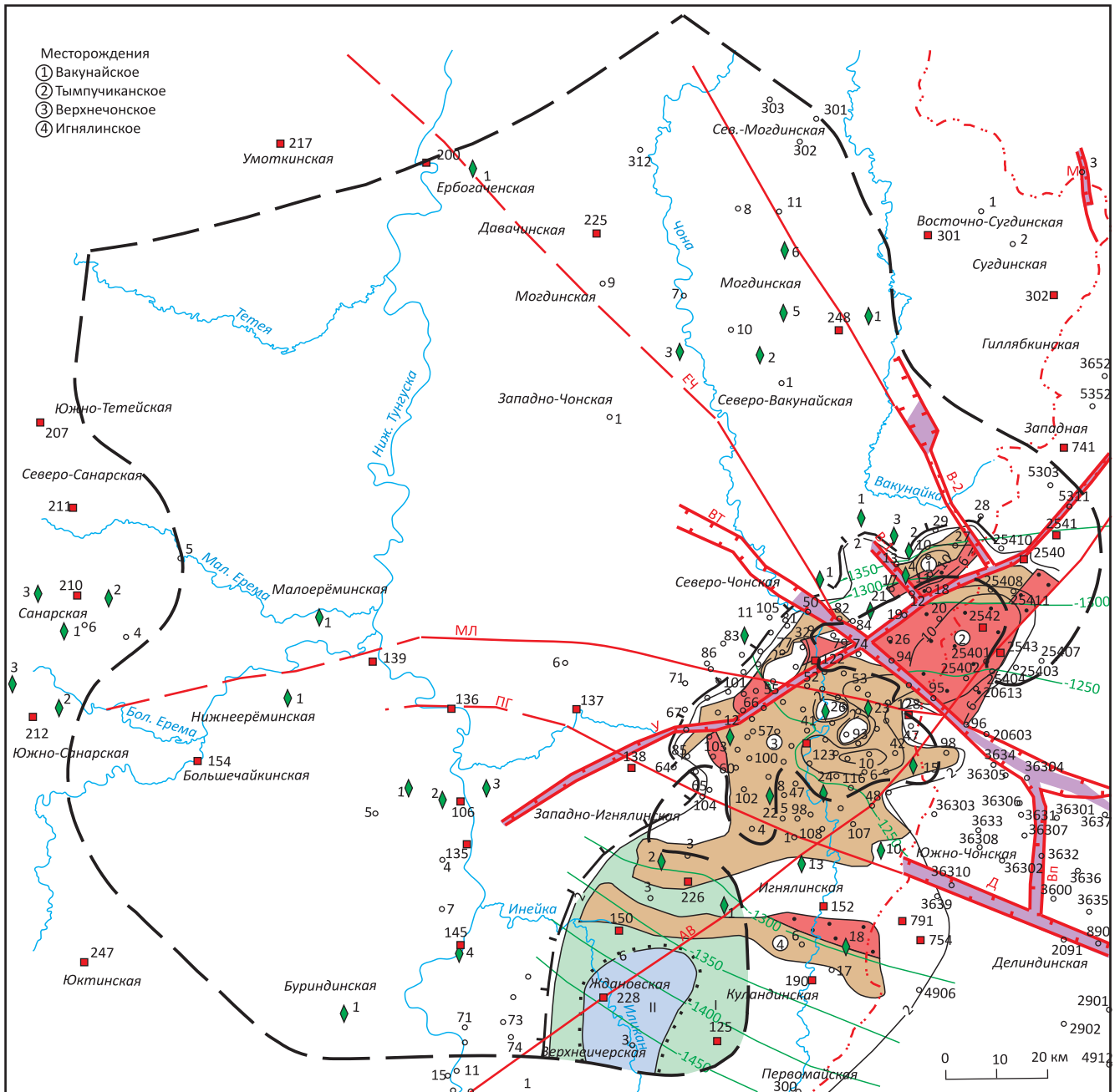


Рис. 9. Карта прогноза плотностей начальных суммарных ресурсов УВ пласта V_{13} верхнечончонского горизонта ЕЧС

