

ТЕКТОНИЧЕСКИЕ, ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ, ГЕОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ И КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЕРЕМИНСКО-ЧОНСКОГО ГИГАНТСКОГО СКОПЛЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА (Сибирская платформа)

Г.Г. Шемин¹, В.А. Верниковский^{1,3}, М.Ю. Смирнов^{2,4,5}, А.Г. Вахромеев^{4,5}, И.В. Филимонова^{1,3}, С.А. Моисеев¹, А.В. Мигурский²

¹ *Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Новосибирск, просп. Академика Коптюга, 3, Россия*

² *Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья, 630091, Новосибирск, Красный просп., 67, Россия*

³ *Новосибирский государственный университет, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 2, Россия*

⁴ *Институт земной коры СО РАН, 664033, Иркутск, ул. Лермонтова, 128, Россия*

⁵ *Иркутский национальный исследовательский технический университет, 664074, Иркутск, ул. Лермонтова, 83, Россия*

Приведены результаты исследований по выяснению тектонических, литолого-фациальных и геохимических условий образований Ереминско-Чонского скопления нефти и газа. Охарактеризованы современные структуры и история их формирования. Рассмотрены состав, строение, условия образования, постседиментационные преобразования и фильтрационно-емкостные свойства осинского, усть-кутского, преображенского, ербогаченского и верхнечонского горизонтов. Оценены качества перекрывающих их флюидоупоров. Изложены методика и результаты количественной оценки перспектив нефтегазоносности продуктивных пластов. Представлены современные технологии по освоению запасов нефти и геолого-экономическая оценка ресурсов углеводородов объекта.

Нефть, газ, пласт, условия образования, вторичные процессы, коллектор, флюидоупор, количественная оценка, экономическая эффективность, Сибирская платформа.

TECTONIC, LITHOFACIES, AND GEOCHEMICAL FORMATION CONDITIONS AND QUANTITATIVE ESTIMATION OF THE PETROLEUM POTENTIAL OF THE GIANT EREMA-CHONA OIL AND GAS POOL (Siberian Platform)

G.G. Shemin, V.A. Vernikovskiy, M.Yu. Smirnov, A.G. Vakhromeev, I.V. Filimonova, S.A. Moiseev, and A.V. Migurskii

We present results of research into the tectonic, lithofacies, and geochemical formation conditions of the Erema-Chona oil and gas pool. We characterize present-day structures and their formation history, consider the composition, structure, formation conditions, postdepositional alterations, and porosity-permeability properties of the Osa, Ust'-Kut, Preobrazhenka, Erbogachen, and Upper Chona Horizons, assess the quality of the overlying seals, and describe the technique and results of quantitative estimation of the petroleum potential of seals. Modern technologies for the development of oil reserves are also presented, along with geological and economic assessment of hydrocarbon resources of the study object.

Oil, gas, bed, formation conditions, secondary processes, reservoir, seal, quantitative estimation, economic efficiency, Siberian Platform

ВВЕДЕНИЕ

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. Согласно нефтегазогеологическому районированию, оно находится в центре одноименной нефтегазоносной области. Площадь его составляет 26.5 тыс. км².

В настоящее время вся территория ЕЧС залицензирована. В его пределах выделены 17 лицензионных участков, принадлежащих восьми недропользователям. Основными из них являются: ОАО «НК Роснефть», «Газпромнефть-Ангара» и ОАО «Сургутнефтегаз».

В контурах ЕЧС проведены значительные объемы геолого-разведочных работ. Вся его территория покрыта гравиметрической съемкой, большая часть работами ЗСБ. Сейсморазведкой МОВ вначале в варианте однократного, а начиная с середины 1970-х гг. многократного МОГТ профилирования исследована почти вся территория ЕЧС. Глубокое бурение началось в 1970-е годы. В настоящее время на его территории пробурено около 200 глубоких скважин в пределах 17 площадей бурения суммарной проходкой 321 тыс. м. Изученность глубоким бурением объекта в целом составляет 12.1 м/км² или 7.2 скв./тыс. км². Наиболее изучена бурением, как и сейсморазведочными работами, восточная половина объекта.

В результате проведения геолого-разведочных работ на территории ЕЧС открыты 11 месторождений нефти и газа, содержащие 33 залежи, из них крупных по запасам УВ — 11, средних — 18 и мелких — 4. Извлекаемые запасы УВ на 01.01.2016 г. по категориям А+В+С₁+С₂ составляют 1285.6 млн т условных углеводородов, из них нефти — 851.7 млн т, газа — 428.1 млрд м³ и конденсата — 5.8 млн т.

Основной объем выполненных геолого-разведочных работ на территории ЕЧС был направлен 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 практически не проводилось.

Впервые ЕЧС было выделено и охарактеризовано в рамках преображенского горизонта в качестве Тетейско-Чонской зоны нефтегазонакопления [Шемин и др., 1991]. Далее, на протяжении 20 лет продолжалось уточнение строения и выяснение условий формирования этого объекта нефти и газа. Результаты исследований изложены в публикациях [Шемин, 1999, 2000, 2001, 2004, 2007, 2010, 2011; Шемин и др., 2018].

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

В статье детально охарактеризованы тектонические, литолого-фациальные и геохимические условия образования Ереминско-Чонского гигантского скопления нефти и газа. Доказано, что все выделенные карбонатные и песчаные пласты вендско-кембрийского подсолевого комплекса (Б₁, Б₃₋₄, Б₅, Б₁₂₋₁₃, В₁₀, В₁₃) имели благоприятные условия для формирования залежей нефти и газа. Эти условия обеспечили только в пределах этого объекта южной части Лено-Тунгусской НПП их промышленную нефтегазоносность. Впервые изложены современные технологии освоения запасов нефти в карбонатных пластах ЕЧС и разработанная концепция геолого-экономической оценки его запасов нефти и газа, согласно которой освоение ресурсов углеводородов этого объекта является экономически эффективным. Стратиграфическое положение отмеченных продуктивных пластов приведено на рис. 1.

ТЕКТОНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ЕРЕМИНСКО-ЧОНСКОГО СКОПЛЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Тектонические условия образования ЕЧС достаточно полно рассмотрены в работах авторов статьи [Мигурский, 1986, 1997; Шемин, 2007, 2011]. Кратко они сводятся к следующему. Как уже отмечалось выше, ЕЧС расположено в центральной приподнятой части Непско-Ботуобинской антеклизы, где включает северо-западную часть Непского свода, осложненную Верхнечонским структурным мысом. По кровле всех вышеотмеченных продуктивных пластов скопление 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 ЕЧС проявилась достаточно интенсивно. Она контрастно выражена семью микрограбенами и четырьмя основными разломами, которые четко выражены на структурных основах всех продуктивных пластов (см. рис. 2).

Трапзовый магматизм в ЕЧС проявился в существенно меньших масштабах, чем в северо-западной части Сибирской платформы. Его 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 Непско-Ботуобинской антеклизы, в центральной приподнятой части которой расположено ЕЧС, рассмотрена в работах [Шемин, 1986, 2007]. Они реконструировались на базе результатов детальной корреляции вендско-нижнекембрийских отложений с учетом факторов, ограничивающих применение метода мощностей [Шемин, 2007].

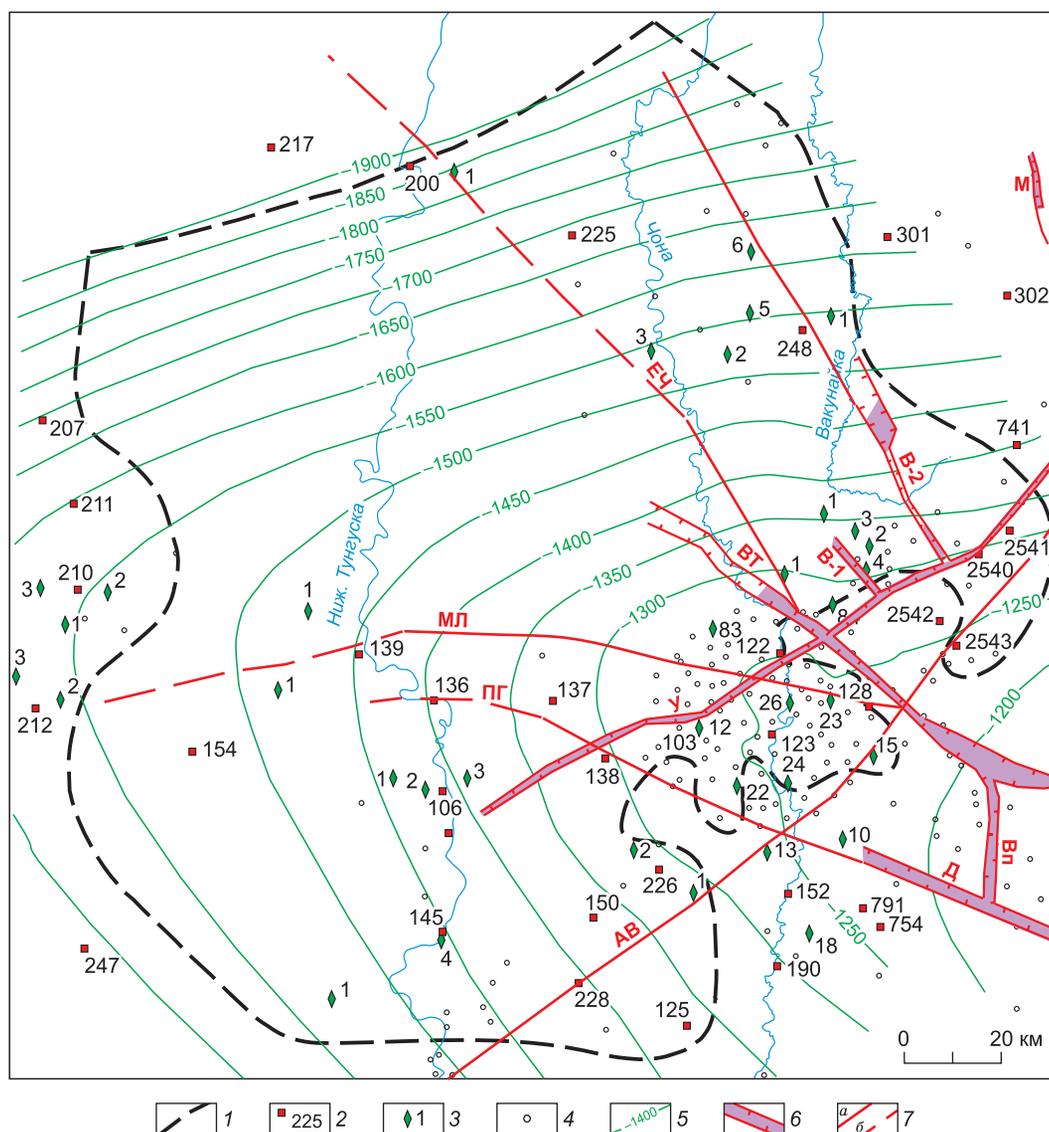


Рис. 2. Структурная карта по кровле пласта V_{10} Ереминско-Чонского скопления нефти и газа.

