

УДК 553.981/982(571.3)

DOI 10.31087/0016-7894-2022-1-61-84

## Комплексное обоснование Ереминско-Чонского нефтегазоконденсатного месторождения — крупнейшего объекта по подготовке запасов и добыче нефти и газа в Непско-Ботубинской нефтегазоносной области (Восточная Сибирь)

© 2021 г. | Г.Г. Шемин

ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН», Новосибирск, Россия; SheminGG@ipgg.sbras.ru

Поступила 02.06.2021 г.

Доработана 14.07.2021 г.

Принята к печати 15.11.2021 г.

**Ключевые слова:** продуктивный пласт; проницаемый комплекс; флюидоупор; резервуар нефти и газа; Ереминско-Чонское месторождение; условия формирования месторождения; нефть; газ; конденсат; углеводороды; методы оценки запасов; результаты оценки запасов.

**Аннотация:** В статье впервые, на базе обширного геолого-геофизического материала, приведены результаты комплексных литолого-стратиграфических, литолого-геохимических, литолого-фациальных, тектонических, палеотектонических, фильтрационно-емкостных и петрофизических исследований, согласно которым все ранее выделенные 11 месторождений нефти и газа в центральной наиболее приподнятой части Непско-Ботубинской нефтегазоносной области являются составными частями гигантского по запасам нефти и газа Ереминско-Чонского месторождения. Для этого месторождения обосновываются единые тектонические, литолого-фациальные и геохимические условия формирования залежей нефти и газа. Охарактеризованы современные структурные планы месторождения и история их образования. Рассмотрены состав, строение, условия формирования, постседиментационные преобразования и фильтрационно-емкостные свойства всех продуктивных пластов месторождения. Оценены качества проницаемых комплексов, перекрывающих их флюидоупоров месторождения. Изложены методы подсчета запасов углеводородов и охарактеризована их полная структура. Приведены карты прогноза плотностей начальных суммарных ресурсов углеводородов всех продуктивных пластов месторождения.

Для цитирования: Шемин Г.Г. Комплексное обоснование Ереминско-Чонского нефтегазоконденсатного месторождения — крупнейшего объекта по подготовке запасов и добыче нефти и газа в Непско-Ботубинской нефтегазоносной области (Восточная Сибирь) // Геология нефти и газа. — 2022. — № 1. — С. 61–84. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-61-84.

## Integrated substantiation of Ereminsky-Chonsky oil and gas condensate field — largest object for oil and gas reserves preparation and production in Nepsky-Botuobinsky Petroleum Region (Eastern Siberia)

© 2021 | G.G. Shemin

The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia; SheminGG@ipgg.sbras.ru

Received 02.06.2021

Revised 14.07.2021

Accepted for publication 15.11.2021

**Key words:** pay zone; permeable series; impermeable bed; oil and gas reservoir; Ereminsky-Chonsky field; settings of field formation; oil; gas; condensate; hydrocarbons; reserve assessment techniques; reserve assessment results.

**Abstract:** On the basis of rich geological and geophysical materials, the authors for the first time present the results of integrated lithological and stratigraphic, lithological and geochemical, lithofacies, tectonic, paleotectonic, reservoir properties, and petrophysical investigations. According to these results, all 11 oil and gas fields previously identified in the central, most upstanding part of the Nepsky-Botuobinsky Petroleum Region, are the parts of the giant (in terms of oil and gas reserves) Ereminsky-Chonsky field. The uniform tectonic, lithofacies, and geochemical settings of formation of oil and gas accumulations are substantiated within this field. The present-day structural geometry of the field and history of its formation are described. Composition, structure, settings of formation, post-sedimentary transformations and reservoir properties of all reservoirs in the field are discussed. Properties of permeable series and overlying impermeable beds are evaluated in the field. The techniques for hydrocarbon reserves assessment are presented, and their structure is described in full. The maps of predicted density of total initial hydrocarbon resources are demonstrated for all the reservoirs in the field.

For citation: Shemin G.G. Integrated substantiation of Ereminsky-Chonsky oil and gas condensate field — largest object for oil and gas reserves preparation and production in Nepsky-Botuobinsky Petroleum Region (Eastern Siberia). *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(1):61–84. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-61-84. In Russ.

## Введение

Ереминско-Чонское месторождение расположено в Катангском районе Иркутской области и на сопредельной территории Республики Саха (Якутия). В тектоническом отношении оно приурочено к центральной наиболее приподнятой части Непско-Ботуобинской антеклизы. Согласно нефтегазогеологическому районированию, Ереминско-Чонское месторождение находится в центре одноименной нефтегазоносной области. Его площадь составляет 26,5 тыс. км<sup>2</sup>.

На Ереминско-Чонском месторождении проведены значительные объемы геолого-разведочных работ. Вся его территория покрыта гравиметрической съемкой, большая часть работами методом ЗСБ. Почти вся территория Ереминско-Чонского месторождения исследована сейсморазведкой МОВ, сначала в варианте однократного, а начиная с середины 1970-х гг. — многократного МОГТ-профиллирования. Глубокое бурение началось в 1970-е гг. В настоящее время на территории месторождения пробурено около 250 глубоких скважин в пределах 17 площадей бурения (рис. 1).

В результате проведения геолого-разведочных работ на территории Ереминско-Чонского месторождения открыто 11 месторождений нефти и газа, содержащих 33 залежи. Извлекаемые запасы УВ на 01.01.2018 г. по категориям А + В + С<sub>1</sub> + С<sub>2</sub> составляют 1285,6 млн т усл. УВ, из них нефти — 851,7 млн т, газа — 428,1 млрд м<sup>3</sup> и конденсата — 5,8 млн т.

Основной объем выполненных геолого-разведочных работ на территории Ереминско-Чонского месторождения был направлен на поиски и разведку залежей нефти и газа в вендском терригенном комплексе. Вышезалегающие венд-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 пласта практически не проводилось.

В настоящее время вся территория Ереминско-Чонского месторождения залицензирована. В его пределах выделено 17 лицензионных участков, принадлежащих 8 недропользователям. Основными из них являются: ПАО «НК Роснефть», ПАО «Газпромнефть-Ангара» и ПАО «Сургутнефтегаз».

Впервые Ереминско-Чонский объект был выделен и охарактеризован в 1991 г. в рамках только преобразованного горизонта в качестве Тетейско-Чонской зоны нефтегазонакопления. В дальнейшем продолжалось уточнение строения и выяснение условий формирования всех продуктивных пластов венда и нижнего кембрия этого нефтегазового объекта. Результаты исследований изложены в многочисленных публикациях ([1–3] и др.).

В последние годы компаниями ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Газпромнефть-Ангара» выполнены значительные объемы сейсморазведочных и буровых работ на своих лицензионных участках. В результате приращены значительные запасы УВ-сырья, причем не только в преобразованном горизонте, но и во всех вышезалегающих: усть-кутском и осинском. То есть как в терригенных пластах В<sub>10</sub>, В<sub>13</sub>, так и в карбонатных пластах Б<sub>1</sub>, Б<sub>3–4</sub>, Б<sub>5</sub>, Б<sub>12–13</sub> выявлена промышленная нефтегазоносность.

В настоящей статье впервые приведено комплексное обоснование Ереминско-Чонского нефтегазоконденсатного месторождения — крупнейшего объекта по подготовке запасов и добыче нефти и газа в Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области Восточной Сибири.

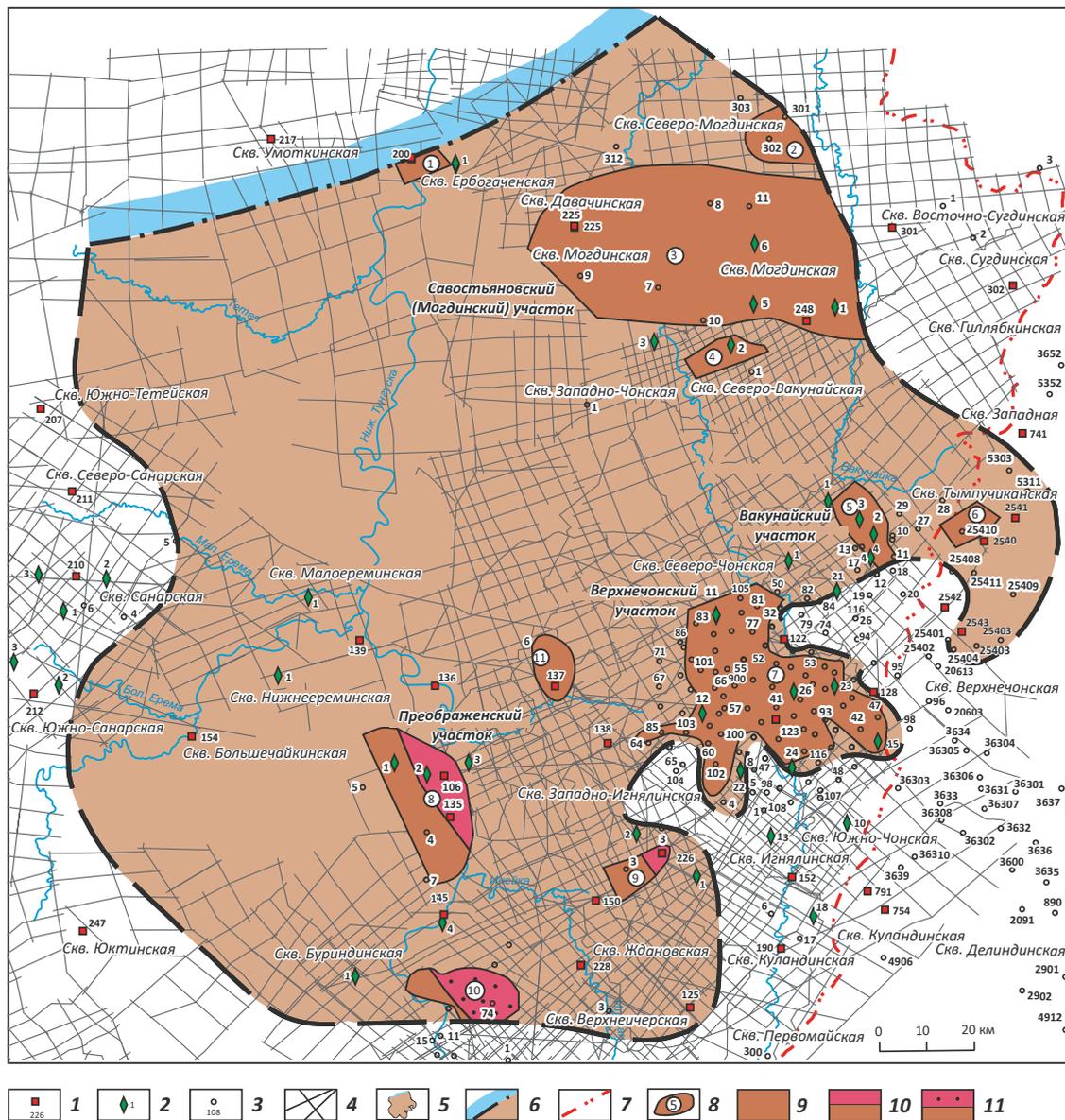
Как известно, существует множество определений термина «месторождения нефти и газа», которые изложены в работах А.А. Бакирова, И.О. Брода, Н.В. Вассоевича, И.М. Губкина, Н.А. Еременко, А.И. Леворсена, В.Б. Аленина и других исследователей. Большинство из них включает следующие важнейшие элементы: совокупность (группа) залежей нефти и газа или одна залежь [4]; образования залежей нефти и газа контролируются общим элементом недр структурного, литологического и стратиграфического характера ([5] и др.). В некоторых определениях этого понятия имеются следующие дополнения: общность условий формирования залежей нефти и газа, общность в системе их поиска, разведки и эксплуатации и т. д. Ниже приведены результаты выполненных исследований, свидетельствующие о том, что выделенное Ереминско-Чонское месторождение полностью соответствует вышеупомянутым определениям месторождения нефти и газа.

## Тектоническое строение и условия образования современного структурного плана Ереминско-Чонского месторождения

Тектоническое строение и условия образования современного структурного плана Ереминско-Чонского месторождения достаточно полно рассмотрены в работах А.В. Мигурского ([6] и др.), Г.Г. Шемина ([2] и др.) и других исследователей. Кратко они сводятся к следующему: Ереминско-Чонское месторождение расположено в центральной наиболее приподнятой части Непско-Ботуобинской антеклизы, приуроченной к выступу фундамента, которая включает северо-западную часть Непского свода, осложненную Верхнечонским структурным мысом. В пределах этого объекта существенно сокращена толщина терригенных отложений венда. По кровле всех отмеченных продуктивных пластов месторождение выражено однообразно в виде полукруглой моноклинали с наклоном пород к северу, северо-западу и юго-западу от наиболее приподнятого Верхнечонского структурного мыса (рис. 2).

Дизъюнктивная тектоника на территории Ереминско-Чонского месторождения проявилась до-

**Рис. 1.** Схема изученности сейсморазведкой и глубоким бурением Ереминско-Чонского нефтегазоконденсатного месторождения  
**Fig. 1.** Coverage diagram of seismic exploration and deep drilling in the Ereminsky-Chonsky oil, gas, and condensate field



**Скважины (1–3):** 1 — параметрические, 2 — поисковые, 3 — разведочные; 4 — сейсморазведочные профили; 5 — Ереминско-Чонское месторождение; **границы (6, 7):** 6 — ВНК, 7 — административная; 8 — ранее выделенные месторождения нефти и газа, в которых выявлено 33 залежи УВ (1 — Ербогаченское, 2 — им. Б. Синявского, 3 — им. Савостьянова, 4 — Северо-Вакунайское, 5 — Вакунайское, 6 — Тымпучиканское, 7 — Верхнечонское, 8 — им. Н. Лисовского, 9 — Игнялинское, 10 — Северо-Даниловское, 11 — им. В.Б. Мазура); **залежи УВ (9–11):** 9 — нефтяные, 10 — газонефтяные, 11 — нефтегазоконденсатные

**Wells (1–3):** 1 — stratigraphic, 2 — prospecting, 3 — exploratory; 4 — seismic survey lines; 5 — Ereminsky-Chonsky field; **boundaries (6, 7):** 6 — WOC, 7 — administrative; 8 — previously identified oil and gas fields, where 33 HC accumulations are found (1 — Erbogachensky, 2 — B. Sinyavsky, 3 — Savostyanov, 4 — North Vakunaisky, 5 — Vakunaisky, 6 — Tympuchikansky, 7 — Verkhnechonsky, 8 — N. Lisovsky, 9 — Ignyalinsky, 10 — North Danilovsky, 11 — Mazur); **HC reservoirs (9–11):** 9 — oil, 10 — oil and gas, 11 — oil-and-gas condensate

статочно интенсивно. Она контрастно выражена семью микрограбенами и четырьмя основными разломами, которые четко выделены на структурных основах всех продуктивных пластов (см. рис. 2).