1–2 – границы: 1 – ЕЧС, 2 – выклинивания коллекторов; 3–5 – скважины: 3 – параметрические, 4 – поисковые, 5 – разведочные; 6 – изогипсы по кровле пласта V_{13} верхнечончонского горизонта; 7 – микрограбены (В-1 – Вакунайский-1, В-2 – Вакунайский-2, Вп – Верхнепеледуйский, ВТ – Верхнечончонско-Талаканский, Д – Делиндинский, М – Мукокинский, У – Усольский); 8 – основные разломы: а – достоверные, б – менее достоверные (ЕЧ – Ербогачено-Чуйский, МЛ – Могинско-Ленский, ПГ – Преображенно-Гадалинский, АВ – Ангаро-Вилуйский); 9 – изопачиты коллекторов; 10 – контуры расчетных участков, использованные при количественной оценке перспектив нефтегазоносности пласта; 11–12 залежи УВ: 11 – нефтяные, 12 – нефтегазоконденсатные; 13–14 – плотности начальных суммарных ресурсов углеводородов (тыс. т/км²): 13 – 20–30, 14 – 10–20

распространения, где проведены небольшие объемы бурения, выделяются две категории земель на поиски залежей УВ с плотностью начальных суммарных ресурсов углеводородов 20–30 и 10–20 тыс. т УУВ/км².

Продуктивный пласт V_{10} повсеместно распространен в ЕЧС, но на большей его территории (кроме юго-восточной части) его толщина менее 2 м. НСР УВ составляют 482,6 млн т УУВ, из них неф-

ти 432,9 млн т (89,8 %), газа 48,8 млрд м³ (10,1 %) и конденсата 0,9 млн т (0,1 %); извлекаемые ресурсы 155,4 млн т (75,8 %), 48,8 млрд м³ (23,8 %) и 0,8 млн т (0,4 %) соответственно.

Накопленная добыча, запасы и ресурсы УВ категорий А+В+С₁, С₂ и D₁ пласта V_{10} равны 22,5 (4,6 %), 283,4 (58,7 %), 123,4 (25,6 %) и 53,3 (11,1 %) млн т УУВ соответственно.