1 — граница Ереминско-Чонского скопления нефти и газа; 2—4 — скважины: 2 — параметрические, 3 — поисковые, 4 — разведочные; 5 — изогипсы (м) по кровле пласта V_{10} верхнечонского горизонта; б — микрограбены: В-1 — Вакунайский-1, В-2 — Вакунайский — 2, Вп — Верхнепеледудийский, ВТ — Верхнечонско-Талаканский, Д — Делиндинский, М — Мукоинский, У — Усольский; 7 — основные разломы (а — достоверные, б — менее достоверные): ЕЧ — Ергобачено-Чуйский, МЛ — Могинско-Ленский, ПГ — Преображенско-Гадалинский, АВ — Ангаро-Вилойский.

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

Позднепалеозойско-мезозойский период на Сибирской платформе характеризуется высокой тектонической активностью. На границе перми и триаса проявилась плюм-тектоника, выраженная рифтогенезом и формированием крупных прогибов, синеклиз и антеклиз и излиянием огромных объемов сибирских траппов [Добрецов, 1997; Dobretsov, Vernikovskiy, 2001]. Происходит формирование Енисей-Хатангского прогиба [Vernikovskiy et al., 2018], закладывается и развивается Тунгусская синеклиза [Геология..., 1981]. Ее южная часть наложилась на Катангскую палеоантеклизу. В результате активно формируется северо-западный склон Непско-Ботуобинской антеклизы, т. е. начали формироваться современные структурные планы ЕЧС.

В послетриасовое время завершилось формирование современного структурного плана Непско-Ботуобинской антеклизы и расположенного на ее территории рассматриваемого скопления нефти и газа.

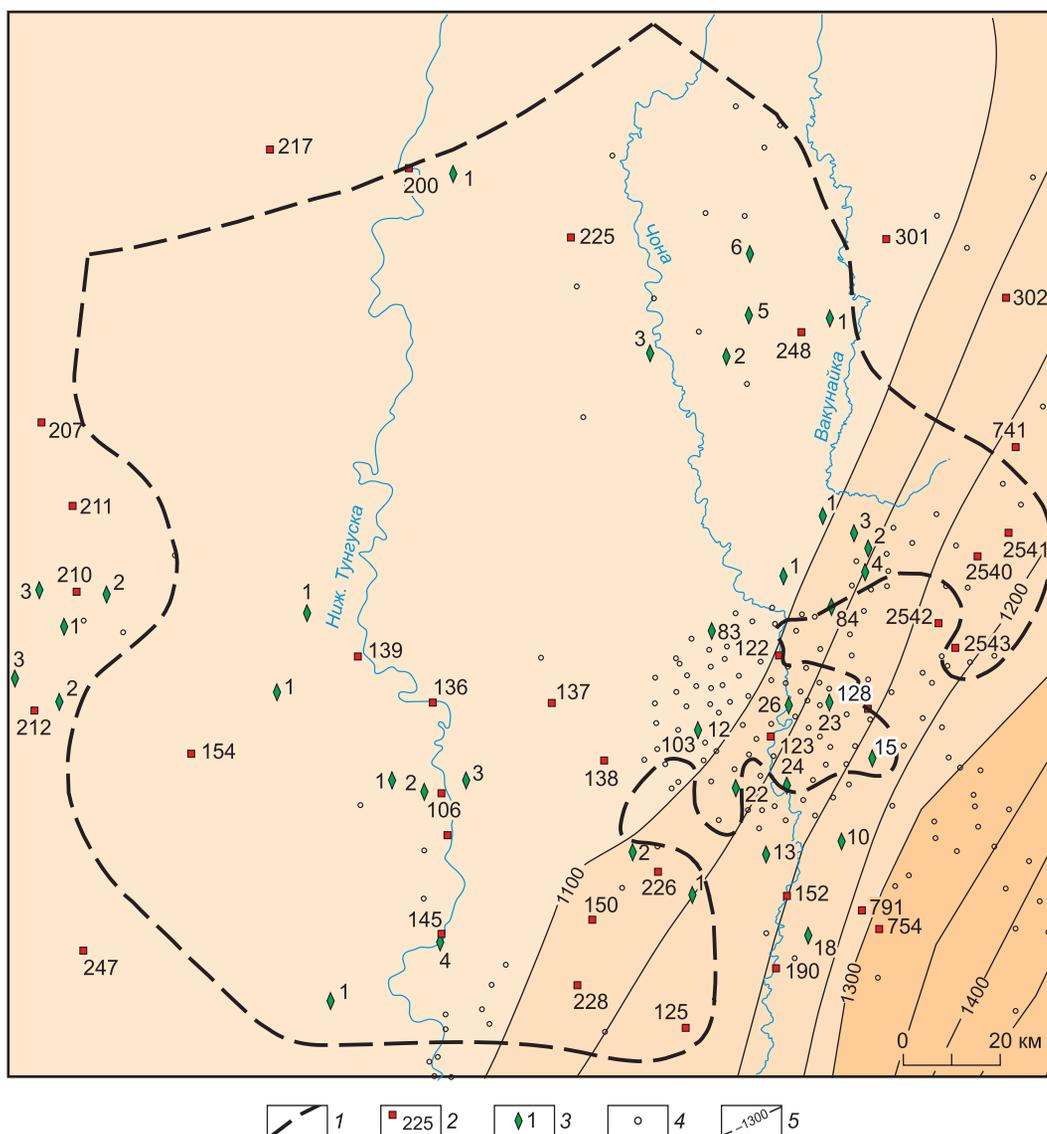


Рис. 3. Палеоструктурная карта подошвы вендского терригенного комплекса на начало формирования отложений ангарской свиты Ереминско-Чонского скопления нефти и газа.

1 — граница Ереминско-Чонского скопления нефти и газа; 2—4 — скважины: 2 — параметрические, 3 — поисковые, 4 — разведочные; 5 — изопахиты (м).