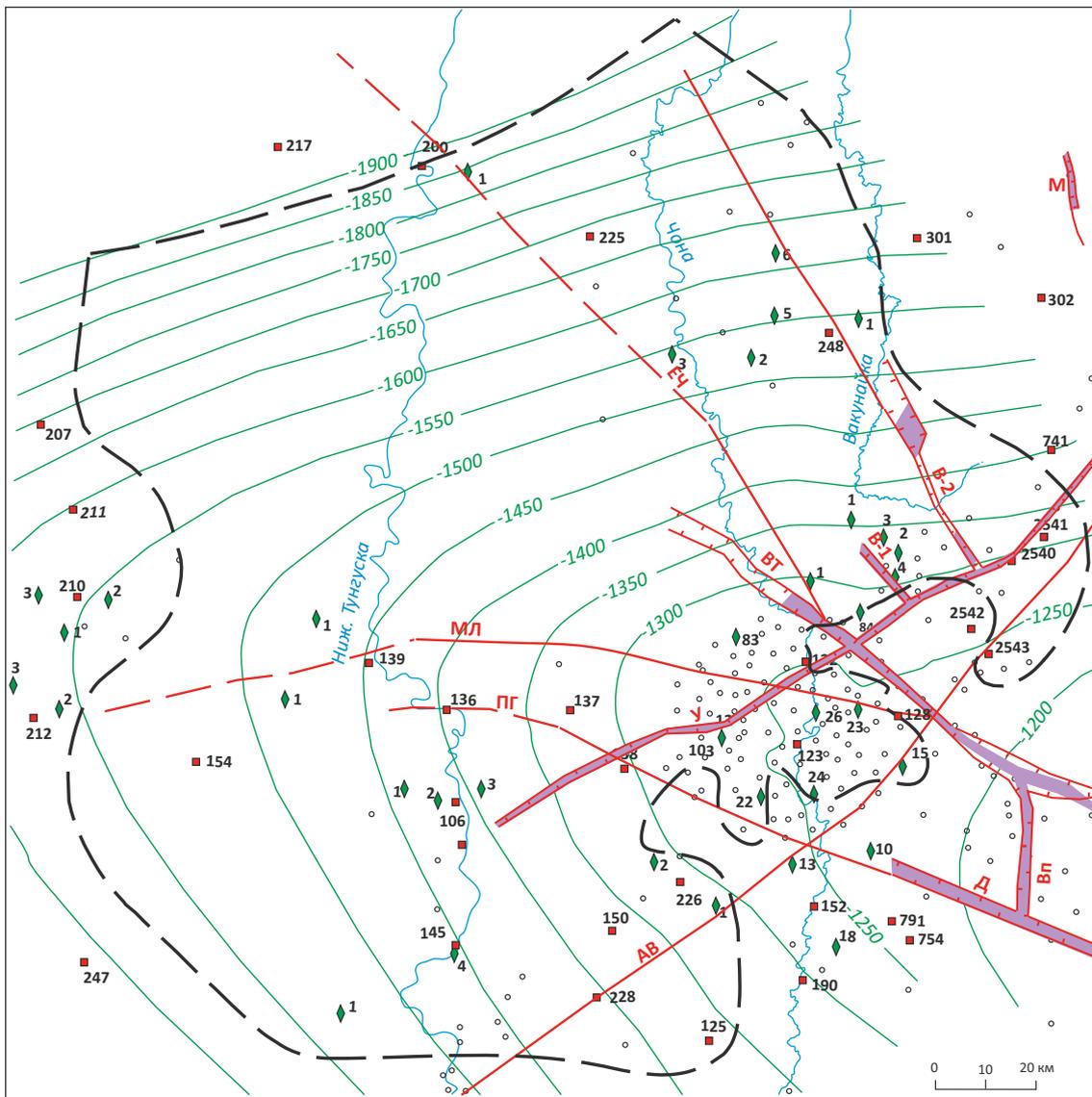
Трапповый магматизм на Ереминско-Чонском месторождении проявился в существенно меньших масштабах, чем в северо-западной части Сибирской платформы. Его образования здесь составляют около 3 % объема осадочного чехла.

**История формирования** современных структурных планов Непско-Ботубинской антеклизы, в центральной наиболее приподнятой части которой расположено Ереминско-Чонское месторождение, рассмотрена во многих работах автора статьи ([2] и др.). История реконструировалась на базе результатов детальной корреляции венд-нижнекембрийских отложений с учетом факторов, ограничивающих применение метода мощностей.



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

**Рис. 2.** Структурная карта по кровле пласта B<sub>10</sub> Ереминско-Чонского месторождения  
**Fig. 2.** Depth map over B<sub>10</sub> layer Top, Ereminsky-Chonsky field



**1** — изогипсы по кровле пласта B<sub>10</sub> верхнечонского горизонта, м; **2** — микрограбены: В-1 — Вакунайский-1, В-2 — Вакунайский-2, Вп — Верхнепеледуйский, ВТ — Верхнечонско-Талаканский, Д — Делиндинский, М — Мукокинский, У — Усольский; **3** — основные разломы (а — достоверные, б — менее достоверные): ЕЧ — Ербогачено-Чуйский, МЛ — Могинско-Ленский, ПГ — Преображенско-Гадалинский, АВ — Ангаро-Вилуйский.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

**1** — structural contours of B<sub>10</sub> layer of Verkhnechonsky Horizon, m; **2** — micrograbens: В-1 — Vakunaisky-1, В-2 — Vakunaisky-2, Вп — Verkhnepeleduisky, ВТ — Verkhnechonsko-Talakansky, Д — Delindinsky, М — Mukokinsky, У — Usolsky; **3** — major faults (a — reliable, б — less reliable): ЕЧ — Erbogacheno-Chuisky, МЛ — Moginsko-Lensky, ПГ — Preobrazhensko-Gadalinsky, АВ — Angaro-Vilyuisky

For other Legend items see Fig. 1

Структурные планы Непско-Ботуобинской антеклизы и Ереминско-Чонского месторождения в венд-раннепалеозойский период отличались от современных. Северо-западная половина антеклизы в указанный интервал времени была наиболее приподнятым участком. Она составляла юго-восточную сводовую часть крупнейшей положительной структуры — Катангской палеоантеклизы [7].

В отмеченный период почти вся территория рассматриваемого месторождения располагалась в сводовой части Катангской палеоантеклизы. Лишь наиболее приподнятая юго-восточная его часть находилась в присводовой части антеклизы.

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

Позднепалеозой-мезозойский период на Сибирской платформе характеризуется высокой тектонической активностью. На границе перми и триаса проявилась плюм-тектоника, выраженная рифтогенезом и формированием крупных прогибов, синеклиз, антеклиз и излиянием огромных объемов сибирских траппов [8]. Происходит формирование Енисей-Хатангского прогиба [9], закладывается и развивается Тунгусская синеклиза. Ее южная часть наложилась на Катангскую палеоантеклизу. В результате активно формируется северо-западный склон Непско-Ботубинской антеклизы, т. е. начали появляться современные структурные планы Ереминско-Чонского месторождения.

В послетриасовое время завершилось становление современного структурного плана Непско-Ботубинской антеклизы и расположенного на ее территории рассматриваемого месторождения.

Следовательно, на протяжении всей истории формирования Непско-Ботубинской антеклизы Ереминско-Чонское месторождение существовало как единый тектонический объект, приуроченный к выступу фундамента, на территории которого существенно сокращены толщины терригенных отложений венда. Этот объект имел весьма благоприятные условия для накопления залежей нефти и газа.

#### **Комплексная литолого-фациальная характеристика продуктивных пластов и оценка качества флюидоупоров Ереминско-Чонского месторождения**

В венд-нижнекембрийских отложениях Ереминско-Чонского месторождения выделено восемь продуктивных пластов, шесть из них ( $B_1$ ,  $B_{3-4}$ ,  $B_5$ ,  $B_{12-13}$ ) в карбонатном и два ( $B_{10}$ ,  $B_{13}$ ) в терригенных комплексах (рис. 3). Все они имели благоприятные литолого-фациальные условия для формирования залежей нефти и газа, обеспечив их промышленную нефтегазоносность только в пределах Ереминско-Чонского месторождения южной части Сибирской платформы. Полная характеристика этих пластов приведена в монографиях [2, 3]. Кратко изложим результаты их многоплановых исследований: литологического состава, строения, условий образования, постседиментационных преобразований, оценки качества коллекторов и перекрывающих пластов-флюидоупоров.

#### **Продуктивные пласты $B_{12-13}$**

Пласты  $B_{12-13}$  разделены доломитовой перемычкой толщиной до 5 м и имеют общий перекрывающий флюидоупор, т. е. они являются единым резервуаром. Поэтому сначала приведена их автономная литолого-фациальная характеристика, а затем выполнена единая оценка качества их коллекторов, а также подстилающего тирского и перекрывающего катангского флюидоупоров.

Пласт  $B_{12}$  (преображенский горизонт) залегают в основании катангской свиты и распространен повсеместно. Толщина его обычно изменяется от 18 до

22 м. Сложен преимущественно доломитами. Среди них выделяется три основных генетических типа: хемогенный, органогенный (микрофитолитовый) и органогенно-обломочный [10].

Хемогенный тип повсеместно распространен и представлен зернистыми доломитами, на долю которых приходится в среднем 10–40 % толщины пласта. В отложениях этого типа отмечается постоянная примесь глинистого материала и ангидрита. Микрофитолитовый тип доломитов также повсеместно распространен на рассматриваемом месторождении и по соотношению 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.

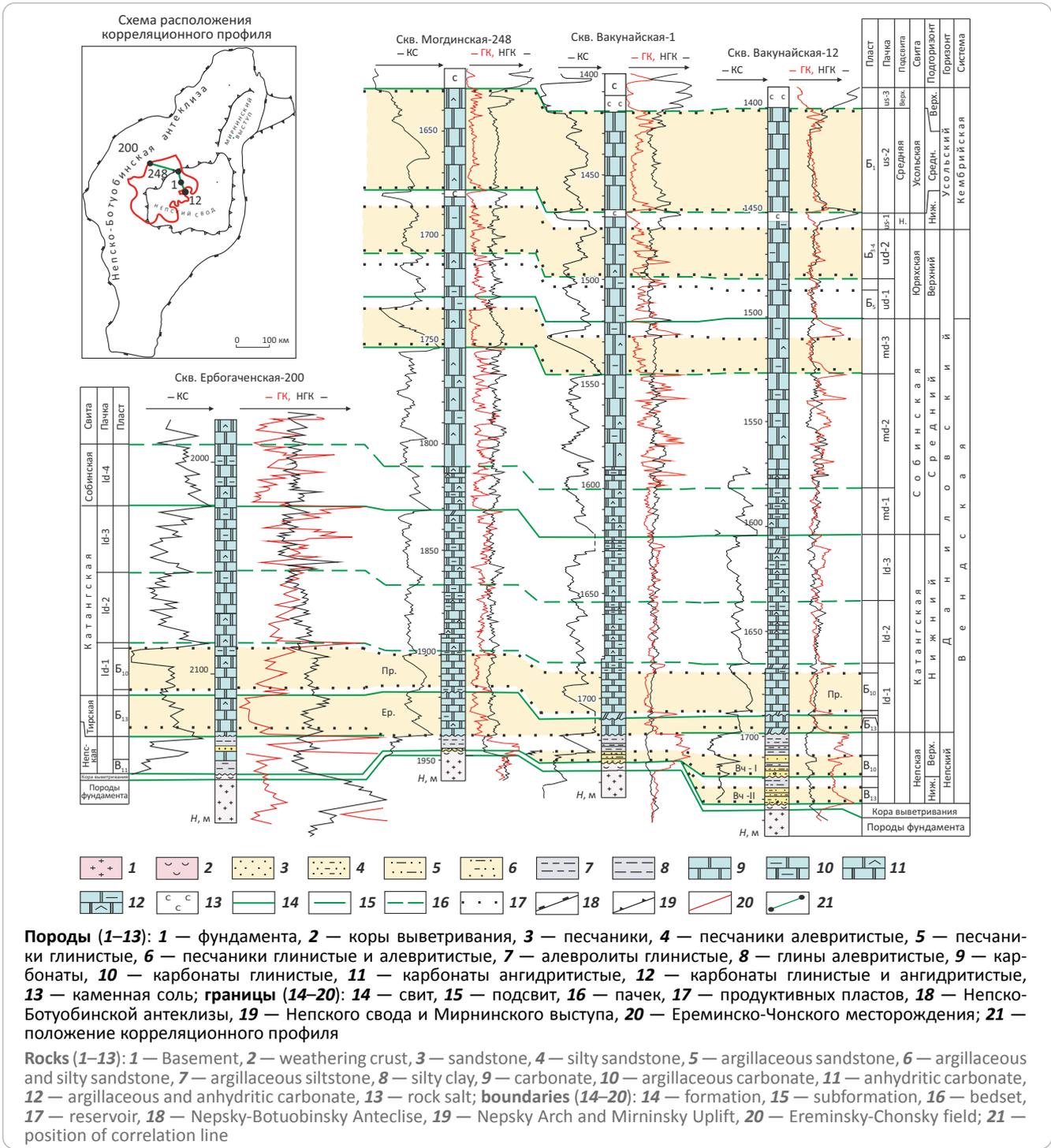
По соотношению в разрезах отмеченных генетических типов доломитов, степени их глинизации и сульфатности доломиты в пределах Ереминско-Чонского месторождения подразделяются на 2 типа. Первый тип в основном представлен микрофитолитовыми (> 70 %) и органогенно-обломочными (15–25 %) доломитами, содержащими небольшую примесь глинистого и сульфатного материала. Второй сложен преимущественно микрофитолитовыми (40–70 %) и органогенно-обломочными (10–20 %) доломитами. Хемогенная составляющая в нем несколько увеличена (10–20 %).

Выяснение условий формирования отложений пласта  $B_{12}$  выполнено по методике В.Д. Ильина и Н.К. Фортунатовой [11]. С учетом специфических условий образования древних карбонатных формаций, можно следующим образом представить условия его формирования на территории Ереминско-Чонского месторождения. Повсеместное распространение первого и второго типов разрезов на месторождении и низкое содержание в них глинистого и сульфатного материала позволяют сделать вывод, что отложения пласта  $B_{12}$  на его территории образовались в основном в условиях внутришельфовой отмели, а на отдельных локальных участках в виде органогенных банок (рис. 4).

На территории месторождения породы пласта  $B_{12}$  преобразованы вторичными процессами. Среди процессов, положительно влияющих на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, наиболее проявлены перекристаллизация, трещинообразование и частично выщелачивание. По скважинным данным они интенсивно отмечались в центральной части месторождения в виде полосы шириной 40–50 км, простирающейся в субширотном направлении от Санарской до Верхнечонской площади. Вторичные процессы, отрицательно влияющие на качество коллекторов пласта  $B_{12}$ , также протекали, но с меньшей интенсивностью.