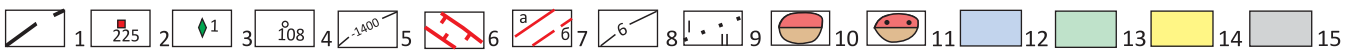
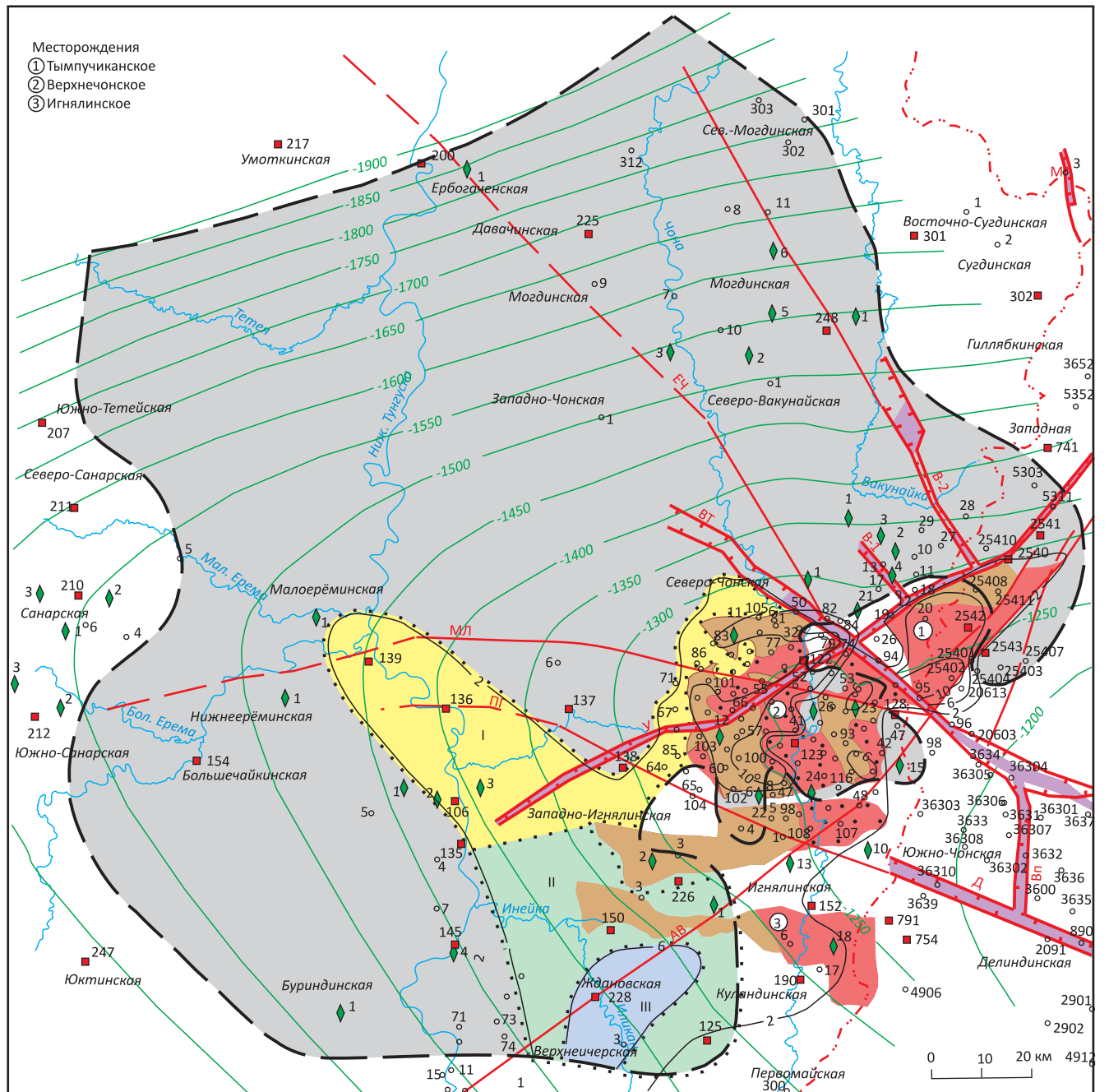


Рис. 10. Карта прогноза плотностей НСР УВ пласта V_{10} верхнечончинского горизонта ЕЧС

1 – граница ЕЧС; 2–4 – скважины: 2 – параметрические, 3 – поисковые, 4 – разведочные; 5 – изогипсы по кровле пласта V_{10} верхнечончинского горизонта; 6 – микрограбены (В-1 – Вакунайский-1, В-2 – Вакунайский-2, Вп – Верхнепеледуйский, ВТ – Верхнечончинско-Талаканский, Д – Делиндинский, М – Мукокинский, У – Усольский); 7 – основные разломы: а – достоверные, б – менее достоверные (ЕЧ – Ербогачено-Чуйский, МЛ – Могинско-Ленский, ПГ – Преображенско-Гадалинский, АВ – Ангаро-Вилуйский); 8 – изопахиты коллекторов; 9 – контуры расчетных участков, использованные при количественной оценке перспектив нефтегазоносности пласта; 10–11 залежи УВ: 10 – нефтегазовые, 11 – нефтегазоконденсатные; 12–15 – плотности начальных суммарных ресурсов углеводородов (тыс. т/км²): 12 – 20–30, 13 – 10–20, 14 – 5–10, 15 – <5

Перспективы нефтегазоносности пласта V_{10} достаточно низкие, поскольку его коллекторы тоже распространены только в юго-восточной части ЕЧС, где выделяются три категории земель с плотностью суммарных ресурсов УВ 20–30, 10–20 и 5–10 тыс. т УУВ/км² (рис. 10).

Наиболее перспективные земли, как и для пласта V_{13} , прогнозируются на ограниченном по площа-

ди участке, расположенном у южной границы скопления нефти и газа.