Следовательно, тектонические условия образования Ереминско-Чонского скопления нефти и газа были весьма благоприятными, поскольку его территория на протяжении позднего докембрия, фанерозоя и до настоящего времени являлась наиболее приподнятой частью 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 вышелегающие карбонатные пласты. Трапповый магматизм в пределах ЕЧС проявился лишь в верхней части осадочного чехла и негативно не повлиял на его перспективы нефтегазоносности.

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ЕРЕМИНСКО-ЧОНСКОГО СКОПЛЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Как уже отмечалось, в вендско-нижнекембрийских нефтегазоносных отложениях ЕЧС выделяют семь продуктивных пластов: Б₁, Б₃₋₄, Б₅, Б₁₂₋₁₃, В₁₀ и В₁₃. Ниже приведены результаты исследований

их литологического состава, строения, условий образования, постседиментационных преобразований, оценки качества коллекторов и перекрывающих флюидоупоров.

Продуктивные 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 протестирующего тирского и перекрывающего катангского флюидоупоров.

Пласт B_{12} залегает в основании катангской свиты и пользуется повсеместным распространением. Толщина его обычно изменяется от 18 до 22 м. Сложен преимущественно доломитами. Среди них выделяются три основных генетических типа: хемогенный, органогенный (микрофитолитовый) и органогенно-обломочный [Чернова, 1980; Гущина и др., 1991; Шемин и др., 2012].

Хемогенный тип повсеместно распространен и представлен зернистыми доломитами, на долю которых приходится в среднем 10—40 % толщины пласта. В этом типе отмечается постоянная примесь глинистого материала и ангидрита. Микрофитолитовый тип доломитов также повсеместно распространен на рассматриваемой территории 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 они в пределах ЕЧС подразделяются на два 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 [1988]. Повсеместное распространение первого и второго типов разрезов на рассматриваемом скоплении и низкое содержание в них глинистого и сульфатного материала позволили сделать вывод, что отложения пласта B_{12} на его территории образовались в основном в условиях шельфовой отмели и на отдельных локальных участках в виде органогенных банок [Шемин, 2011].

На территории скопления породы пласта B_{12} преобразованы вторичными процессами. Среди процессов, положительно влияющих на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов, наиболее

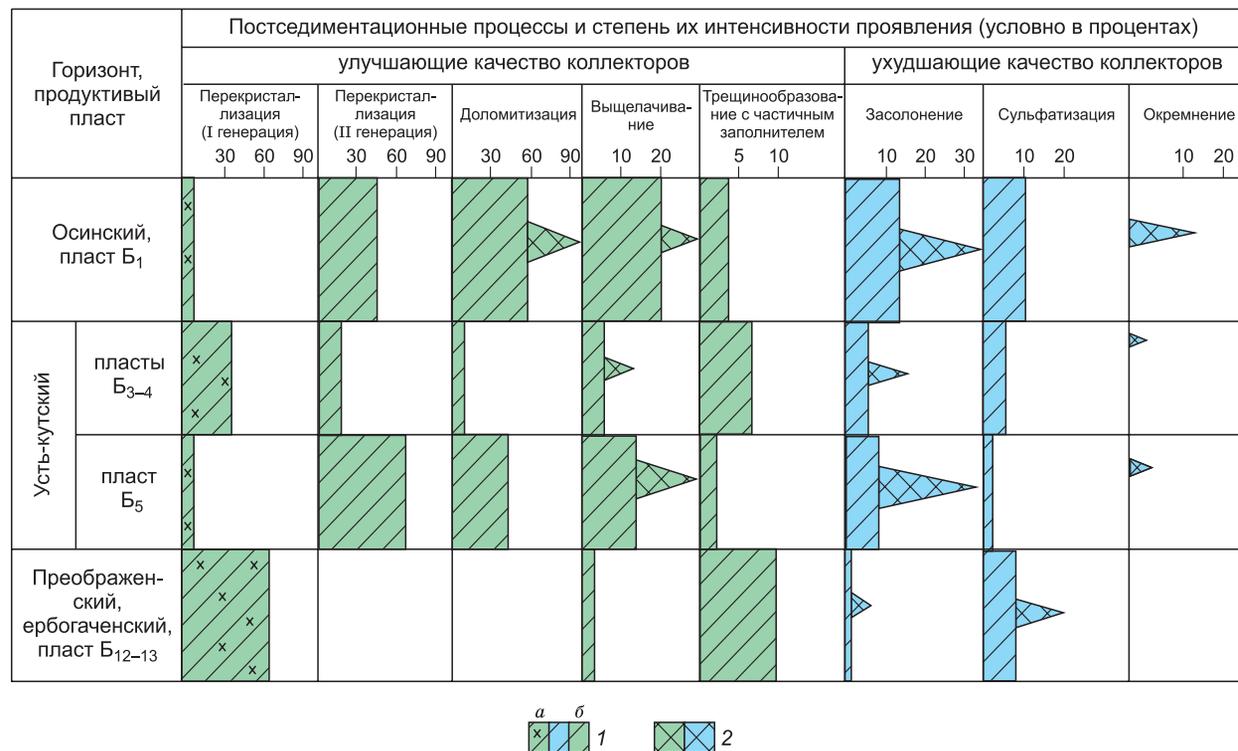


Рис. 4. Принципиальная схема формирования коллекторов карбонатных продуктивных пластов Ереминско-Чонского скопления нефти и газа.

1 — фоновые значения процессов: а) раннего диагенеза, б) диакатагенеза; 2 — локальные проявления в виде прослоев.