Пласт  $B_{13}$  (ербогаченский горизонт) выделен в сокращенном стратиграфическом объеме тирской свиты, непосредственно залегающей под преобра-

**Рис. 3.** Стратиграфическое положение продуктивных пластов в венд-нижнекембрийских отложениях Ереминско-Чонского месторождения  
**Fig. 3.** Stratigraphic context of reservoirs in the Vendian-Lower Cambrian deposits, Ereminsky-Chonsky field



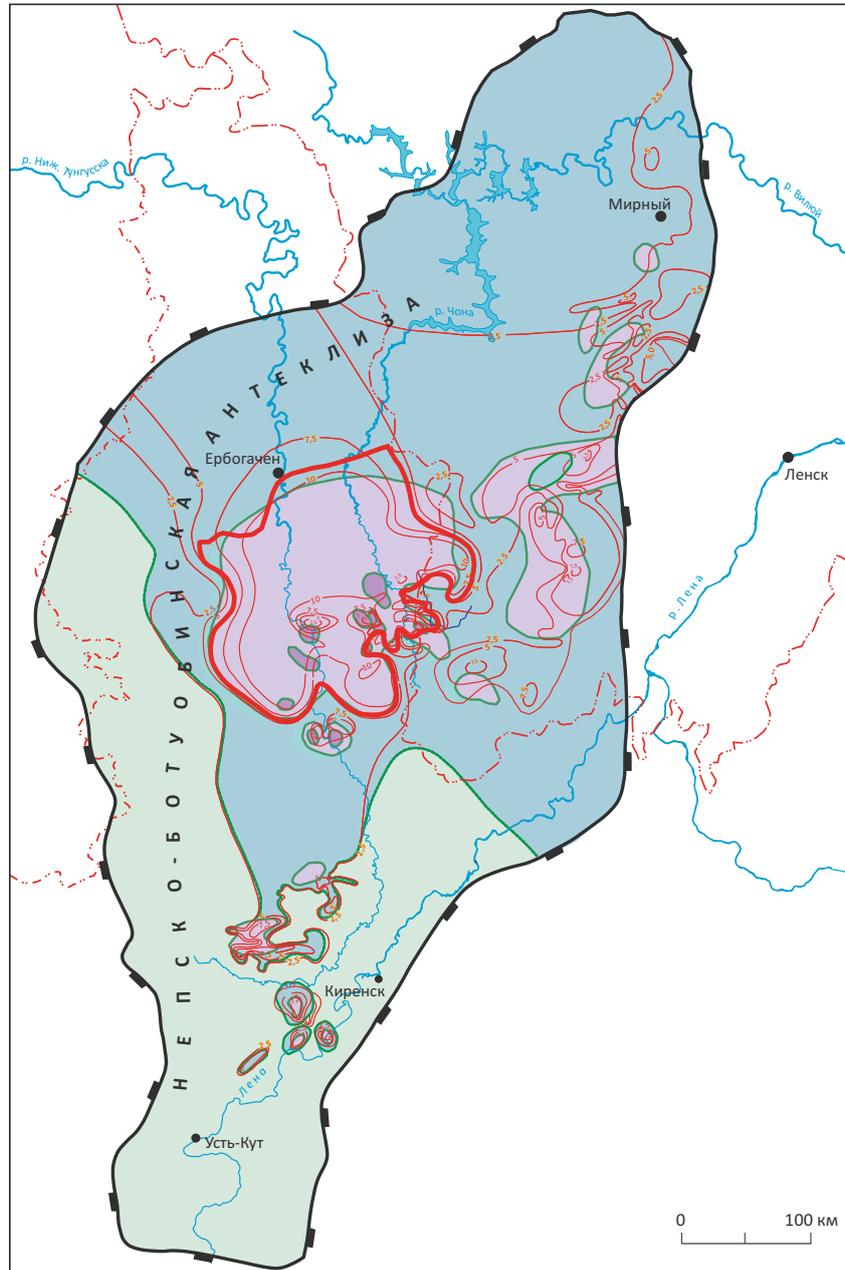
женским горизонтом (см. рис. 3). Он распространен лишь в северной половине Ереминско-Чонского месторождения и слабо изучен бурением. Его толщина изменяется от 7–10 до 25 м.

Пласт представлен преимущественно доломитами микро- и тонкозернистыми послойно ангидритистыми с незначительной примесью глинистого материала. В нижней части пласта доминируют хемогенные и биохемогенные доломиты, обога-

щенные органическими остатками (до 25 % объема пород). Вверх по разрезу они замещаются доломитами со строматолитовой структурой, послойно обогащенными магнезитом. Верхняя половина пласта сложена доломитами послойно микрофитолитовыми, обломочными, иногда глинистыми. По предварительным данным, отложения пласта, как и вышерассмотренного, на большей части его распространения сформировались в условиях внутривышельфовой отмели.

**Рис. 4.** Карта фациальной зональности и эффективных толщин пласта Б<sub>12</sub> (преобразженный горизонт) Непско-Ботубобинской антеклизы

**Fig. 4.** Map of facies zonation and net thickness of Б<sub>12</sub> reservoir (Preobrazhensky Horizon), Nepsky-Botuobinsky Anteclise



**Области осадконакопления (1–4):** 1 — приливно-отливные равнины (преимущественно хемогенные зоны), 2 — мелководный шельф (хемогенно-биогенные зоны), 3 — внутршельфовые отмели (преимущественно биогенные зоны), 4 — банки (биогенные зоны); **границы (5–7):** 5 — фациальных зон, 6 — административные, 7 — Непско-Ботубобинской антеклизы; 8 — изопахиты коллекторов пласта Б<sub>12</sub> (преобразженный горизонт), м; 9 — Ереминско-Чонское месторождение

**Areas of sedimentation (1–4):** 1 — tidal plains (mainly chemogenic zones), 2 — shallow-water shelf (chemogenic-biogenic zones), 3 — intra-shelf mudflats (mainly biogenic zones), 4 — banks (biogenic zones); **boundaries (5–7):** 5 — facies zones, 6 — administrative, 7 — Nepsky-Botuobinsky Anteclise; 8 — isopach of Б<sub>12</sub> reservoirs (Preobrazhensky Horizon), m; 9 — Ereminsky-Chonsky field

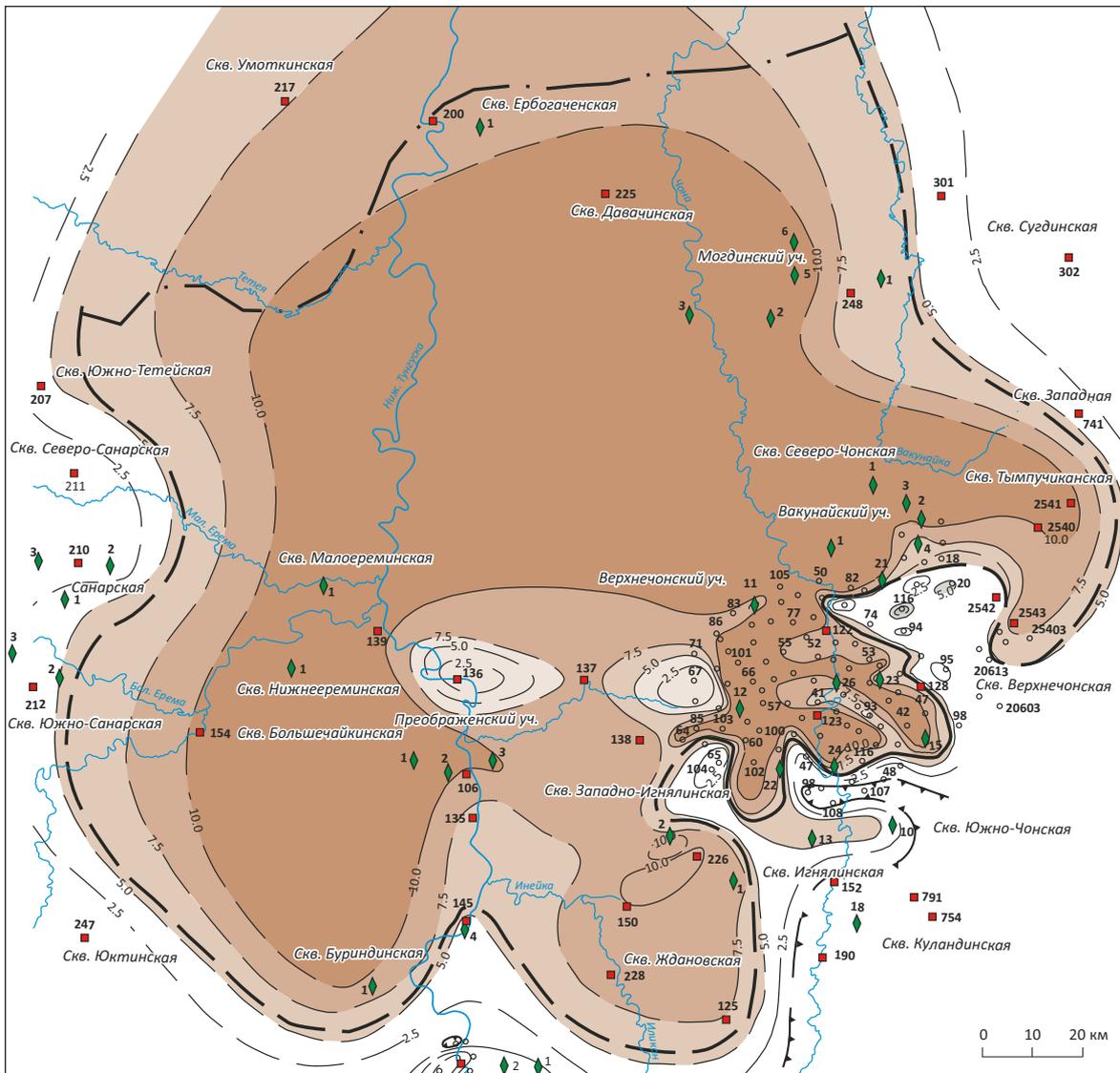
Органогенный состав пород пластов Б<sub>12-13</sub> в пределах Ереминско-Чонского месторождения и высокая степень их преобразованности постседиментационными процессами обеспечили почти повсеместное распространение вторичных коллекторов на его территории. Толщина их изменяется от

нескольких до 25 м, на большей части территории — от 10 до 20 м (рис. 5, табл. 1).

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов пластов характеризуются следующими показателями: открытая пористость изменяется от 7 до



**Рис. 5.** Емкостная модель пласта  $B_{12}$  (преображенский горизонт) Ереминско-Чонского месторождения  
**Fig. 5.**  $B_{12}$  reservoir (Preobrazhensky Horizon) capacity model, Ereminsky-Chonsky field



**1** — условный внешний ВНК; **2** — изопахты нефтенасыщенных коллекторов, м; поля с прогнозом нефтенасыщенных толщин коллекторов и открытой пористости соответственно (**3–6**): **3** — 10–20 м и 7,5–15 %, **4** — 7,5–10 м и 7,5–10 %, **5** — 5–7,5 м и 7,5–10 %, **6** — 1–2 до 5 м и 7,5–10 %.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

**1** — conditional external water-oil contact; **2** — isopach of oil saturated reservoir, m; fields with predicted oil saturated thickness and open porosity, respectively (**3–6**): **3** — 10–20 m and 7.5–15 %, **4** — 7.5–10 m and 7.5–10 %, **5** — 5–7.5 m and 7.5–10 %, **6** — 1–2 to 5 m and 7.5–10 %.

For other Legend items see Fig. 1

20 %, межзерновая проницаемость — от  $0,25 \cdot 10^{-3}$  до  $300 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Распределение открытой пористости и проницаемости по площади месторождения в целом сходное с таковым для коллекторов пластов  $B_{12-13}$ . Характерной особенностью строения коллекторов этих пластов является региональная выдержанность их толщин и фильтрационно-емкостных свойств по площади месторождения.

Тирский флюидоупор, залегающий стратиграфически ниже рассматриваемых пластов, в пределах Ереминско-Чонского месторождения распространен ограниченно. Он развит лишь в северо-восточной его части, где обладает низкими экранирующими свойствами. На большей части территории Ереминско-Чонского месторождения он отсутствует [2] (рис. 6).

**Табл. 1.** Характеристика коллекторов и результаты испытания осинского (пласт Б<sub>1</sub>), усть-кутского (пласты Б<sub>3-4</sub>, Б<sub>5</sub>), преобразженского, ербогаченского (пласты Б<sub>12-13</sub>) и верхнечонского (пласты В<sub>10</sub>, В<sub>13</sub>) горизонтов Ереминско-Чонского месторождения

**Tab. 1.** Properties of reservoirs and results of testing of Osinsky (B<sub>1</sub> Unit), Ust-Kutsky (B<sub>3-4</sub>, B<sub>5</sub> units), Preobrazhensky, Erbogachensky (B<sub>12-13</sub> units), and Verkhnechonsky (B<sub>10</sub>, B<sub>13</sub> units) horizons of the Ereminsky-Chonsky field

Пласт	Глубина, м	Толщина коллектора, м	Пористость коллектора, %	Проницаемость коллектора, $\mu \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$	Тип коллектора	Результаты испытания: нефть, м <sup>3</sup> /сут, конденсат, м <sup>3</sup> /сут, газ, тыс. м <sup>3</sup> /сут
Б <sub>1</sub>	От 1300 до 1850, среднее 1550	От 1–2 до 35, преимущественно от 3–5 до 15	От 7 до 25, преимущественно от 8 до 13	От 0,5 до 160, преимущественно от 3 до 20	Каверно-поровый, поровый, трещинно-каверно-поровый	Нефть от 0,4 до 565, преимущественно от 2 до 10. Газ от 1 до 119, преимущественно от 10 до 50. Конденсат от 2 до 5
Б <sub>3-4</sub>	От 1350 до 1900, среднее 1600	От 1–2 до 20, преимущественно от 2–3 до 10	От 7 до 20, преимущественно от 8 до 14	От 0,5 до 50, преимущественно от 0,5 до 10	Поровый, трещинно-поровый и трещинно-каверно-поровый	Нефть от 0,3 до 32,7, преимущественно от 2 до 15. Газ от 1 до 68,2, преимущественно от 3 до 30. Конденсат от 0,2 до 4,7
Б <sub>5</sub>	От 1400 до 1950, среднее 1650	От 1–2 до 15, преимущественно от 2–3 до 7	От 7 до 20, преимущественно от 7 до 14	От 0,5 до 30, преимущественно от 0,5 до 5	Каверно-поровый, порово-трещинно-каверновый	Нефть от 0,8 до 165, преимущественно от 2 до 5. Газ от 3 до 173, преимущественно от 5 до 20. Конденсат от 0,5 до 2,1
Б <sub>12-13</sub>	От 1550 до 2100, среднее 1850	От 2 до 25, преимущественно от 10 до 20	От 7 до 20, преимущественно от 8 до 12	От 0,25 до 300, преимущественно от 0,25 до 5	Поровый, порово-трещинный	Нефть от 0,2 до 29,8, преимущественно от 1 до 10. Газ от 1 до 150, преимущественно от 2 до 30,4. Конденсат от 0,2 до 46,5
В <sub>10</sub>	От 1570 до 1750, среднее 1650	От 2 до 20, преимущественно от 2 до 6	От 8 до 25, преимущественно от 10 до 18	От 5 до 200, преимущественно от 10 до 100	Гранулярный	Нефть от 1,3 до 200, преимущественно от 5 до 40. Газ от 1,5 до 450, преимущественно от 20 до 100. Конденсат от 1,8 до 9,2
В <sub>13</sub>	От 1570 до 1770, среднее 1670	От 2 до 20, преимущественно от 3 до 10	От 8 до 20, преимущественно от 8 до 15	От 5 до 400, преимущественно от 5 до 50	Гранулярный	Нефть от 0,2 до 150, преимущественно от 10 до 60. Газ от 1 до 150, преимущественно от 2 до 30. Конденсат от 2 до 7,3

*Примечание.* Испытание пластов осуществлялось без бурения горизонтальных скважин и без гидроразрыва пласта. На выступах фундамента фильтрационно-емкостные свойства карбонатных пластов резко улучшаются. В этих участках дебиты нефти в них возрастают до нескольких сотен метров кубических в сутки. Подобная ситуация отмечена на Даниловском выступе фундамента.

*Note.* Formation testing was carried out without horizontal hole drilling and fracturing. Reservoir properties of carbonate layers considerably improve on the basement benches. In these areas, oil flowrates increase up to hundreds of cubic metres per day. Similar situation is reported for the Danilovsky basement bench.

Катангский флюидоупор, перекрывающий пласты, повсеместно распространен в пределах месторождения. Толщина его изменяется от 60 до 75 м. Состав флюидоупора глинисто-сульфатно-карбонатный. Его качество обычно среднее.