Дебиты нефти продуктивных пластов ЕЧС изменяются от нескольких до 200 м³/сут. Наибольшие их показатели получены из терригенных пластов V_{10} и V_{13} . Дебиты нефти из карбонатного состава пластов (B_1 , B_{3-4} , B_5 , B_{12-13}) в связи с их пониженными ФЕС характеризуются более низкими значениями,



обычно от нескольких до 20–30 м³/сут. Лишь на месторождениях Северо-Даниловском, им. Лисовского и им. Савостьянова из одиночных скважин, которые обычно расположены на выступах фундамента, получены притоки нефти из карбонатных пластов, соизмеримые с таковыми из пластов терригенного венда. А в Преображенской скв. 9 из осинского карбонатного пласта получен самый большой приток нефти в пределах ЕЧС – 565 м³/сут.

Выводы

Ереминско-Чонское скопление нефти и газа является единственным объектом в южной наиболее изученной сейсморазведкой и бурением части Сибирской платформы, в котором доказана промышленная нефтегазоносность всех продуктивных пластов вендско-нижнекембрийского подсолевого комплекса. Это обусловлено в основном тектоническими и литолого-фациальными особенностями его образования:

1. На протяжении позднего докембрия, фанерозоя и до настоящего времени территория ЕЧС располагалась в наиболее приподнятой части Непско-Ботубинской антеклизы, куда в течение этого периода практически непрерывно могли поступать углеводороды из смежной зоны нефтегазообразования – Предпатомского регионального прогиба.

2. Карбонатные пласты, являющиеся основным вмещителем залежей нефти и газа, имеют преимущественно органогенный состав. В них наиболее интенсивно выражены процессы перекристаллизации, выщелачивания и доломитизации, сформировавшие вторичные коллекторы.

3. Отсутствие тирского флюидоупора обеспечило подток углеводородов в эти отложения из низзалегавших нефтематеринских образований терригенного венда и рифея, а преимущественно пониженное и низкое качество флюидоупоров между этими пластами – миграцию углеводородов внутри подсолевого карбонатного комплекса.

4. Сохранность залежей УВ всего вендско-нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса ЕЧС обеспечена вышезалегающим верхнеусольским флюидоупором высокого качества.

Перспективы нефтегазоносности Ереминско-Чонского скопления нефти и газа являются наиболее высокими в пределах Непско-Ботубинской антеклизы. НСР углеводородов оценены здесь в 12890 млн т УУВ, из них нефти 11406 млн т, газа 1463 млрд м³ и конденсата 20,7 млн т; извлекаемые ресурсы равны 1807 млн т, 1463 млрд м³ и 15,7 млн т соответственно.

Среди продуктивных пластов наибольшими суммарными ресурсами УВ обладают пласты Б_{12–13} (62,3 %), существенно меньшими – пласты Б_{3–4}, Б₅ и Б₁ (12,6, 8,5 и 7,7 % соответственно), минимальными – пласты В₁₃ и В₁₀ (5,2 и 3,7 % соответственно).

Распределение НСР УВ рассматриваемых пластов по площади ЕЧС разное. Наибольшие плотности ресурсов УВ пластов Б_{12–13} прогнозируются в центральной и северо-восточной частях скопления; пласта Б₅ – на трех участках различной величины, наиболее крупный из которых расположен в южной части скопления; пластов Б_{3–4} – в западной половине скопления; пласта Б₁ – в центральной и северо-западной его частях; пластов В₁₃ и В₁₀ – на небольшом по площади участке у южной границы скопления.

Дебиты нефти продуктивных пластов ЕЧС варьируют от нескольких до 200 м³/сут, максимальные – из терригенных пластов, а из карбонатных пластов дебиты обычно от нескольких до 20–30 м³/сут. Лишь на некоторых месторождениях из одиночных скважин, которые обычно расположены на выступах фундамента, получены притоки нефти из карбонатных пластов, соизмеримые с пластами терригенного венда. В Преображенской скв. 9 из осинского карбонатного пласта получен самый большой приток нефти в пределах ЕЧС – 565 м³/сут.