проявлены перекристаллизация, трещинообразование и отчасти выщелачивание (рис. 4). Они интенсивно выразились в центральной части скопления, в виде полосы шириной 40—50 км, простирающейся в субширотном направлении от Санарского до Верхнечонского месторождения. Вторичные процессы, отрицательно влияющие на качество коллекторов пласта Б₁₂, также проявлены, но с меньшей интенсивностью, чем выщелачивание.

Пласт Б₁₃ выделен в весьма сокращенном стратиграфическом объеме тирской свиты, непосредственно залегающий под преображенским горизонтом. Он распространен лишь в северной половине ЕЧС и характеризуется низкой степенью изученности 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 части пласта доминируют хемогенные и биохемогенные доломиты, обогащенные органогенными остатками (до 25 % объема пород). Вверх по разрезу они замещаются доломитами со строматолитовой структурой, послойно обогащенными магнезитом. Верхняя половина пласта слагается доломитами послойно микрофитолитовыми, обломочными, иногда глинистыми.

Из вторичных процессов в значительной степени проявились перекристаллизация, изредка выщелачивание и существенно меньше — сульфатизация, засоление и окремнение.

Органогенный состав пород пластов Б_{12, 13} в пределах ЕЧС и высокая степень их преобразованности постседиментационными процессами обеспечили почти повсеместное распространение коллекторов на его территории. Толщина их изменяется от нескольких до 25 м, на большей части территории от 10 до 20 м (табл. 1).

ФЕС коллекторов пластов характеризуются следующими показателями. Открытая пористость их изменяется от 7 до 20 %, межзерновая проницаемость — $(0.25—300) \cdot 10^{-3}$ мкм². При этом наибольшие

Таблица 1. Характеристика коллекторов и результаты испытания осинского (пласт Б₁), усть-кутского (пласты Б_{3,4}, Б₅), преображенского, ербогаченского (пласты Б_{12, 13}) и верхнечонского (пласты В₁₀, В₁₃) горизонтов Ереминско-Чонского скопления нефти и газа

| Пласт | Глубина, м | Толщина коллекторов, м | Пористость коллекторов, % | Проницаемость коллекторов, 10 ⁻³ мкм ² | Тип коллекторов | Результаты испытания: нефть, конденсат (м ³ /сут.), газ (тыс. м ³ /сут.) |
|---------------------|---------------------------|--------------------------------------|-----------------------------|--|--|--|
| Б ₁ | 1300—1850, сред. зн. 1550 | 1—2 до 35, преимущественно 3—5 до 15 | 7—25, преимущественно 8—13 | 0.5—160, преимущественно 3—20 | Каверно-поровый, поровый, трещинно-каверно-поровый | Нефть 0.4—565, преимущественно 2—10. Газ 1—119, преимущественно 10—50. Конденсат 2—5 |
| Б _{3,4} | 1350—1900, сред. зн. 1600 | 1—2 до 20, преимущественно 2—3 до 10 | 7—20, преимущественно 8—14 | 0.5—50.0, преимущественно 0.5—10.0 | Поровый, трещинно-поровый и трещинно-каверно-поровый | Нефть 0.3—32.7, преимущественно 2—15. Газ 1—68.2, преимущественно 3—30. Конденсат 0.2—4.7 |
| Б ₅ | 1400—1950, сред. зн. 1650 | 1—2 до 15, преимущественно 2—3 до 7 | 7—20, преимущественно 7—14 | 0.5—30, преимущественно 0.5—5.0 | Каверно-поровый, порово-трещинно-каверновый | Нефть 0.8—165, преимущественно 2—5. Газ 3—173, преимущественно 5—20. Конденсат 0.5—2.1 |
| Б _{12, 13} | 1550—2100, сред. зн. 1850 | 2—25, преимущественно 10—20 | 7—20, преимущественно 8—12 | 0.25—300, преимущественно 0.25—5.0 | Поровый, порово-трещинный | Нефть 0.2—29.8, преимущественно 1—10. Газ 1—150, преимущественно 2—30.4. Конденсат 0.2—46.5 |
| В ₁₀ | 1570—1750, сред. зн. 1650 | 2—20, преимущественно 2—6 | 8—25, преимущественно 10—18 | 5—200, преимущественно 10—100 | Гранулярный | Нефть 1.3—200, преимущественно 5—40. Газ 1.5—450, преимущественно 20—100. Конденсат 1.8—9.2 |
| В ₁₃ | 1570—1770, сред. зн. 1670 | 2—20, преимущественно 3—10 | 8—20, преимущественно 8—15 | 5—400, преимущественно 5—50 | » | Нефть 0.2—150, преимущественно 10—60. Газ 1—150, преимущественно 2—30. Конденсат 2—7.3 |

Примечание. Испытание пластов осуществлялось без горизонтальных стволов скважин и без гидроразрывов. Следует отметить, что на выступах фундамента фильтрационно-емкостные свойства карбонатных пластов резко улучшаются. В этих участках дебиты нефти в них возрастают до нескольких сот м³/сут. Подобная ситуация закартирована на Даниловском выступе фундамента.

значения отмечаются в первом типе разреза пласта, представленном органогенными и органогенно-обломочными доломитами, содержащими небольшую примесь глинистого и сульфатного материала. Распределение открытой пористости и проницаемости по площади скопления в целом сходное с таковым для толщин коллекторов. Характерной особенностью строения коллекторов пластов является региональная выдержанность их толщин и ФЕС по площади скопления. В целом качество коллекторов рассматриваемых пластов оценивается авторами как пониженное.

Тирский флюидоупор, залегающий стратиграфически ниже рассматриваемых пластов, ограниченно распространен в пределах ЕЧС. Он развит лишь в северо-восточной его части, где обладает низкими экранирующими свойствами [Шемин, 2007].