#### **Продуктивный пласт Б<sub>5</sub>**

Пласт Б<sub>5</sub> включает нижнюю половину тэтэрской свиты и распространен на всей территории Ереминско-Чонского месторождения. Его толщина изменяется от 18 до 25 м. Пласт перекрыт глинисто-сульфатно-карбонатными породами толщиной 5–15 м, которые отделяют его от вышележащих пластов Б<sub>3-4</sub>. Представлен преимущественно доломита-

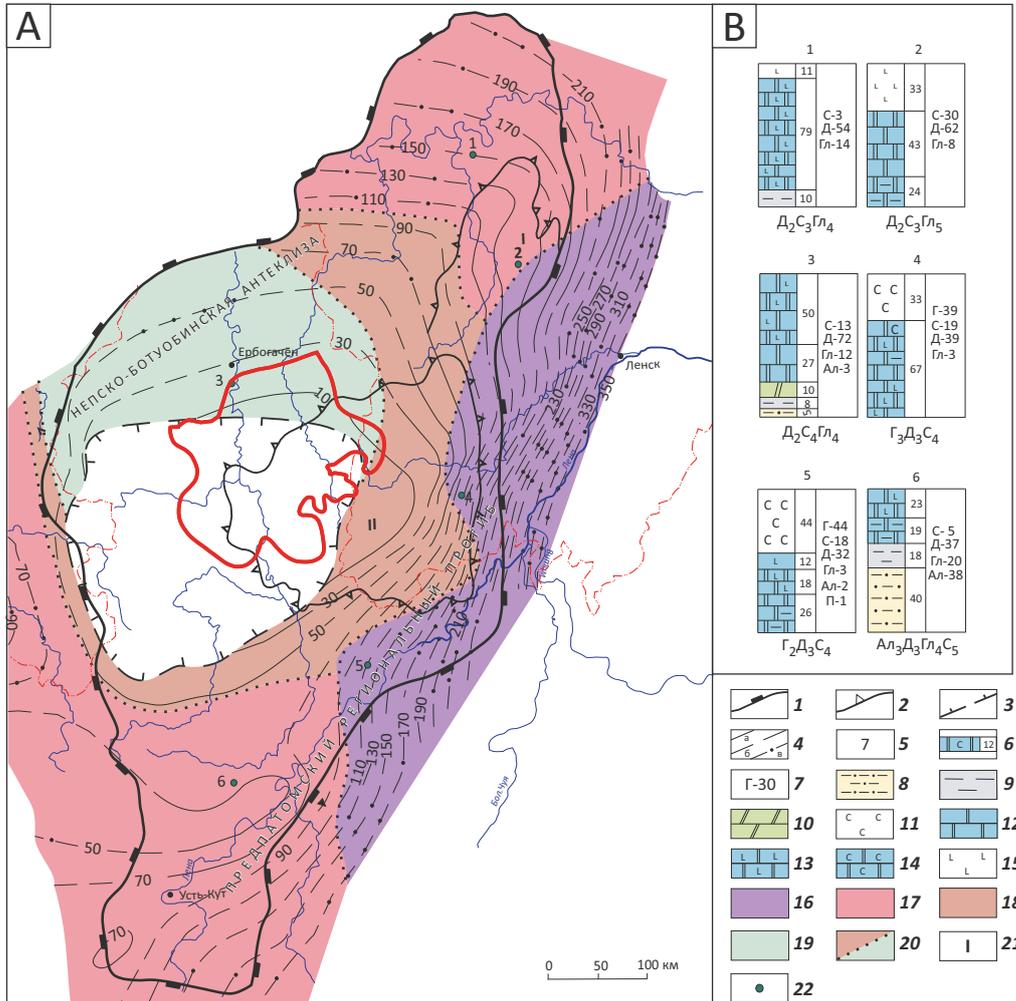
ми (на 80–90 % толщины пласта). Среди них доминируют органогенные, реже встречаются зернистые и спорадично — обломочные разновидности.

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

В раннетэтэрское время, в период формирования отложений пласта Б<sub>5</sub>, на территории месторождения осадконакопление происходило в морских условиях, в обстановках внутришельфовой отмели и мелководного шельфа [2, 3]. В условиях



**Рис. 6.** Карта прогноза качества тирского флюидоупора, подстилающего пласт Б<sub>12</sub> (преобразженский горизонт) Непско-Ботубовинской антеклизы (А), и колонки типовых разрезов (В)  
**Fig. 6.** Map of predicted quality of Tirskey impermeable bed underlying B<sub>12</sub> reservoir (Preobrazhensky Horizon) in the Nepsky-Botuobinsky Anteclise (A), and type section columns (B)



**Литологические компоненты разреза:** Ал — алевролитовая, Гл — глинистая, И — известковая, Д — доломитовая, С — сульфатная, Г — галитовая; **содержание компонентов, %:** 1 — 100–76; 2 — 75–51; 3 — 50–26; 4 — 25–11; 5 — 10–1.

**Контуры пликативных структур (1, 2):** 1 — надпорядковых (антеклиз), 2 — положительных I порядка (сводов, выступов); **границы (3, 4):** 3 — территории распространения флюидоупоров, 4 — изопакиты флюидоупоров (а — достоверные, б — менее достоверные, в — предполагаемые), м; **колонки типовых разрезов экранирующих горизонтов (5–7):** 5 — номер типового разреза, 6 — породы и процент их содержания в разрезе, 7 — содержание литологических компонентов разреза; **породы в колонках типовых разрезов (8–15):** 8 — алевролит песчанистый, 9 — аргиллит, 10 — мергель доломитовый, 11 — соль (галит), 12 — доломит, 13 — доломит ангидритовый, 14 — доломит соленосный, 15 — ангидрит; **качества флюидоупоров (16–19):** 16 — весьма высокое, 17 — высокое, 18 — среднее, 19 — низкое; 20 — границы зон распространения различного качества экранирующих горизонтов; **21** — положительные структуры I порядка (I — Мирнинский выступ, II — Непский свод); **22** — типовые разрезы (1 — скв. Сюльдюзарская-1, 2 — скв. Тас-Юряхская-555, 3 — скв. Ербогаченская-200, 4 — скв. Талаканская-808, 5 — скв. Ичерская-189, 6 — скв. Северо-Марковская-3).

Остальные усл. обозначения см. на рис. 4

**Lithological components of the section:** Ал — siltstone, Гл — argillaceous, И — calcareous, Д — dolomitic, С — sulphate, Г — halite; **component content, %:** 1 — 100–76; 2 — 75–51; 3 — 50–26; 4 — 25–11; 5 — 10–1.

**Outlines of fold structures (1, 2):** 1 — super-order (anteclises), 2 — I-st order positive (arches, uplifts); **boundaries (3, 4):** 3 — territory of impermeable bed occurrence, 4 — isopach of impermeable bed (a — reliable, б — less reliable, в — supposed), m; **type section columns of sealing horizons (5–7):** 5 — type section number, 6 — rocks and their percentage in the section, 7 — content of lithological components in the section; **rocks in type section columns (8–15):** 8 — sandy siltstone, 9 — claystone, 10 — dolomitic marl, 11 — salt (halite), 12 — dolomite, 13 — anhydritic dolomite, 14 — salt-bearing dolomite, 15 — anhydrite; **quality of impermeable bed (16–19):** 16 — rather high, 17 — high, 18 — medium, 19 — low; 20 — boundaries of zones having different quality of sealing horizons; **21** — I-st order positive structures (I — Mirninsky uplift, II — Nepsky arch); **22** — type sections (1 — Soldyukarsky-1 well, 2 — Tas-Yuryakhsky-555 well, 3 — Erbogachensky-200 well, 4 — Talakansky-808 well, 5 — Ichersky-189 well, 6 — North Markovskiy-3 well).

For other Legend items see Fig. 4

внутришельфовой отмели осадки накапливались в его юго-западной и центральной частях. В обстановке мелководного шельфа осадконакопление происходило на северном и северо-восточном окраинных участках Ереминско-Чонского месторождения. В их пределах накапливались хемогенные, органогенные и органогенно-обломочные осадки.

Породы пласта  $B_5$  подверглись перекристаллизации, доломитизации, выщелачиванию и галитизации [2]. Перекристаллизация достаточно интенсивно проявилась на всей территории месторождения. Повсеместно и интенсивно породы пласта испытали доломитизацию. Этот процесс привел к частичной, а прослоями и к полной ликвидации водорослевых структур, образовав доломиты замещения. Породы пласта интенсивно затронуты процессом выщелачивания.

Коллекторы пласта  $B_5$  на территории Ереминско-Чонского месторождения имеют очаговое распространение и толщину от 1–2 до 15 м. Наибольшие их значения (7,5–15 м) закартированы в южной части месторождения, средние значения (5–7 м) — в центральной его части и минимальные (менее 5 м) — по его краям. Открытая пористость коллекторов изменяется от 7 до 20 %, проницаемость — от  $0,5 \cdot 10^{-3}$  до  $30 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (см. табл. 1).

Флюидоупором пласта является карбонатно-глинисто-ангидритовая перемычка толщиной 7–15 м, отделяющая его от вышележающих пластов  $B_{3-4}$ . Его качество оценивается как среднее и пониженное.

#### **Продуктивные пласты $B_{3-4}$**

Пласты  $B_{3-4}$  охватывают верхнюю половину тэтэрской свиты. Толщина их изменяется от 20 до 25 м. Представлены микрофитолитами, органогенно-обломочными и хемогенными доломитами с прослоями небольшой толщины онколито-оолитовых и водорослевых отложений.

В поздне-тэтэрское время, в период образования пластов  $B_{3-4}$ , на рассматриваемой территории осадконакопление происходило в морских условиях, в обстановке внутришельфовой отмели. Здесь, в условиях периодического колебания уровня моря, накапливались как хемогенные доломитовые илы, так и органогенные, а также органогенно-обломочные осадки [2].

Породы пластов  $B_{3-4}$  подверглись перекристаллизации, выщелачиванию, галитизации и ангидритизации. Перекристаллизация проявилась участками в виде пятнообразных скоплений зерен доломита. Весьма неравномерно и в целом незначительно породы пластов затронуты выщелачиванием. Процесс галитизации в породах проявился также незначительно и обычно равномерно по разрезу.

Коллекторы пластов Ереминско-Чонского месторождения имеют очаговое распространение. Их толщина изменяется от 1–2 до 20 м, преимуще-

ственно от 2–3 до 10 м. Наибольшие значения толщин (7,5–20 м) прогнозируются на трех участках, территориально совпадающих в пределах месторождения с повышенными толщинами коллекторов вышеописанного пласта  $B_5$ . Открытая пористость коллекторов изменяется от 7 до 20 %, проницаемость — от  $0,5 \cdot 10^{-3}$  до  $50 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (см. табл. 1).

#### **Продуктивный пласт $B_1$**

Пласт  $B_1$  выделяется в объеме среднеусольской подсвиты карбонатного состава, он повсеместно распространен в пределах Ереминско-Чонского месторождения. Толщина его изменяется от 40 до 70 м. Перекрывают пласт карбонатно-галогенные породы верхнеусольской подсвиты.

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

По структурным особенностям и вещественному составу пород пласт неоднороден и обычно представлен одно- и двухчленным строением. При одночленном строении он сложен в одних случаях преимущественно известняками (Санарская площадь), в других — доломитами (Преображенская, Могдинская площади). При двухчленном строении пласт подразделяется на две пачки. В одних разрезах нижняя пачка представлена водорослевыми известняками с прослоями доломитов, а верхняя пачка — доломитами, нередко в сочетании с глинистыми известняками, в других, наоборот, — нижняя часть доломитовая, верхняя — известняковая.

В среднеусольское время на рассматриваемой территории осадконакопление происходило в морских условиях, в обстановке внутришельфовой отмели [2]. Здесь накапливались как органогенные и органогенно-обломочные осадки, так и хемогенные илы.

Породы пласта  $B_1$  испытали интенсивную перекристаллизацию, неоднородную доломитизацию, выщелачивание, засолонение, локальную сульфатизацию и окремнение. Наиболее существенное положительное влияние на формирование пласта оказали процессы выщелачивания, доломитизации и перекристаллизации. Ухудшение качества коллекторов обусловлено в основном засолонением, в меньшей мере — сульфатизацией.

Коллекторы пласта имеют очаговое распространение. Их толщина изменяется от нескольких до 35 м. На большей части месторождения ее значения составляют 10–15 м. Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов варьируют в широких пределах. Их открытая пористость колеблется от 7 до 25 %, проницаемость — от  $0,5 \cdot 10^{-3}$  до  $160 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

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

#### **Продуктивный пласт $B_{13}$**

Пласт  $B_{13}$  включает нижнюю, преимущественно песчаную часть нижненепской подсвиты, залегающую в основании осадочного чехла на породах фундамента. Он распространен весьма ограниченно в пределах Ереминско-Чонского месторождения, охватывая только юго-восточную его часть. Толщина пласта изменяется от нескольких до 25 м. Наибольшие ее значения отмечаются на крайнем юго-востоке месторождения. В северо-западном направлении они постепенно уменьшаются вплоть до полного выклинивания пласта.

Отложения пласта образовались в ранневендскую эпоху формирования осадочного чехла Сибирской платформы в условиях прибрежной равнины, временами заливаемой морем [2].

Коллекторы пласта  $B_{13}$  развиты только в юго-восточной части месторождения. Их толщина изменяется от 2 до 20 м. Пористость коллекторов варьирует от 8 до 20 %, межзерновая проницаемость — от  $5 \cdot 10^{-5}$  до  $400 \cdot 10^{-5}$  мкм<sup>2</sup> (см. табл. 1).

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  $B_{10}$  соответствует нижней, в основном песчаной части верхненепской подсвиты, распространенной на территории месторождения. Сложен преимущественно песчаными отложениями. Его толщина в юго-восточной части месторождения обычно изменяется от 10 до 25 м, а на остальной большей его части — не превышает 1–3 м. Отложения пласта  $B_{10}$  образовались в условиях прибрежной равнины, временами заливавшейся морем [2].

Коллекторы пласта  $B_{10}$  повсеместно распространены лишь в юго-восточной части Ереминско-Чонского месторождения. Их толщина варьирует от 2 до 20 м. На остальной существенно большей части месторождения коллекторы распространены очагово и их толщина, по-видимому, не превышает 1–2 м. Пористость коллекторов изменяется от 8 до 25 %, проницаемость — от  $5 \cdot 10^{-5}$  до  $200 \cdot 10^{-5}$  мкм<sup>2</sup> (см. табл. 1).

Флюидоупором пласта  $B_{10}$  являются преимущественно глинистые отложения верхненепской подсвиты, которые распространены на всей территории месторождения. Его толщина изменяется от 10 до 30 м. Качество флюидоупора высокое и среднее, а в северо-западной окраинной части месторождения — пониженное.

Следовательно, карбонатные продуктивные пласты Ереминско-Чонского месторождения сложе-

ны преимущественно доломитами, среди которых выделяется три генетических типа: хемогенный, органогенный (микрофитолитовый) и органогенно-обломочный, причем наиболее широко в них распространены два последних типа. В этих типах активно проявились процессы перекристаллизации, выщелачивания и доломитизации, сформировавшие вторичные коллекторы порового, порово-каверного и порово-каверно-трещинного типов. Качество коллекторов ухудшилось за счет процессов засоления, сульфатизация и окремнения.

Терригенные продуктивные пласты представлены преимущественно песчаниками, имеющими гранулярный тип коллекторов.

Продуктивные пласты Ереминско-Чонского месторождения образованы в благоприятных литолого-фациальных условиях. Карбонатные пласты накапливались в условиях мелководного шельфа и внутришельфовой отмели, а терригенные — прибрежных равнин, временами заливавшихся морем.

Флюидоупоры, перекрывающие продуктивные пласты Ереминско-Чонского месторождения, участками отсутствуют или имеют низкое качество. Лишь верхнеусольский галогенно-карбонатный флюидоупор, перекрывающий в целом венд-нижнекембрийский продуктивный комплекс, характеризуется высоким качеством. Низкое качество флюидоупоров и значительное проявление дизъюнктивной тектоники обусловили перетоки УВ внутри этого комплекса. Таким образом, этот комплекс месторождения представляет единую гидродинамическую систему, характерную только для этого месторождения в южной части Сибирской платформы.

#### **Геохимические условия образования Ереминско-Чонского месторождения**

В пределах Непско-Ботуобинской антеклизы, на которой расположено Ереминско-Чонское месторождение, и смежной территории Предпатомского прогиба, являющегося крупной зоной нефтегазообразования, выполнены значительные объемы геохимических исследований рифейских, вендских терригенных и верхневенд-нижнекембрийских карбонатных отложений, результаты которых отражены во многих публикациях ([12] и др.). В них рассмотрены закономерности распределения ОВ, его катагенетические преобразования и нефтегазогенерационный потенциал. Сделаны выводы, что наибольшим нефтегазогенерационным потенциалом обладают рифейские отложения, существенно меньшим — породы терригенного венда и подсолевого карбонатного комплекса, причем интенсивность эмиграции жидких битумоидов и генерации газообразных УВ по площади региона проявилась достаточно закономерно. Максимальные показатели отмечались в Предпатомском прогибе, значительно меньшие — на юго-восточном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы и наименьшие — в центральной наиболее приподнятой ее части.