Кроме громадных подготовленных и прогнозируемых запасов и ресурсов углеводородов Ереминско-Чонское скопление нефти и газа расположено в весьма благоприятных экономических условиях для транспортировки углеводородного сырья местным потребителям и передачи его в бурно развивающиеся страны Азиатско-Тихоокеанского региона. В его южной части проходит действующий нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) и строящийся газопровод «Сила Сибири». Залежи нефти и газа находятся на небольших глубинах (1300–2100 м). Поэтому авторы статьи рекомендуют этот объект в качестве первоочередного для подготовки запасов и добычи углеводородного сырья в Восточной Сибири.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда (проект № 14–37–00030).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Геология** нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.
2. **Гущина Н. Е., Потлова М. М., Чернова Л. С.** Условия формирования и степень преобразованности карбонатных горизонтов западной части Непско-Ботубинской антеклизы // Строение и нефтегазоносность карбонатных резервуаров Сибирской платформы. – Новосибирск, 1991. – С. 99–106.
3. **Ильин В. Д., Фортунатова Н. К.** Методы прогнозирования и поисков нефтегазоносных рифовых комплексов. – М.: Недра, 1988. – 201 с.
4. **Методическое** руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата. – М.: ВНИГНИ, 2000. – 189 с.
5. **Мигурский А. В.** Дизъюнктивная тектоника и нефтегазоносность платформенных областей: автореф. дис. ... д. г.-м. н. – Новосибирск, 1997. – 40 с.



6. **Мигурский А. В.** Динамическое воздействие траппового магматизма на нефтегазоносность Непско-Ботуобинской антеклизы // Тектонические критерии прогноза нефтегазоносности Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1986. – С. 26–34.

7. **Модели** строения и количественная оценка перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров нефти и газа Предпатомского регионального прогиба (Сибирская платформа) / Г. Г. Шемин, А. В. Мигурский, М. Ю. Смирнов и др. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2017. – 315 с.

8. **Опорный** разрез преобразованного горизонта вендско-нижнекембрийского карбонатного комплекса / Г. Г. Шемин, Л. С. Чернова, М. М. Потлова и др. // Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53, № 2. – С. 226–236.

9. **Туголесов Д. А.** К тектонике юго-восточной части Сибирской платформы // Изв. АН СССР. Сер. геол. – 1952. – № 2. – С. 12–16.

10. **Тэтэйско-Чонская** зона нефтегазонакопления северо-западной части Непско-Ботуобинской антеклизы – крупный объект по подготовке промышленных запасов нефти и газа в преобразованном карбонатном горизонте / Г. Г. Шемин, Т. И. Гурова, А. И. Ларичев, А. В. Мигурский // Строение и нефтегазоносность карбонатных резервуаров Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1991. – С. 81–95.

11. **Чернова Л. С.** Генетические модели микрофаций континентальных и прибрежно-морских отложений Сибирской платформы // Коллекторы и экраны нефти и газа в мезозойских и палеозойских отложениях Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1980. – С. 5–26.

12. **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.

13. **Шемин Г. Г.** Гигантская зона нефтенакпления в карбонатных отложениях Непско-Ботуобинской антеклизы (Сибирская платформа) // Синьцзянская нефтяная геология. – 2000. – № 4. – С. 331–342.

14. **Шемин Г. Г.** Гигантское поле нефтенакпления в преобразованном карбонатном горизонте венда Непско-Ботуобинской антеклизы (Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция) // Геология и геофизика. – 1999. – № 8. – С. 1170–1781.

15. **Шемин Г. Г.** Ереминско-Чонская нефтяная залежь в преобразованном карбонатном горизонте венда Непско-Ботуобинской НГО – крупнейший объект по подготовке запасов и добычи углеводородного сырья вблизи нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2010. – № 1. – С. 40–52.