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

Продуктивный пласт B_5 включает нижнюю половину тэтэрской свиты и пользуется повсеместным распространением на территории ЕЧС. Толщина его изменяется от 18 до 25 м. Перекрывает пласт глинисто-сульфатно-карбонатными породами толщиной 5—15 м, которые отделяют его от вышележающих пластов B_{3-4} . Представлен он преимущественно доломитами (на 80—90 % от 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 % от толщины пласта. Зернистые доломиты встречаются в виде прослоев.

В раннетэтэрское время, в период формирования отложений пласта B_5 , на территории скопления осадконакопление происходило в морских условиях, в обстановках внутришельфовой отмели и мелководного шельфа [Шемин, 2007, 2011]. В условиях внутришельфовой отмели осадки накапливались в юго-западной и центральной его частях. Здесь шло массовое расселение синезеленых водорослей. На территории их жизнедеятельности формировались органогенные карбонатные породы. В обстановке мелководного шельфа осадконакопление происходило в северном и северо-восточном окраинных участках скопления нефти и газа. В их пределах формировались хемогенные, органогенные и органогенно-обломочные осадки.

Породы пласта B_5 подверглись воздействию постседиментационных процессов: перекристаллизации, доломитизации, выщелачивания и галитизации [Гуцина и др., 1991; Шемин, 2007] (см. рис. 4). Перекристаллизация достаточно ярко проявилась на всей территории скопления. Повсеместно и интенсивно породы пласта испытали доломитизацию. Этот процесс привел к частичной, а прослоями и полной ликвидации водорослевых структур, образовав доломиты замещения. Породы пласта сильно затронуты процессом выщелачивания. Более равномерно он проявился в водорослевых разностях.

Коллекторы пласта B_5 на территории ЕЧС имеют очаговое распространение. Толщина их изменяется от 1—2 до 15 м. Наибольшие их значения (7.5—15.0 м) прогнозируются на трех участках различной величины. Наибольший из них закартирован в южной части скопления. Средние показатели толщин коллекторов пласта (5—7 м) прогнозируются в центральной части скопления, а минимальные (менее 5 м) — по его краям. Открытая пористость коллекторов изменяется от 7 до 20 %, проницаемость — $(0.5—30) \cdot 10^{-3}$ мкм².

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

Продуктивные пласты B_{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 составляет 70—95 %.

В позднеэтэрское время, в период образования пластов B_{3-4} , на рассматриваемой территории осадконакопление происходило в морских условиях, в обстановке внутришельфовой отмели. Здесь из-за периодического колебания уровня моря накапливались как хемогенный доломитовые илы, так и органогенные, а также органогенно-обломочные осадки.

Породы пластов B_{3-4} подверглись процессам перекристаллизации, выщелачиванию, галитизации и ангритизации. Перекристаллизация проявилась участками в виде пятнообразных скоплений зерен доломита. Весьма неравномерно и в целом незначительно породы пластов затронуты выщелачиванием. Этот процесс в хемогенных доломитах развивался 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 B_{3-4} наиболее существенное положительное влияние на формирование кол-

лекторов пластов оказали процессы перекристаллизации и выщелачивания. Ухудшение качества коллекторов обусловлено как засолением, так и сульфатизацией.

Коллекторы пластов в пределах ЕЧС имеют очаговое распространение. Толщина их изменяется от 1—2 до 20 м, преимущественно от 2—3 до 10 м. Наибольшие их значения (7.5—20.0 м) прогнозируются на трех участках, территориально совпадающих с повышенными толщинами коллекторов вышеописанного пласта Б₅. Наибольший из них находится в южной части скопления. Остальные два участка расположены в пределах Могдинской и Вакунайской площадей. Минимальные толщины коллекторов (менее 2.5 м) прогнозируются преимущественно в краевых участках скопления, а средние (5.0—7.5 м) — на остальной большей части его территории. Открытая пористость коллекторов изменяется от 7 до 20 %, проницаемость — $(0.5—50) \cdot 10^{-3}$ мкм². Наибольшие их показатели имеют микрофитолитовые доломиты.

Продуктивный пласт Б₁ выделяется в объеме карбонатного состава среднеусольской подсвиты и повсеместно распространен в пределах 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 Б₁ весьма разнообразны. В большинстве разрезов скважин 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 двучленным строением. При одночленном строении он сложен в одних случаях преимущественно известняками (Санарская площадь), в других — 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 пачка — доломитами, нередко в сочетании с глинистыми известняками; в других — наоборот: нижняя часть доломитовая, верхняя — известняковая.

В среднеусольское время на территории ЕЧС осадконакопление происходило в морских условиях, в обстановке внутришельфовой отмели [Шемин, 2007]. Здесь накапливались как органогенные и органогенно-обломочные осадки, так и хемогенные илы.

Породы пласта Б₁ испытали интенсивную перекристаллизацию, неоднородную доломитизацию, выщелачивание, засоление, локальную сульфатизацию и окремнение [Гущина и др., 1991; Шемин, 2007]. 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 изменяется от нескольких до 35 м. На большей части скопления ее значения составляют 10—15 м. ФЕС коллекторов изменяются в широких пределах. Открытая пористость их колеблется от 7 до 25 %, проницаемость $(0.5—160) \cdot 10^{-3}$ мкм², причем наибольшие их показатели отмечаются в водорослевых известняках.

Флюидоупором пласта Б₁ является верхнеусольская подсвита, сложенная галогенно-карбонатными породами толщиной 300—600 м. Качество флюидоупора весьма высокое.