Миграция УВ из отмеченных зон в центральную, наиболее приподнятую часть антеклизы, где расположено Ереминско-Чонское месторождение, в основном контролировалась палеоструктурным планом и качеством флюидоупоров. Выделяется три основных этапа миграции УВ: венд-раннепалеозойский, среднепалеозойский и позднепалеозой-мезозойский.

На венд-раннепалеозойском этапе, в период наиболее интенсивной миграции УВ из зон нефтегазообразования в зоны нефтегазонакопления, структурные планы значительно отличались от современных. Крупной зоной нефтегазонакопления в то время были центральная и северо-западная части Непско-Ботубинской антеклизы, в которых расположено Ереминско-Чонское месторождение. На отмеченных территориях происходила аккумуляция УВ как из местных источников, так и из расположенных в пределах Предпатомского прогиба. Залежи УВ формировались в основном в литологических ловушках, поскольку антиклинальные поднятия появились позже, причем на ограниченной территории. При этом литологические ловушки имели иное пространственное положение, чем в современную геологическую эпоху [2].

Кроме описанной латеральной миграции УВ в венде и раннем палеозое, а также в последующие периоды в больших масштабах происходил их вертикальный переток из рифейских отложений в вендские терригенные резервуары, а из последних — в вышезалегающие подсолевые карбонатные, поскольку между этими образованиями участками флюидоупоры отсутствовали или имели низкое качество.

Переток УВ из терригенных отложений в карбонатные в больших масштабах прогнозируется только в центральной и северо-западной частях Непско-Ботубинской антеклизы. В отмеченных частях структуры предполагается активная вертикальная миграция УВ, причем нефти [2].

Структурный план рассматриваемой территории в среднепалеозойский этап миграции УВ в целом продолжил унаследованное развитие.

Заключительный позднепалеозой-мезозойский этап нефтегазообразования в пределах Ереминско-Чонского месторождения связан со становлением Тунгусской синеклизы. Южная часть этой структуры наложилась на Катангскую палеосинеклизу. В результате начал активно формироваться северо-западный склон Непско-Ботубинской антеклизы.

В соответствии с отмеченными тектоническими преобразованиями началась дополнительная миграция УВ из южного борта Тунгусской синеклизы в центральную наиболее приподнятую часть Непско-Ботубинской антеклизы, где расположено Ереминско-Чонское месторождение.

Следовательно, на протяжении всего фанерозойского периода осуществлялась латеральная и

вертикальная миграция УВ из Предпатомского прогиба и смежной территории Непско-Ботубинской антеклизы в пределы Ереминско-Чонского месторождения, а с позднепалеозой-мезозойского — и из южной части Тунгусской синеклизы. Учитывая, что флюидоупоры между продуктивными пластами имели низкое качество, создались благоприятные условия для формирования в них залежей УВ. Их сохранность обеспечил верхнеусольский флюидоупор высокого качества, повсеместно перекрывающий весь венд-нижнекембрийский подсолевой комплекс.

### **Методика и результаты оценки запасов и ресурсов нефти, газа и конденсата Ереминско-Чонского месторождения**

#### ***Методика оценки запасов и ресурсов нефти, газа и конденсата***

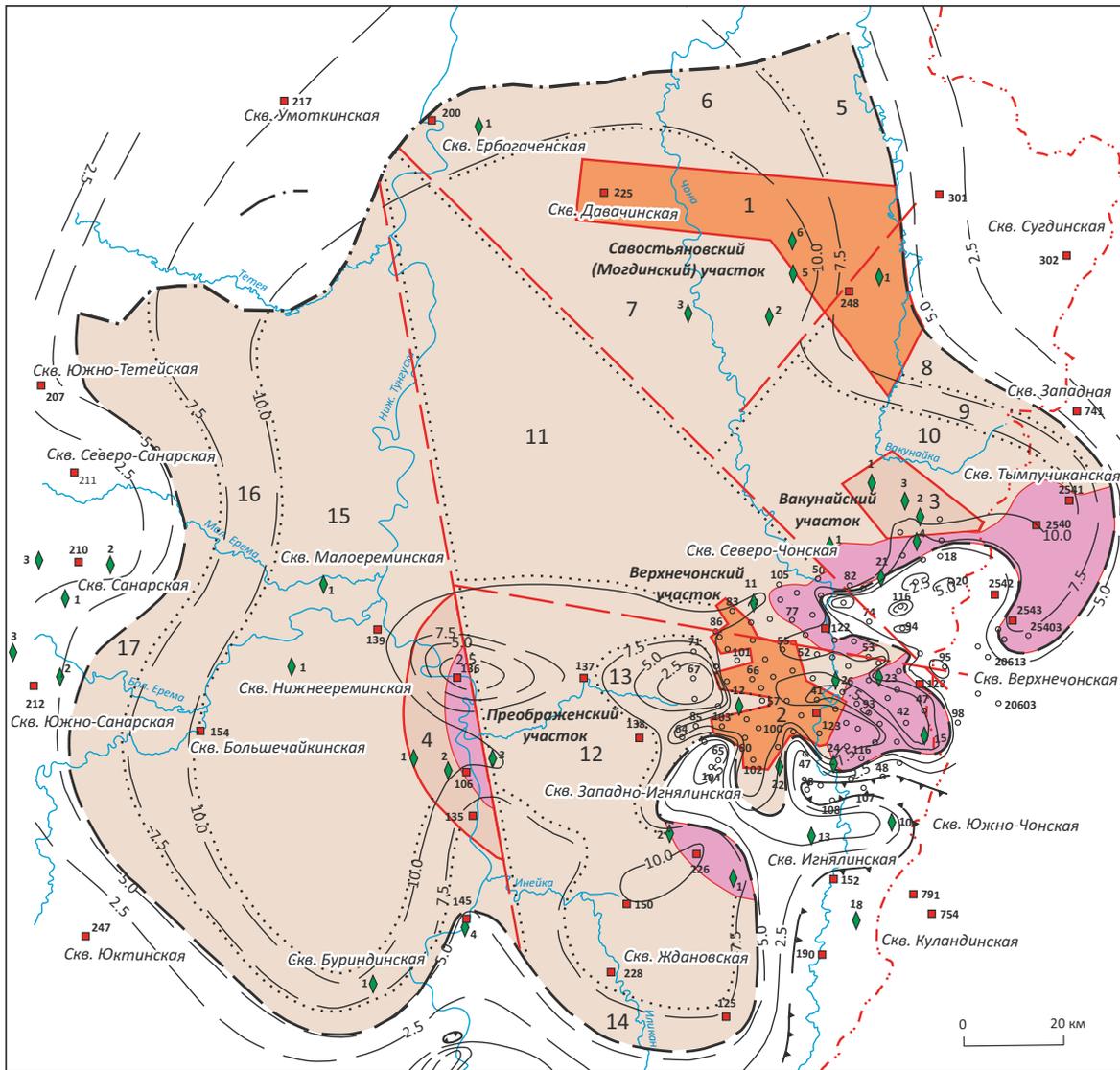
При выполнении оценки запасов и ресурсов нефти, газа и конденсата продуктивных пластов Ереминско-Чонского месторождения, учитывая их разную степень интенсивности продуктивности, использовались два метода: объемный и геологический способ по удельным плотностям запасов УВ на единицу площади. Поскольку для пластов Б<sub>12-13</sub> в пределах Ереминско-Чонского месторождения характерно практически повсеместное развитие нефтенасыщенных коллекторов, оценка их запасов и ресурсов УВ осуществлена первым методом. В остальных продуктивных пластах Ереминско-Чонского месторождения отмечается очаговое распределение нефтегазонасыщенных коллекторов. В них прогнозируются ограниченные по площади ловушки. Ресурсы УВ этих продуктивных пластов оценены вторым методом.

**Объемный метод** обычно используется для оценки запасов нефти и газа изученных залежей УВ. При оценке ресурсов УВ-пластов Б<sub>12-13</sub> Ереминско-Чонского месторождения он применен достаточно условно, поскольку оно включает совокупность еще не оконтуренных бурением залежей. Тем не менее автор статьи оценивал ресурсы УВ этих пластов отмеченным методом, поскольку других для оценки ресурсов УВ подобных крупных объектов не существует.

Для реализации этого метода вся территория рассматриваемого месторождения, исключая площади выявленных залежей УВ, на основании распределения толщин нефтенасыщенных коллекторов и территориального положения региональных разломов, была разделена на 17 расчетных участков (условных залежей) (рис. 7). Подсчетные параметры этих «залежей» и результаты оценки их запасов нефти приведены в табл. 2.

**Геологический способ** по удельным плотностям запасов УВ на единицу площади изложен в [13]. Суть выбранного приема заключается в следующем: 1) выделение хорошо изученных нефтегазоносных объектов, принимаемых за эталонные участки;

**Рис. 7.** Схема расположения расчетных участков для подсчета запасов нефти Ереминско-Чонского месторождения  
**Fig. 7.** Position of calculation areas for oil reserves assessment in the Ereminsky-Chonsky field



**1** — зоны разрывных нарушений; **2** — контуры и номера расчетных участков; **подсчетные участки (3–5): 3** — Савостьяновского (1) и Верхнечонского (2) месторождений, **4** — в которых выявленные залежи нефти оценены автором, **5** — в которых выполнена авторская оценка запасов нефти; **6** — газовое насыщение коллекторов.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 5

**1** — fault zones; **2** — outlines and numbers of calculation areas; **calculation areas (3–5): 3** — Savostyanov (1) and Verkhnechonsky (2) fields, **4** — where the accumulations identified are evaluated by the author, **5** — where the author’s oil reserves assessment is carried out; **6** — gas saturation of reservoirs.

For other Legend items see Fig. 1, 5

2) перенос установленных плотностей ресурсов УВ на прогнозируемые (расчетные) участки за счет использования контролирующих перспективы нефтегазоносности геологических параметров.

Для количественной оценки перспектив нефтегазоносности продуктивных пластов  $B_1, B_{3-4}, B_5, V_{10}$  и  $V_{13}$  использовалось шесть эталонных участков: Среднеботуобинский, Талаканский (пласт  $B_1$ ), Даниловские (пласты  $B_{3-4}, B_5$ ) и Верхнечонские (пласты  $V_{10}, V_{13}$ ).

В качестве основных геологических параметров для переноса плотностей ресурсов УВ из

эталонных в расчетные участки использовались: гипсометрия современного структурного плана, начальный нефтегазогенерационный потенциал нефтематеринских пород, качество флюидоупоров и толщина коллекторов.

**Результаты количественной оценки**

Начальные суммарные ресурсы (НСР) УВ венд-нижнекембрийского подсолевого комплекса Ереминско-Чонского месторождения оцениваются в 12 890,1 млн т усл. УВ, что соответствует 49,5 %

**Табл. 2.** Результаты оценки запасов нефти по категориям  $C_2 + C_2^1$  Ереминско-Чонского месторождения (авторская оценка)  
**Tab. 2.** The results of oil reserves assessment in  $C_2 + C_2^1$  categories, the Ereminsky-Chonsky field (the authors' estimate)

Номер расчетных участков	Значения подсчетных параметров								Содержание нефти на расчетных участках, %	Запасы нефти, млн т	
	Нефтенасыщенная площадь, $F, л \cdot 10^3 \text{ тыс. м}^2$	Толщина эффективной нефтенасыщенности горизонта, $h, м$	Коэффициент пористости, $m_p, \text{ м}^3$	Плотность нефти, $\rho_n, \text{ т/м}^3$	Пересчетный коэффициент, $\Theta$	Коэффициент нефтенасыщенности, $V_n, \%$	Понижающий коэффициент за счет возможного выклинивания коллектора	Коэффициент извлечения нефти, $\eta, \%$		Геологические	Извлекаемые
1	1364	7	0,07	0,86	0,85	0,86	0,7	0,11	100	294	32
2	1729	9	0,09	0,86	0,85	0,86	0,8	0,11	100	704	77
3	1004	6	0,07	0,86	0,85	0,86	0,6	0,11	100	159	17
4	6851	9	0,09	0,86	0,85	0,86	0,8	0,11	100	2790	307
5	3092	7	0,07	0,86	0,85	0,86	0,6	0,11	100	571	62
6	1576	5	0,06	0,86	0,85	0,86	0,3	0,11	100	89	9
7	1381	7	0,07	0,86	0,85	0,86	0,6	0,11	80	204	22
8	2501	9	0,09	0,86	0,85	0,86	0,7	0,11	80	713	78
9	520	8	0,08	0,86	0,85	0,86	0,6	0,11	25	31	4
10	2405	8	0,08	0,86	0,85	0,86	0,7	0,11	60	406	44
$\Sigma$										5961	662

Примечание. Положение расчетных участков см. на рис. 7.

Note. For position of evaluated areas see Fig. 7.

последней (2009) официальной оценки ресурсов условных УВ всей территории Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области. Из них ресурсы нефти оцениваются в 11 406 млн т (88,5 %), газа — 1462,9 млрд м<sup>3</sup> (11,3 %) и конденсата — 20,7 млн т (0,2 %). Извлекаемые ресурсы нефти, газа и конденсата равны 1806,5 млн т (55 %), 1462,9 млрд м<sup>3</sup> (44,5 %) и 15,7 млн т (0,5 %) соответственно (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  $B_1$  — 1615,5 (12,6 %), 1094,1 (8,5 %) и 996,5 млн т (7,7 %) соответственно и минимальные ресурсы УВ прогнозируются в пластах  $B_{13}$  и  $B_{10}$  — 677,1 (5,2 %) и 482,6 (3,7 %) млн т соответственно.

Накопленная добыча и ресурсы УВ по категориям  $A + B + C_1, C_2, C_2^1$  и  $D_1$  месторождения равны 45,8 (0,1 %), 798,3 (6,3 %), 3632,7 (28,3 %), 5961 (46,3 %) и 2452,3 (19 %) млн т усл. УВ соответственно. То есть степень разведанности его ресурсов УВ составляет 34,7 %.

<sup>1</sup> Оценка ресурсов нефти, газа и конденсата продуктивных пластов  $B_{12-13}$  выполнена авторами по категории  $C_2^1$ , поскольку бурением закартировано почти повсеместное их насыщение УВ.  $C_2^1$  — это промышленные запасы, соответствующие, по мнению автора статьи, категории  $C_2$ , но пока не принятые ГКЗ.

**Продуктивные пласты  $B_{12-13}$**  обладают наибольшими перспективами нефтегазоносности в пределах Ереминско-Чонского месторождения. Начальные суммарные ресурсы УВ этих пластов составляют 8023,8 млн т усл. УВ, из них нефти — 7412,1 млн т (92,4 %), газа — 609,3 млрд м<sup>3</sup> (7,6 %) и конденсата — 2,4 млн т (0,1 %). Извлекаемые ресурсы нефти, газа и конденсата равны 888,3 млн т (59,3 %), 609,3 млрд м<sup>3</sup> (40,6 %) и 1,8 млн т (0,1 %) соответственно.

Запасы и ресурсы УВ пластов  $B_{12-13}$  категорий  $A + B + C_1, C_2$  и  $C_2^1$  равны 183,1 (2,3 %), 1286,2 (16 %) и 6554,4 (81,7 %) млн т усл. УВ соответственно.