16. **Шемин Г. Г.** Ереминско-Чонская нефтяная залежь Непско-Ботуобинской антеклизы – возможный объект по подготовки запасов углеводородно-

го сырья // Геология нефти и газа. – 2004. – № 5. – С. 19–29.

17. **Шемин Г. Г.** Ереминско-Чонское скопление нефти в преобразованном резервуаре – крупнейший объект по подготовке запасов и добыче углеводородного сырья в Восточной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2011. – 122 с.

18. **Шемин Г. Г.** Палеотектонические предпосылки обнаружения новых скоплений нефти и газа на юге Сибирской платформы // Тектонические критерии прогноза нефтегазоносности Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1986. – С. 20–26.

19. **Шемин Г. Г.** Прогноз нефтегазоносности отложений венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 2002. – Т. 42, № 11–12. – С. 1927–1944.

REFERENCES

1. Kontorovich A.E., Surkov V.S., Trofimuk A.A., eds. *Geologiya nefi i gaza Sibirskoy platformy* [Petroleum Geology of the Siberian Platform]. Moscow, Nedra Publ., 1981. 552 p. (In Russ.).

2. Gushchina N.E., Potlova M.M., Chernova L.S. [Formation conditions and transformation degree of carbonate horizons of the western Nepa-Botuoba antecline]. *Stroenie i neftegazonosnost' karbonatnykh rezervuarov Sibirskoy platformy* [Structure and petroleum potential of carbonate reservoirs of the Siberian Platform]. Novosibirsk, 1991, pp. 99–106. (In Russ.).

3. Ilyin V.D., Fortunatova N.K. *Metody prognozirovaniya i poiskov neftegazonosnykh rifovykh kompleksov* [Methods for forecasting and prospecting of petroleum reef complexes]. Moscow, Nedra Publ., 1988. 201 p. (In Russ.).

4. *Methodicheskoye rukovodstvo po kolichestvennoy i ekonomicheskoy otsenke resursov nefi, gaza i kondensata* [Systematic supervision on quantitative and economic evaluation of oil-, gas- and condensate resources]. Moscow, VNIGNI Publ., 2000. 189 p. (In Russ.).

5. Migursky A.V. *Diz'yunktivnaya tektonika i neftegazonosnost' platformnykh oblastey. Dokt. Diss. avtorof.* [Disjunctive tectonics and petroleum potential of platforms. Author's abstract of doctoral dissertation]. Novosibirsk, 1997. 40 p. (In Russ.).

6. Migursky A.V. [Dynamic impact of trappean magmatism on the petroleum potential of the Nepa-Botuoba antecline]. *Tektonicheskie kriterii prognoza neftegazonosnosti Sibirskoy platformy* [Tectonic criteria of forecasting of oil and gas occurrence within the Siberian Platform]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 1986, pp. 26–34. (In Russ.).

7. Shemin G.G., Migursky A.V., Smirnov M. Yu., et al. *Modeli stroeniya i kolichestvennaya otsenka perspektiv neftegazonosnosti regional'nykh rezervuarov nefi i gaza Predpatomskogo regional'nogo progiba (Sibirskaya platforma)* [Model of structure and quantitative estimation of petroleum potential of regional



oil-and-gas reservoirs, Predpatom regional trough (Siberian Platform)]. Novosibirsk, SB RAS Publ., 2017. 315 p. (In Russ.).

8. Shemin G.G., Chernova L.S., Potlova M.M., et al. Key section of the Preobrazhenka productive horizon in the Vendian–Lower Cambrian carbonate complex (Lena-Tunguska petroliferous province). *Russian Geology and Geophysics*, 2012, vol. 53, no. 2, pp. 175–184.

9. Tugolesov D.A. [To the tectonics of the south-eastern Siberian Platform]. *Izvestiya AN SSSR, Ser. geol. – Proc. of the AS USSR, Series Geology*, 1952, no. 2, pp. 12–16. (In Russ.).