Продуктивный пласт В₁₃ включает нижнюю, преимущественно песчаную, часть нижненепской подсвиты, залегающую в основании осадочного чехла на породах фундамента. Он имеет весьма ограниченное распространение в пределах ЕЧС, охватывая только юго-восточную его часть. Толщина пласта изменяется от нескольких до 25 м. Наибольшие ее значения отмечаются на крайнем юго-востоке скопления. В северо-западном направлении они относительно постепенно уменьшаются вплоть до полного выклинивания пласта.

Отложения пласта образовались в ранневендский этап формирования осадочного чехла Сибирской платформы. Они образовались в условиях прибрежной равнины, временами заливавшейся морем [Шемин, 2007].

Коллекторы пласта В₁₃ развиты только в юго-восточной части скопления. Их толщина изменяется от 2 до 20 м, пористость — от 8 до 20 %, межзерновая проницаемость $(5—400) \cdot 10^{-3}$ мкм².

Флюидоупором пласта В₁₃ являются глинистые образования средней и верхней частей нижненепской подсвиты, толщина которой 5—15 м. Его качество пониженное и низкое.

Продуктивный пласт В₁₀ соответствует нижней, в основном песчаной, части верхненепской подсвиты, пользующейся повсеместным распространением на территории скопления нефти и газа. Сложен преимущественно песчаными отложениями. Толщина его в юго-восточной части скопления обычно изменяется от 10 до 25 м. На остальной большей части рассматриваемой территории обычно превышает 1—3 м. Отложения пласта В₁₀ образовались в условиях прибрежной равнины, временами заливавшейся морем [Шемин, 2007].

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

Флюидоупором пласта V_{10} являются преимущественно глинистые отложения верхненепской под-свиты, которые распространены на всей территории скопления нефти и газа. Толщина его изменяется от 10 до 30 м. Качество его высокое и среднее, а в северо-западной окраинной части рассматриваемого скопления — пониженное.

Следовательно, литолого-фациальные условия образования Ереминско-Чонского скопления нефти и газа, как и тектонические, были достаточно благоприятными. Во-первых, карбонатные продуктивные пласты, являющиеся основным вмещителем залежей нефти и газа, 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. Во-вторых, отсутствие тирского флюидоупора, перекрывающего терригенные продуктивные пласты, обеспечило переток углеводородов из них в вышезалегающие коллекторы карбонатных пластов, а преимущественно пониженное и низкое качество флюидоупоров между этими пластами — миграцию УВ внутри подсолевого карбонатного комплекса. В-третьих, сохранность залежей углеводородов всего вендско-нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса ЕЧС обеспечена вышезалегающим верхнеуольским флюидоупором высокого качества.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ЕРЕМИНСКО-ЧОНСКОГО СКОПЛЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

В пределах Непско-Ботуобинской антеклизы, на которой расположено ЕЧС, и смежной территории Предпатомского регионального прогиба, являющегося крупной зоной нефтегазообразования, выполнены значительные объемы геохимических исследований рифейских, вендских терригенных и верхневендско-нижнекембрийских карбонатных отложений, результаты которых отражены во многих публикациях [Баженова и др., 1982; Ларичев и др., 1987; Соколов и др., 1989; Конторович, 2004; и др.]. В них рассмотрены закономерности распределения органического вещества, 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 ОВ по площади рассматриваемого региона проявилась достаточно закономерно. Максимальные их показатели отмечались в Предпатомском региональном прогибе, значительно меньшие — на юго-восточном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы и наименьшие — в центральной наиболее приподнятой ее части.

Миграция углеводородов из отмеченных зон в центральную, наиболее приподнятую часть антеклизы, где расположено ЕЧС, как уже отмечалось выше, в основном контролировалась палеоструктурным планом и качеством флюидоупоров. Выделяются три основных этапа миграции углеводородов: вендско-раннепалеозойский, среднепалеозойский и позднепалеозойско-мезозойский [Геология..., 1981].

В вендско-раннепалеозойский этап, в период наиболее интенсивной миграции углеводородов из зон нефтегазообразования в зоны нефтегазоаккумуляции, структурные планы значительно отличались от современных. Крупной зоной нефтегазоаккумуляции в то время были центральная, в которой расположена ЕЧС, и северо-западная части Непско-Ботуобинской антеклизы. На отмеченных территориях происходила аккумуляция углеводородов, поступающих как из местных источников, так и расположенных в пределах Предпатомского регионального прогиба. Формирование залежей УВ происходило 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 [Шемин, 2007].

Кроме вышеописанной 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 флюидоупоры отсутствовали или имели низкое качество.

Переток углеводородов из терригенных отложений в карбонатные в больших масштабах прогнозируется только в центральной и северо-западных частях Непско-Ботуобинской антеклизы. В отмеченных частях структуры предполагается активная вертикальная миграция УВ, причем нефти (рис. 5).

Структурный план рассматриваемой территории в среднепалеозойский этап миграции углеводородов в целом продолжил унаследованное развитие. Продолжалась миграция УВ из зон нефтегазообра-