Распределение начальных суммарных извлекаемых<sup>2</sup> ресурсов УВ рассматриваемых пластов по площади месторождения показано на рис. 8. По степени перспективности выделяется 4 категории земель с плотностями извлекаемых ресурсов УВ соответственно: от 30 до 50; от 20 до 30; от 10 до 20 и от 5 до 10 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> Плотности ресурсов УВ продуктивных пластов  $B_{12-13}$  выше остальных пластов месторождения почти на порядок, поэтому их значения приведены в качестве извлекаемых, а остальных пластов — в качестве геологических.



Табл. 3. Ресурсы нефти, газа и конденсата Ереминско-Чонского месторождения

Tab. 3. Oil, gas, and condensate resources of the Ereminsky-Chonsky field

Продуктивный пласт	Ресурсы нефти, млн т					Ресурсы газа, млрд м <sup>3</sup>					Ресурсы конденсата, млн т					Всего усл. УВ, млн т				
	Накопленная добыча	A + B + C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> <sup>1</sup> (D <sub>1</sub> )	Всего	Накопленная добыча	A + B + C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> <sup>1</sup> (D <sub>1</sub> )	Всего	Накопленная добыча	A + B + C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> <sup>1</sup> (D <sub>1</sub> )	Всего	Накопленная добыча	A + B + C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> <sup>1</sup> (D <sub>1</sub> )	Всего усл. УВ
Б <sub>1</sub>	0	$\frac{3,9}{0,6}$	$\frac{154,3}{30,6}$	$\frac{252}{50,4}$	$\frac{410,2}{81,6}$	0,1	60	135,6	376,9	572,6	0	$\frac{0,8}{0,6}$	$\frac{2,7}{1,9}$	$\frac{10,2}{7,5}$	$\frac{3,7}{10}$	0,1	$\frac{64,7}{61,2}$	$\frac{292,6}{168,1}$	$\frac{639,1}{434,8}$	$\frac{996,5}{664,2}$
Б <sub>3-4</sub>	0	$\frac{21,5}{7,3}$	$\frac{902}{166,2}$	$\frac{620,5}{124,1}$	$\frac{1544}{297,6}$	0	12	31,2	26,9	70,1	0	$\frac{0,5}{0,4}$	$\frac{0,5}{0,4}$	$\frac{0,4}{0,3}$	$\frac{1,4}{1,1}$	0	$\frac{34}{19,7}$	$\frac{933,7}{197,8}$	$\frac{647,8}{151,3}$	$\frac{1615,5}{368,8}$
Б <sub>5</sub>	0,1	$\frac{75,2}{25,1}$	$\frac{508,6}{99,4}$	$\frac{458,3}{91,6}$	$\frac{1042,2}{216,2}$	0	4,8	16,9	29,7	51,4	0	$\frac{0,1}{0,1}$	$\frac{0,2}{0,2}$	$\frac{0,2}{0,1}$	$\frac{0,5}{0,4}$	0,1	$\frac{80,1}{30}$	$\frac{525,7}{116,5}$	$\frac{488,2}{121,4}$	$\frac{1094,1}{268}$
Б <sub>12-13</sub>	0,1	$\frac{176,1}{25,4}$	$\frac{1274,9}{200,8}$	$\frac{5961}{662}$	$\frac{7412,1}{888,3}$	0	7	11,3	591	609,3	0	0	0	$\frac{2,4}{1,8}$	$\frac{2,4}{1,8}$	0,1	$\frac{183,1}{32,4}$	$\frac{1286,2}{212,1}$	$\frac{6554,4}{1254,8}$	$\frac{8023,8}{1499,4}$
Σ Б <sub>1-13</sub>	0,2	$\frac{276,7}{58,4}$	$\frac{2839,8}{497}$	$\frac{7291,8}{928,1}$	$\frac{10408,5}{1483,7}$	0,1	83,8	195	1024,5	1303,4	0	$\frac{1,4}{1,1}$	$\frac{3,4}{2,5}$	$\frac{13,2}{9,7}$	$\frac{18}{13,3}$	0,3	$\frac{361,9}{143,3}$	$\frac{3038,2}{694,5}$	$\frac{8329,5}{1962,3}$	$\frac{11729,9}{2800,4}$
В <sub>10</sub>	20	$\frac{260,9}{86}$	$\frac{104,2}{32,7}$	$\frac{47,8}{16,7}$	$\frac{432,9}{155,4}$	2,5	22	18,9	5,4	48,8	0	$\frac{0,5}{0,4}$	$\frac{0,3}{0,3}$	$\frac{0,1}{0,1}$	$\frac{0,9}{0,8}$	22,5	$\frac{283,4}{108,4}$	$\frac{123,4}{51,9}$	$\frac{53,3}{22,2}$	$\frac{482,6}{205}$
В <sub>13</sub>	20	$\frac{134,5}{50,5}$	$\frac{385,1}{86,9}$	$\frac{25}{10}$	$\frac{564,6}{167,4}$	3	18,2	84,6	4,9	110,7	0	$\frac{0,3}{0,2}$	$\frac{1,4}{1,3}$	$\frac{0,1}{0,1}$	$\frac{1,8}{1,6}$	23	$\frac{153}{68,9}$	$\frac{471,1}{172,8}$	$\frac{30}{15}$	$\frac{677,1}{279,7}$
Σ В <sub>10, В<sub>13</sub></sub>	40	$\frac{395,4}{136,5}$	$\frac{489,3}{119,6}$	$\frac{72,8}{26,7}$	$\frac{997,5}{322,8}$	5,5	40,2	103,5	10,3	159,5	0	$\frac{0,8}{0,6}$	$\frac{1,7}{1,6}$	$\frac{0,2}{0,2}$	$\frac{2,7}{2,4}$	45,5	$\frac{436,4}{177,3}$	$\frac{594,5}{224,7}$	$\frac{83,8}{37,2}$	$\frac{1160,2}{484,7}$
Σ Б + В	40,2	$\frac{672,1}{194,9}$	$\frac{3329,1}{616,6}$	$\frac{7364,6}{954,8}$	$\frac{11406}{1806,5}$	5,6	124	298,5	1034,8	1462,9	0	$\frac{2,2}{1,7}$	$\frac{5,1}{4,1}$	$\frac{13,4}{9,9}$	$\frac{20,7}{15,7}$	45,8	$\frac{798,3}{320,6}$	$\frac{3632,7}{919,2}$	$\frac{8413,3}{1999,5}$	$\frac{12890,1}{3285,1}$

Примечание. 1. Приведена суммарная оценка запасов нефти, газа и конденсата по категориям А + В + С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> следующих месторождений: им. Б. Синаевского, им. Савостьянова, им. В.Б. Мазура, им. Н. Лисовского, Верхнечонского, Вакунайского, Северо-Вакунайского, Тымпучиканского, Игнялинского, Северо-Даниловского и Ербогаченского по состоянию на 01.01.2016 г. 2. Авторская оценка ресурсов нефти, газа и конденсата продуктивных пластов Б<sub>12-13</sub> выполнена по категории С<sub>2</sub><sup>1</sup>, а всех других продуктивных пластов — по категории D<sub>1</sub>. 3. В числителе — ресурсы нефти и конденсата, в знаменателе — извлекаемые ресурсы УВ.

Note.1. The results of total oil, gas, and condensate reserves assessment in A + B + C<sub>1</sub> and C<sub>2</sub> categories as on 01.01.2016 is presented for the following fields: B. Sinyavsky, Savostyanov, V.B. Mazur, N. Lisovsky, Verkhnechonsky, Vakunaisky, North Vakunaisky, Tympuchikansky, Ignyaninsky, North Danilovsky, and Erbogachensky fields. 2. The authors' assessment of oil, gas, and condensate resources for Б<sub>12-13</sub> reservoirs is carried out in C<sub>2</sub><sup>1</sup> categories; for the other reservoirs — in D<sub>1</sub> Category. 3. Numerator shows oil and condensate resources; denominator — recoverable HC resources.

Наибольшие плотности НСР УВ пластов прогнозируются в центральной и северо-восточной частях месторождения. Несколько меньшие перспективы нефтегазоносности этих пластов отмечаются на существенно меньшей территории. Они в виде полосы огибают с северо-запада и запада более перспективные земли.

Еще менее перспективные земли развиты на крайнем западе и юго-востоке месторождения, а также на ограниченном по площади участке, расположенном севернее Тымпучиканской площади. Минимальные плотности начальных извлекаемых ресурсов УВ рассматриваемых пластов прогнозируются на четырех участках разной величины (см. рис. 8).

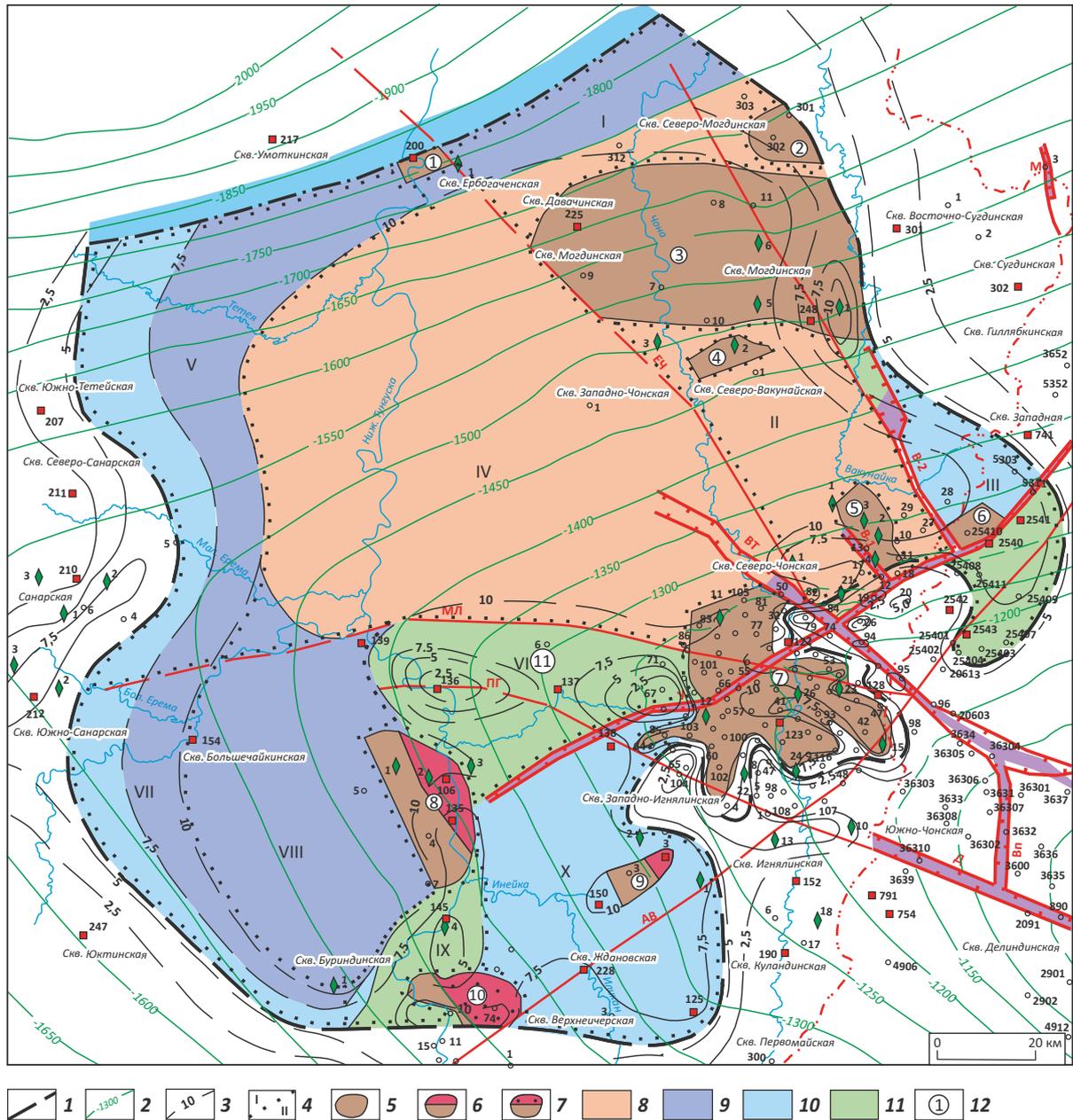
**Продуктивный пласт Б<sub>5</sub>** обладает существенно меньшими перспективами нефтегазоносности, чем вышеописанные. Его НСР УВ оцениваются в 1094,1 млн т усл. УВ, из них нефти — 1042,2 млн т (95,2 %), газа — 51,4 млрд м<sup>3</sup> (4,7 %) и конденсата — 0,4 млн т (0,1 %). Извлекаемые ресурсы нефти, газа и конденсата равны 216,2 млн т (80,7 %); 51,4 млрд м<sup>3</sup> (19,2 %) и 0,4 млн т (0,1 %) соответственно.

Запасы и ресурсы УВ пласта категорий А + В + С<sub>1</sub>, С<sub>2</sub> и D<sub>1</sub> составляют 80,1 (7,3 %); 525,7 (48 %) и 488,2 (44,7 %) млн т усл. УВ соответственно.

Распределение НСР УВ пласта Б<sub>5</sub> по площади Ереминско-Чонского месторождения приведено на рис. 9. По степени их перспектив выделяется

Рис. 8. Карта прогноза плотностей извлекаемых ресурсов УВ пластов Б<sub>12-13</sub> преобразженского резервуара Ереминско-Чонского месторождения

Fig. 8. Map of predicted density of recoverable HC reserves in Preobrazhensky Б<sub>12-13</sub> reservoirs, Ereminsky-Chonsky field



1 — контур Ереминско-Чонского месторождения, соответствующий изопакте нефтенасыщенных коллекторов 5 м; 2 — изогипсы по кровле преобразженского продуктивного пласта (пласт Б<sub>12</sub>), м; 3 — изопакты коллекторов, м; 4 — контуры расчетных участков; залежи УВ (5–7): 5 — нефтяные, 6 — газонефтяные, 7 — нефтегазоконденсатные; плотности извлекаемых ресурсов УВ, тыс. т/км<sup>2</sup> (8–11): 8 — 30–50, 9 — 20–30, 10 — 10–20, 11 — 5–10; 12 — залежи УВ ранее выделяемых месторождений (1 — Ербогаченского, 2 — им. Б. Синявского, 3 — им. Савостьянова, 4 — Северо-Вакунайского, 5 — Вакунайского, 6 — Тымпучиканского, 7 — Верхнечонского, 8 — им. Н. Лисовского, 9 — Игнялинского, 10 — Северо-Даниловского, 11 — им. В.Б. Мазура).