10. Shemin G.G., Gurova T.I., Larichev A.I., Migursky A.V. [The Teteya-Chona petroleum accumulation in the north-eastern Nepa-Botuoba antecline as a large object for preparation of commercial reserves of oil and gas in the Preobrazhenka horizon]. *Stroenie i neftegazonosnost' karbonatnykh rezervuarov Sibirskoy platformy* [Structure and petroleum potential of carbonate reservoirs of the Siberian Platform]. Novosibirsk, SNIIGiMS Publ., 1991, pp. 81–95. (In Russ.).

11. Chernova L.S. [Genetic models of continental and coastal-marine deposits microfacies of the Siberian Platform]. *Kollektory i ekrany nefti i gaza v mezozoyskikh i paleozoyskikh otlozheniyakh Sibirskoy platformy* [Reservoirs and shale breaks of oil and gas in Mesozoic and Paleozoic deposits of the Siberian Platform]. Novosibirsk, SNIIGiMS Publ., 1980, pp. 5–26. (In Russ.).

12. Shemin G.G. *Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti venda i nizhnego kembriya tsentral'nykh rayonov Sibirskoy platformy (Nepko-Botuobinskaya, Baykitskaya anteklizy i Katangskaya sedlovina* [Geology and petroleum potential of the Vendian and Lower Cambrian of the central regions of the Siberian Platform (Nepa-Botuoba, Baykit anteclines and Katanga saddle). Novosibirsk, SB RAS Publ., 2007. 467 p.

13. Shemin G.G. Giant zone of oil accumulation in carbonate sediments of the Nepa-Botuoba antecline (Siberian Platform). *Xinjiang Petroleum Geology*, 2000, no. 4, pp. 331–342. (In Russ.).

14. Shemin G.G. [Giant field of oil accumulation in the Vendian Preobrazhenka carbonate horizon of the Nepa-Botuoba antecline (Lena-Tunguska petroleum province)]. *Geologiya i Geofizika – Geology and Geophysics*, 1999, no. 8, pp. 1170–1781. (In Russ.).

15. Shemin G.G. [The Eremin-Chona oil accumulation in the Vendian Preobrazhenka carbonaceous horizon, Nepa-Botuoba petroleum province, as the largest object for hydrocarbon material development and production in proximity to the East Siberia – Pacific ocean pipeline]. *Geologiya i mineral'no syr'evye resursy Sibiri – Geology and Mineral Resources of Siberia*, 2010, no. 1, pp. 40–52. (In Russ.).

16. Shemin G.G. [The Eremin-Chona petroleum accumulation in the Vendian Preobrazhensky carbonaceous horizon, Nepa-Botuoba petroleum Province, as the largest object for hydrocarbon material development and production in proximity to the East Siberia – Pacific Ocean oil pipeline]. *Geologiya nefti i gaza – Oil and gas geology*, 2004, no. 5, pp. 19–29. (In Russ.).

17. Shemin G.G. *Ereminsko-Chonskoye skoplenie nefti v preobrazhenskom rezervuare-krupneyshiy ob'ekt po podgotovke zapasov i dobyche uglevodородного syr'ya v Vostochnoy Sibiri* [The Eremin-Chona oil accumulation in the Preobrazhenka reservoir as the largest object for the preparation of reserves and production of hydrocarbons in the Eastern Siberia]. Novosibirsk, SB RAS Publ., 2011, 122 p. (In Russ.).

18. Shemin G.G. [Paleotectonic prerequisite of discovery of new oil-and-gas accumulations in the south of the Siberian Platform]. *Tektonicheskie kriterii prognoza neftegazonosnosti Sibirskoy platformy* [Tectonic criteria of prediction of oil and gas occurrence within the Siberian Platform]. Novosibirsk, SNIIGiMS Publ., 1986, pp. 20–26. (In Russ.).

19. Shemin G.G. [Prediction of petroleum potential for the Vendian and Lower Cambrian of the central regions of the Siberian Platform]. *Geologiya i geofizika – Geology and Geophysics*, 2002, vol. 42, no. 11–12, pp. 1927–1944. (In Russ.).

© Г. Г. Шемин, М. Ю. Смирнов, А. Г. Вахромеев, С. А. Моисеев, А. В. Мигурский, 2018