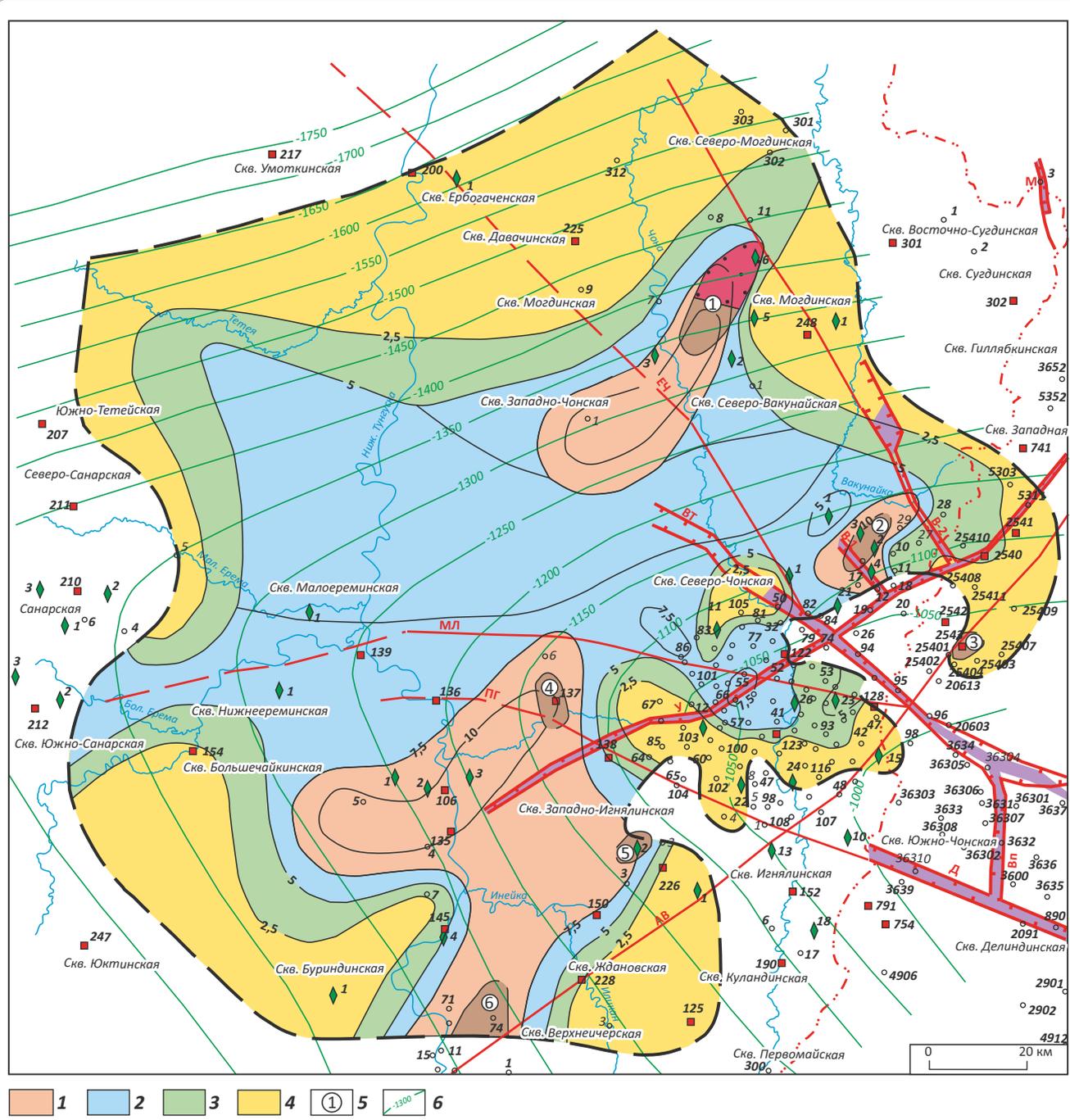
Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 2

1 — outline of the predicted Ereminsky-Chonsky field, which corresponds to the respective 5 m isopach of oil-saturated reservoirs; 2 — structural contours of the Preobrazhensky reservoir (B<sub>12</sub> layer), m; 3 — isopachs of reservoirs, m; 4 — outlines of calculation areas; HC accumulations (5–7): 5 — oil, 6 — gas-oil, 7 — oil and gas condensate; density of recoverable HC resources, thousand tons per square km (8–11): 8 — 30–50, 9 — 20–30, 10 — 10–20, 11 — 5–10; 12 — HC accumulations of previously identified fields (1 — Erbogachensky, 2 — B. Sinyavsky, 3 — Savostyanov, 4 — North Vakunaisky, 5 — Vakunaisky, 6 — Tympuchikansky, 7 — Verkhnechonsky, 8 — N. Lisovsky, 9 — Ignyalinsky, 10 — North Danilovsky, 11 — Mazur).

For other Legend items see Fig. 1, 2



**Рис. 9.** Карта прогноза плотностей НСР УВ пласта Б<sub>5</sub> усть-кутского горизонта Ереминско-Чонского месторождения  
**Fig. 9.** Map of predicted density of initial total in-place HC resources of Ust-Kutsky B<sub>5</sub> reservoir, Ereminsky-Chonsky field



**Плотности НСР УВ, тыс. т/км<sup>2</sup> (1–4):** 1 – 30–50; 2 – 20–30; 3 – 10–20; 4 – 5–10; 5 – залежи УВ ранее выделенных месторождений (1 – им. Савостьянова, 2 – Вакунайского, 3 – Тымпучиканского, 4 – им. В.Б. Мазура, 5 – Игнялинского, 6 – Северо-Даниловского); 6 – изогипсы по кровле пласта Б<sub>5</sub> усть-кутского горизонта, м.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 8

**Density of initial total in-place HC resources, thousand tons per square km (1–4):** 1 – 30–50; 2 – 20–30; 3 – 10–20; 4 – 5–10; 5 – HC accumulations of previously identified fields (1 – Savostyanov, 2 – Vakunaisky, 3 – Tympuchikansky, 4 – V.B. Mazur, 5 – Ignyalinsky, 6 – North Danilovsky); 6 – structural contours of the Ust-Kutsky B<sub>5</sub> reservoir, m.

For other Legend items see Fig. 1, 8

4 категории земель с плотностями НСР УВ соответственно: от 30 до 50; от 20 до 30; от 10 до 20 и от 5 до 10 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>.

Наиболее перспективные земли прогнозируются на трех участках различной величины. Наиболее крупный из них расположен в южной части место-

рождения. Второй, меньший по размеру, находится в северо-восточной его части, наименьший по площади участок включает раннее выделенное Вакунайское месторождение. Несколько менее перспективные земли этого пласта имеют более широкое распространение. Они в основном занимают центральную часть Ереминско-Чонского месторождения. Еще менее перспективные земли ограничивают в виде полос шириной 5–15 км более перспективные земли.

**Продуктивные пласты  $B_{3-4}$**  характеризуются несколько большими перспективами нефтегазоносности, чем вышеописанный. Их НСР УВ оцениваются в 1615,5 млн т усл. УВ, из них нефти — 1544 млн т (95,6 %), газа — 70,1 млрд м<sup>3</sup> (4,3 %) и конденсата — 1,4 млн т (0,1 %). Извлекаемые ресурсы нефти, газа и конденсата соответственно равны: 297,6 млн т (80,7 %); 70,1 млрд м<sup>3</sup> (19 %) и 1,1 (0,3 %).

Запасы и ресурсы пластов категорий А + В + С<sub>1</sub>, С<sub>2</sub> и D<sub>1</sub> соответственно составляют: 34 (2,1 %); 933,7 (57,8 %) и 647,8 (40,1 %) млн т усл. УВ.

Распределение НСР УВ пластов  $B_{3-4}$  по территории Ереминско-Чонского месторождения показано на рис. 10. По степени их перспективности, как и у вышеописанного пласта, выделяется четыре категории земель с теми же плотностями НСР УВ.

Наиболее перспективные земли почти повсеместно расположены в западной половине Ереминско-Чонского месторождения и на небольшом по площади участке в его северо-восточной части. Менее перспективные земли прогнозируются в северо-восточной части месторождения, где они простираются в виде полосы северо-западной ориентировки от Ербогаченского до Вакунайского месторождений, выделенных ранее. Еще менее перспективные земли предполагаются на пяти участках различной величины (см. рис. 10). Минимальные плотности НСР УВ пластов прогнозируются в юго-восточной и юго-западных частях месторождения.

**Продуктивный пласт  $B_1$**  характеризуется наименьшими перспективами нефтегазоносности среди карбонатных пластов подсолевого комплекса. Его НСР УВ составляют 996,5 млн т усл. УВ, из них нефти — 410,2 млн т (41,2 %), газа — 572,6 млрд м<sup>3</sup> (57,4 %) и конденсата — 13,7 млн т (1,4 %). Извлекаемые ресурсы нефти, газа и конденсата равны 81,6 млн т (12,3 %); 572,6 млрд м<sup>3</sup> (86,2 %) и 10 млн т (1,5 %) соответственно.

Запасы и ресурсы УВ пласта категорий А + В + С<sub>1</sub>, С<sub>2</sub> и D<sub>1</sub> равны 64,7 (5,5 %); 292,6 (29,4 %) и 639,1 (64,1 %) млн т усл. УВ соответственно.

Распределение НСР УВ пласта по территории Ереминско-Чонского месторождения представлено на рис. 11. По степени их перспективности, как и у ранее отмеченных пластов, выделяется четыре категории земель.

Наиболее перспективные земли распространены на большей части территории Ереминско-Чон-

ского месторождения, повсеместно охватывая его центральную и северо-западную части. Остальные категории земель прогнозируются в северо-восточной, юго-восточной и юго-западных частях месторождения.

**Продуктивный пласт  $B_{13}$**  развит лишь в окраинной юго-восточной части Ереминско-Чонского месторождения. Его НСР УВ составляют 677,1 млн т усл. УВ, из них нефти — 564,6 млн т (83,5 %), газа — 110,7 млрд м<sup>3</sup> (16,4 %) и конденсата — 1,8 млн т (0,1 %). Извлекаемые ресурсы нефти, газа и конденсата равны 167,4 млн т (60,3 %); 110,7 млрд м<sup>3</sup> (39,6 %) и 1,6 млн т (0,1 %) соответственно.

Накопленная добыча, запасы и ресурсы УВ категорий А + В + С<sub>1</sub>, С<sub>2</sub> и D<sub>1</sub> пласта  $B_{13}$  соответственно равны: 23 (3,4 %); 153 (22,6 %); 471,1 (69,6 %) и 30 (4,4 %) млн т усл. УВ.

Перспективы нефтегазоносности пласта на открытие новых залежей нефти и газа достаточно низкие (рис. 12 А). Лишь в южных частях территории распространения пласта, где проведены небольшие объемы бурения, выделяется 2 категории земель на поиски залежей УВ с плотностью НСР УВ от 20 до 30 и от 10 до 20 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>.

**Продуктивный пласт  $B_{10}$**  повсеместно развит в пределах Ереминско-Чонского месторождения, на большей его территории (за исключением юго-восточной части) он имеет толщину менее 2 м. Его НСР УВ составляют 482,6 млн т усл. УВ, из них нефти — 432,9 млн т (89,8 %), газа — 48,8 млрд м<sup>3</sup> (10,1 %) и конденсата — 0,9 млн т (0,1 %). Извлекаемые ресурсы нефти, газа и конденсата равны 155,4 млн т (75,8 %); 48,8 млрд м<sup>3</sup> (23,8 %) и 0,8 млн т (0,4 %) соответственно.

Накопленная добыча, запасы и ресурсы УВ категорий А + В + С<sub>1</sub>, С<sub>2</sub> и D<sub>1</sub> пласта  $B_{10}$  равны 22,5 (4,6 %), 283,4 (58,7 %); 123,4 (25,6 %) и 53,3 (11,1 %) млн т усл. УВ соответственно.

Перспективы нефтегазоносности пласта  $B_{10}$ , как и  $B_{13}$ , достаточно низкие, поскольку его коллекторы тоже распространены только в юго-восточной части месторождения. В этой части его территории выделяется 3 категории земель с плотностью суммарных ресурсов УВ от 20 до 30; от 10 до 20 и от 5 до 10 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup> (см. рис. 12 В).

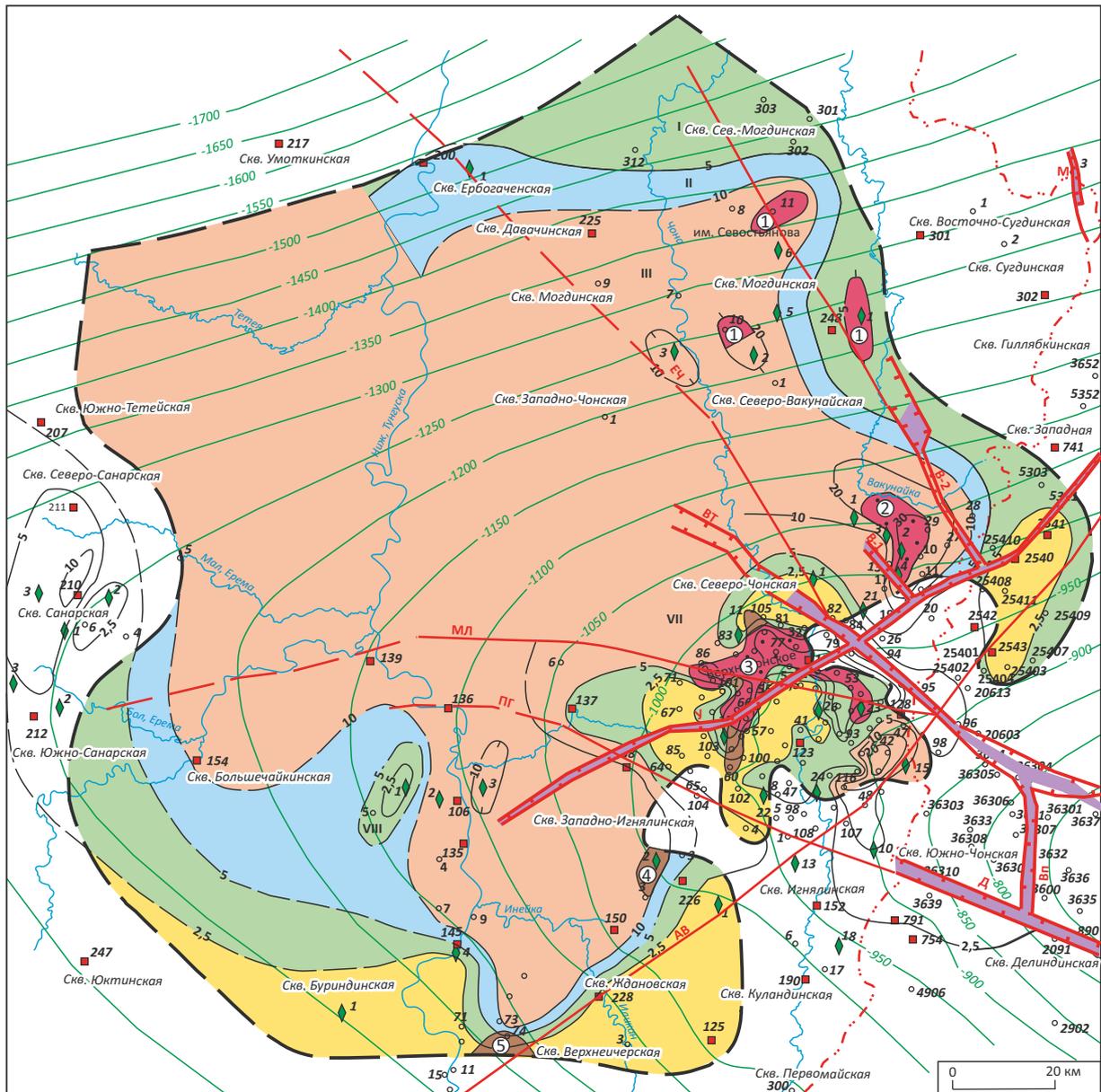
Наиболее перспективные земли этого пласта, как и  $B_{13}$ , прогнозируются на ограниченном по площади участке, расположенном у южной границы Ереминско-Чонского месторождения.

## Заключение

Большинство исследователей включает в термин «месторождения нефти и газа» следующие важнейшие элементы: совокупность (группа) залежей нефти и газа или одна залежь; их образование контролируется общим элементом недр: структурного, литологического и стратиграфического характера. В некоторых определениях этого понятия имеются следующие дополнения: общность условий форми-



**Рис. 11.** Карта прогноза плотностей НСР УВ осинского горизонта (пласт Б<sub>1</sub>) Ереминско-Чонского месторождения  
**Fig. 11.** Map of predicted density of initial total in-place HC resources of Osinsky Horizon (B<sub>1</sub> reservoir), Ereminsky-Chonshy field



1 2 3

**1** — газовые залежи; **2** — залежи УВ ранее выделенных месторождений (**1** — им. Савостьянова, **2** — Вакунайского, **3** — Верхнечонского, **4** — Игнялинского, **5** — Северо-Даниловского); **3** — изогипсы по кровле осинского продуктивного пласта (пласт Б<sub>1</sub>), м.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 8–10

**1** — gas accumulations; **2** — HC accumulations of previously identified fields (**1** — Savostyanova, **2** — Vakunaisky, **3** — Verkhnechonsky, **4** — Ignyalinsky, **5** — North Danilovsky); **3** — structural contours of the Osinsky B<sub>1</sub> reservoir, m;

For other Legend items see Fig. 1, 8–10

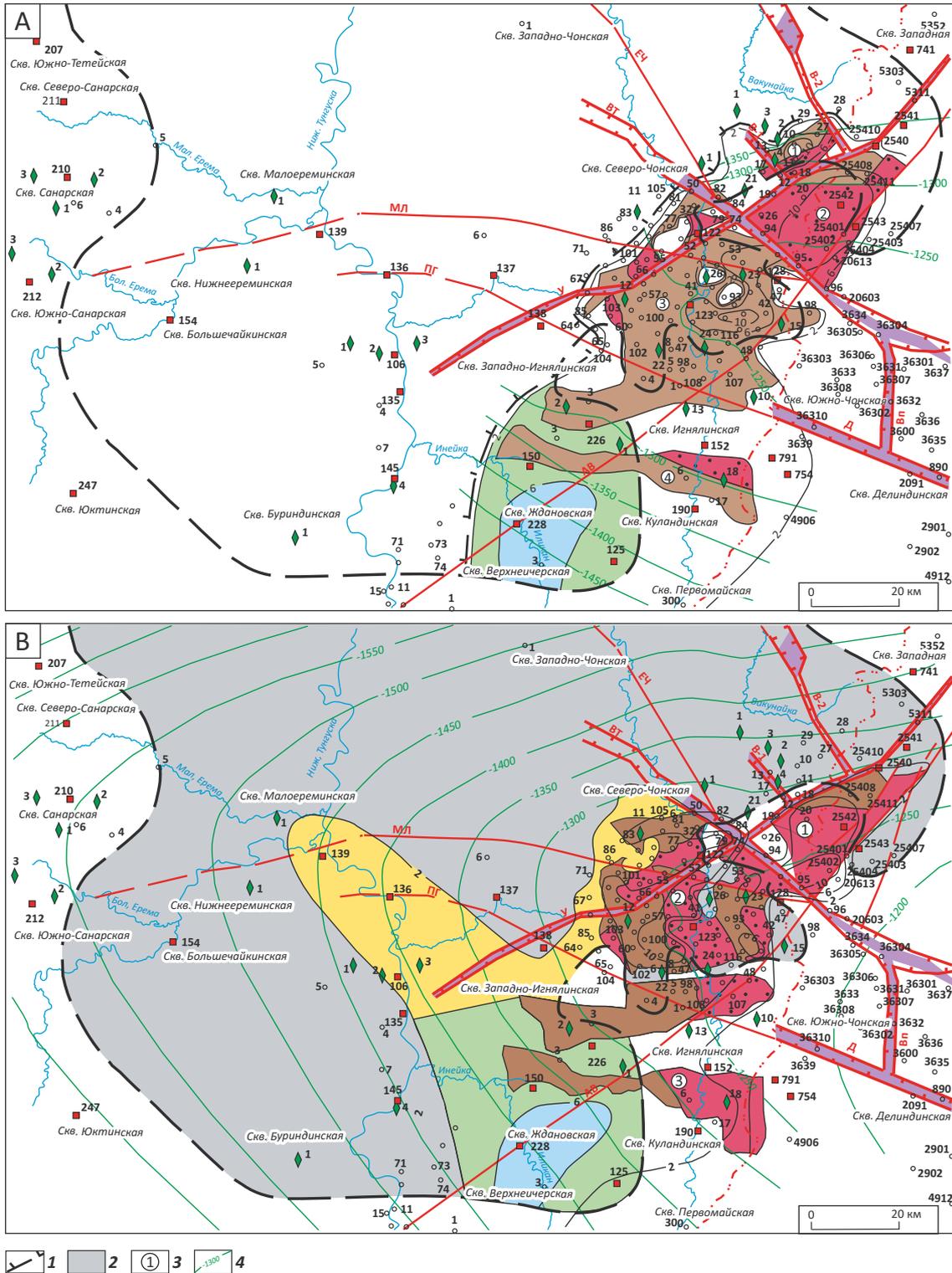
размеру выступов архей-протерозойского фундамента. В венд-палеозойский период структурные планы Непско-Ботубобинской антеклизы и Ереминско-Чонского месторождения отличались от современных. Северо-западная половина антеклизы в указанный интервал времени была наиболее приподнятым участком. Она составляла юго-восточную сводовую часть Катангской палеоантеклизы.

В упомянутый период почти вся территория Ереминско-Чонского месторождения располагалась в сводовой части этой палеоантеклизы. В позднепалеозой-мезозойский период на границе перми и триаса Ереминско-Чонский объект приобрел современное тектоническое строение. На его территории интенсивно проявилась дизъюнктивная тектоника.



Рис. 12. Карты прогноза плотностей НСР УВ верхнечонского горизонта Ереминско-Чонского месторождения (А — пласт В<sub>13</sub>, В — пласт В<sub>10</sub>)

Fig. 12. Map of predicted density of initial total in-place HC resources of Verkhnechonsky Horizon in the Ereminsky-Chonsky field (A — В<sub>13</sub> reservoir, B — В<sub>10</sub> reservoir)



Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 8

For other Legend items see Fig. 1, 8

Литолого-фациальные факторы в полной мере контролирует контур Ереминско-Чонского месторождения. Его границы соответствуют области распространения преимущественно органогенных карбонатных отложений всех продуктивных пластов:  $B_{12-13}$ ,  $B_5$ ,  $B_{3-4}$  и  $B_1$  венд-нижнекембрийского карбонатного комплекса. Они сформировались в единых фациальных условиях (в условиях внутришельфовых отмелей и банок) и испытали сходные вторичные процессы: перекристаллизацию, выщелачивание и доломитизацию, за счет проявления которых сформированы вторичные коллекторы в основном порового и каверно-порового типов. Из всех отмеченных карбонатных пластов наибольшей органогенной составляющей, а также наибольшим распространением органогенных доломитов и практически повсеместным распространением коллекторов в пределах Ереминско-Чонского месторождения пользуется пласт  $B_{12}$  (преображенский горизонт). Он является базовым объектом рассматриваемого месторождения, контур которого соответствует изопаките нефтенасыщенных коллекторов 5 м.

На территории распространения Ереминско-Чонского месторождения качество почти всех флюидоупоров, перекрывающих карбонатные и терригенные пласты, пониженное, низкое, участками флюидоупоры полностью отсутствуют. Исключение составляет лишь верхнеусольский флюидоупор галогенно-карбонатного состава, залегающий в кровле венд-нижнекембрийского продуктивного комплекса, который повсеместно характеризуется весьма высоким качеством. Негативное влияние на качество флюидоупоров также оказала интенсивно проявленная дизъюнктивная тектоника. То есть весь венд-нижнекембрийский продуктивный комплекс, кроме залегающего в его кровле верхнеусольского флюидоупора, на территории Ереминско-Чонского месторождения представляет собой единую сообщающуюся гидродинамическую систе-

му, перекрытую верхнеусольским флюидоупором высокого качества.

Тектонический и литолого-фациальные факторы обеспечили практически единые геохимические условия формирования залежей УВ в пределах Ереминско-Чонского месторождения. В юго-восточной части Сибирской платформы, где расположено Ереминско-Чонское месторождение, наиболее крупной зоной нефтегазообразования являлся Предпатомский прогиб, из которого на протяжении венд-раннепалеозойского, среднепалеозойского и позднепалеозой-мезозойского этапов громадные массы УВ мигрировали на территорию Непско-Ботубинской антеклизы, в том числе в пределы Ереминско-Чонского месторождения. Учитывая, что флюидоупоры между продуктивными пластами имели низкое качество, создавались благоприятные условия для формирования залежей УВ во всех пластах. Их сохранность обеспечил верхнеусольский галогенно-карбонатный флюидоупор высокого качества.

Приведенные выше результаты тектонических, литолого-фациальных и геохимических исследований позволяют автору статьи сделать главный вывод, что раннее выделенный им Ереминско-Чонский объект проведения нефтепоисковых работ соответствует понятию «месторождения нефти и газа».

Слабым звеном Ереминско-Чонского месторождения являются пониженные дебиты нефти в карбонатных пластах. Автором статьи показано, что их интенсивность в значительной мере зависит от толщины вскрытых скважинами коллекторов. С увеличением их значений повышаются и дебиты нефти [3]. Поэтому при освоении этого месторождения рекомендуется использовать современные технологии вскрытия и испытания карбонатных пластов, бурение горизонтальных стволов большой протяженности и проведение комплекса геолого-технических мероприятий — гидроразрыва пласта.

## Литература

1. Шемин Г.Г. Ереминско-Чонская нефтяная залежь Непско-Ботубинской антеклизы — возможный объект по подготовки запасов углеводородного сырья // Геология нефти и газа. — 2004. — № 5. — С. 19–29.
2. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботубинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина). — Новосибирск : СО РАН, 2007. — 467 с.
3. Шемин Г.Г. Ереминско-Чонское скопление нефти в преображенском резервуаре — крупнейший объект по подготовке запасов и добыче углеводородного сырья в Восточной Сибири. — Новосибирск : СО РАН, 2011. — 122 с.
4. Губайдуллин М.Г. Краткий курс геологии нефти и газа. — Архангельск, 2009. — 139 с.
5. Леворсен А.И. Геология нефти и газа. — М. : Мир, 1970. — 639 с.
6. Мигурский А.В. Динамическое воздействие траппового магматизма на нефтегазоносность Непско-Ботубинской антеклизы // Тектонические критерии прогноза нефтегазоносности Сибирской платформы. — Новосибирск : СНИИГиМС, 1986. — С. 26–34.
7. Туголесов Д.А. К тектонике юго-восточной части Сибирской платформы // Изв. АН СССР. Сер. геол. — 1952. — № 2. — С. 12–16.
8. Dobretsov N.L., Vernikovskiy V.A. Mantle plumes and their geologic manifestations // International Geology Review. — 2001. — Т. 43. — № 9. — С. 771–787. DOI: 10.1080/00206810109465047.
9. Vernikovskiy V., Shemin G., Deev E., Metelkin D., Matushkin N., Pervukhina N. Geodynamics and Oil and Gas Potential of the Yenisei-Khatanga Basin (Polar Siberia) // Minerals. — 2018. — Т. 11. — № 8. DOI: 10.3390/min8110510.
10. Шемин Г.Г., Чернова Л.С., Потлова М.М., Ващенко В.А., Дорогиницкая Л.М., Ларичев А.И. Опорный разрез преображенского продуктивного горизонта венд-нижнекембрийского карбонатного комплекса // Геология и геофизика. — 2012. — Т. 53. — № 2. — С. 226–236.

11. Ильин В.Д., Фортунатова Н.К. Методы прогнозирования и поисков нефтегазоносных рифовых комплексов. – М. : Недра, – 1988. – 201 с.
12. Соколов Б.А., Егоров В.А., Накоряков В.Д. Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносных месторождений в древних толщах Восточной Сибири. – М. : Издательство Московского университета, 1989. – 192 с.
13. *Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России* / Сост. В.В. Аленин, Ю.Н. Батурин, М.Д. Белонин и др. – М. : ВНИГНИ; 2000. – 189 с.

## References

1. Shemin G.G. Eremin-Chon oil accumulation of Nepsko-Botuob anticline — a possible object for preparing HC reserves. *Geologiya nefti i gaza*. 2004;(5):19–29. In Russ.
2. Shemin G.G. Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti vendi i nizhnego kembriya tsentral'nykh raionov Sibirskoi platformy (Nepsko-Botuobinskaya, Baikitskaya anteklizy i Katangskaya sedlovina) [Geology and petroleum potential of Vendian and Lower Cambrian of the central Siberian Platform regions (Nepsky-Botuobinsky, Baikitsky anticlines, and Katangsky saddle)]. Novosibirsk: SORAN; 2007. 467 p. In Russ.
3. Shemin G.G. Ereminsko-Chonskoe skoplenie nefti v preobrazhenskom rezervuare — krupneishii ob'ekt po podgotovke zapasov i dobyche uglevodородного syr'ya v Vostochnoi Sibiri [Ereminsky-Chonsky oil accumulation in the Preobrazhensky reservoir: the largest East Siberian object for hydrocarbon reserves preparation and production]. Novosibirsk: SO RAN; 2011. 122 p. In Russ.
4. Gubaidullin M.G. Kratkii kurs geologii nefti i gaza [Short course in oil and gas geology]. Arkhangel'sk; 2009. 139 p. In Russ
5. Levorsen A.I. Geologiya nefti i gaza [Oil and gas geology]. Moscow: Mir; 1970. 639 p. In Russ.
6. Migurskii A.V. Dinamicheskoe vozdeistvie trappovogo magmatizma na neftegazonosnost' Nepsko-Botuobinskoi anteklizy [Dynamic effect of trap magmatism on oil and gas occurrence in Nepsky-Botuobinsky Anticline]. In: Tektonicheskie kriterii prognoza neftegazonosnosti Sibirskoi platformy. Novosibirsk: SNIIGiMS; 1986. S. 26–34. In Russ.
7. Tugolesov D.A. K tektonike yugo-vostochnoi chasti Sibirskoi platformy [On the tectonics of the southeastern part of the Siberian platform]. *Izv. AN SSSR. Ser. geol.* 1952;(2):12–16. In Russ.
8. Dobretsov N.L., Vernikovskiy V.A. Mantle plumes and their geologic manifestations. *International Geology Review*. 2001;43(9):771–787. DOI: 10.1080/00206810109465047. In Russ.
9. Vernikovskiy V., Shemin G., Deev E., Metelkin D., Matushkin N., Pervukhina N. Geodynamics and Oil and Gas Potential of the Yenisei-Khatanga Basin (Polar Siberia). *Minerals*. 2018;11(8). DOI: 10.3390/min8110510. In Russ.
10. Shemin G.G., Chernova L.S., Potlova M.M., Vashchenko V.A., Doroginskaya L.M., Larichev A.I. Key section of the preobrazhenka productive horizon in the Vendian-Lower Cambrian carbonate complex. *Russian Geology and Geophysics*. 2012;53(2):226–236. In Russ.
11. Il'in V.D., Fortunatova N.K. Metody prognozirovaniya i poiskov neftegazonosnykh rifovykh kompleksov [Oil and gas bearing reef sequences: methods of prediction and prospecting]. Moscow: Nedra; 1988. 201 p. In Russ.
12. Sokolov B.A., Egorov V.A., Nakaryakov V.D. Geologo-geokhimicheskie usloviya formirovaniya neftegazonosnykh mestorozhdenii v drevnikh tolshchakh Vostochnoi Sibiri [Geological and geochemical settings of oil and gas fields formation in ancient series of Eastern Siberia]. Moscow: Izdatel'stvo Moskovskogo universiteta; 1989. 192 p. In Russ.
13. *Metodicheskoe rukovodstvo po kolichestvennoi i ekonomicheskoi otsenke resursov nefti, gaza i kondensata Rossii* [Procedure manual for quantitative and economic assessment of oil, gas, and condensate resources in Russia]. In: V.V. Alenin, Yu.N. Baturin, M.D. Belonin et al., eds. Moscow: VNIIGNI; 2000. 189 p. In Russ.

## Информация об авторах

### Шемин Георгий Георгиевич

Доктор геолого-минералогических наук,  
главный научный сотрудник

ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики  
им. А.А. Трофимука СО РАН»,

630090 Новосибирск, пр. Академика Коптюга, д. 3

e-mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru

ORCID ID: 0000-0001-6579-3425

## Information about authors

### Georgii G. Shemin

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,  
Chief Researcher

The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,  
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3, pr. Akademika Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia

e-mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru

ORCID ID: 0000-0001-6579-3425