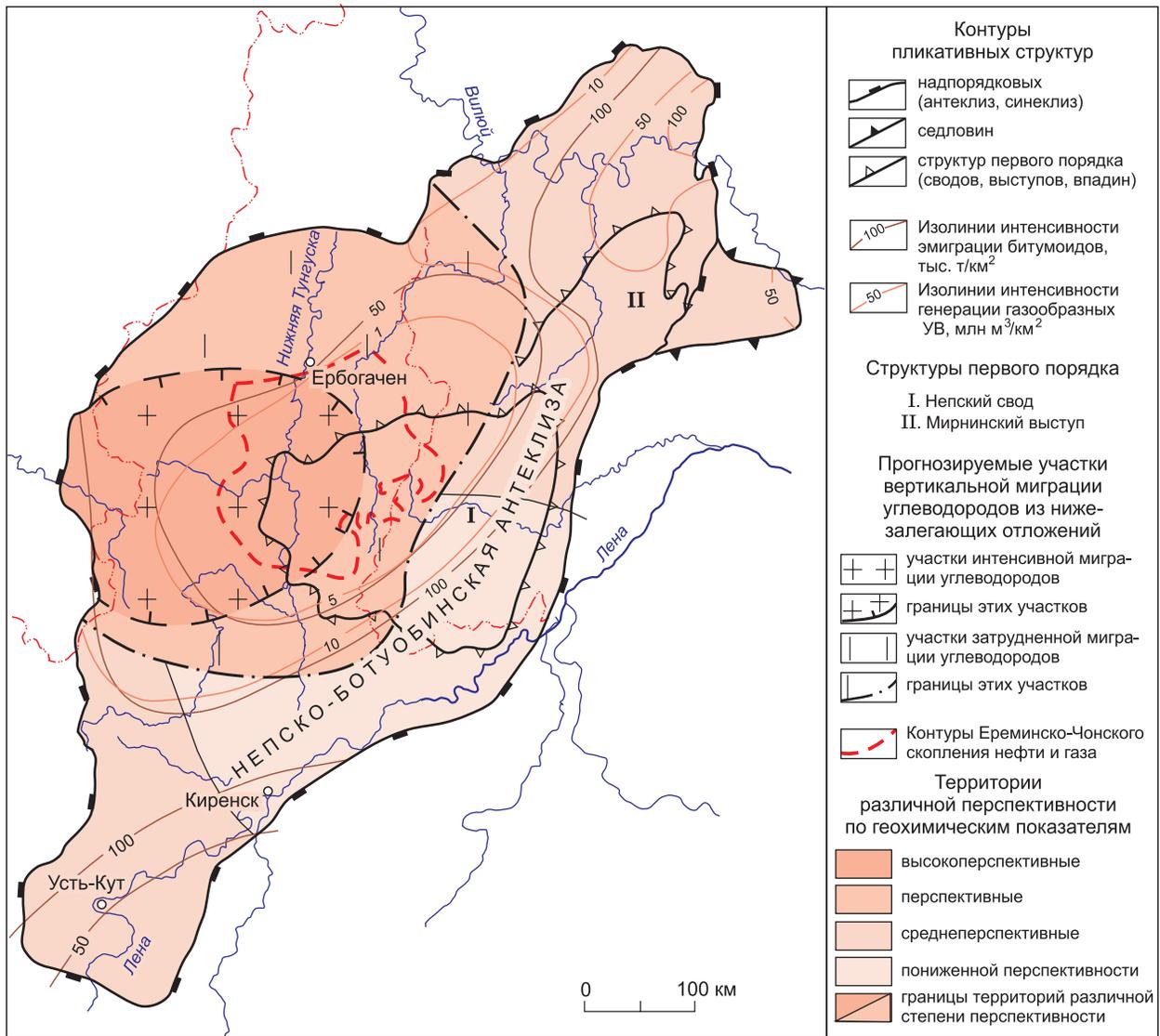


Рис. 5. Оценка геохимических показателей на перспективы нефтегазоносности подсолевого вендско-нижнекембрийского карбонатного комплекса Непско-Ботубинской антеклизы.

зования, какими являлись Предпатомский региональный прогиб и смежная территория Непско-Ботубинской антеклизы, в зоны нефтегазоаккумуляции, расположенные в центральной и северо-западной частях последней структуры.

Заключительный позднепалеозойско-мезозойский этап нефтегазообразования в пределах ЕЧС связан с формированием 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 располагалась ЕЧС нефти и газа.

Следовательно, на протяжении всего фанерозойского периода осуществлялась латеральная и вертикальная миграция УВ из Предпатомского регионального прогиба и смежной территории Непско-Ботубинской антеклизы в пределы ЕЧС, а с позднепалеозойско-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 верхнеуольский высокого качества флюидоупор, повсеместно перекрывающий весь вендско-нижнекембрийский подсолевой комплекс.

Таким образом, на протяжении всего фанерозойского периода тектонические, литолого-фациальные и геохимические условия были благоприятными для формирования и сохранения залежей углеводородов в пределах Ереминско-Чонского скопления нефти и газа. Они обеспечили только в пределах этого объекта южной половины Сибирской платформы промышленную нефтегазоносность всех продуктивных пластов вендско-нижнекембрийского подсолового нефтегазоносного комплекса.

МЕТОДИКА И РЕЗУЛЬТАТЫ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ЕРЕМИНСКО-ЧОНСКОГО СКОПЛЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Методика количественной оценки. При выполнении количественной оценки перспектив нефтегазоносности продуктивных пластов ЕЧС, учитывая их разную степень выявленной нефтегазоносности, использовались два метода: объемный и геологический способ по удельным плотностям запасов углеводородов на единицу площади. Поскольку пласты B_{12-13} в пределах рассматриваемого скопления нефти и газа характеризуются практически повсеместным развитием нефтенасыщенных коллекторов, поэтому оценка их ресурсов углеводородов осуществлена первым методом. Остальные продуктивные пласты скопления характеризуются очаговым распределением нефтенасыщенных коллекторов. В них прогнозируются ограниченные по площади ловушки. Ресурсы углеводородов этих продуктивных пластов оценены вторым методом.

Объемный метод обычно используется для оценки запасов нефти и газа выявленных залежей углеводородов. Применительно к оценке ресурсов углеводородов пластов $B_{12, 13}$ Ереминско-Чонского скопления он применен достаточно условно, поскольку скопление включает совокупность еще не оконеченных залежей углеводородов, и площадь его составляет 26.5 тыс. км². Тем не менее авторы статьи оценивали ресурсы углеводородов этих пластов отмеченным методом, поскольку других методов для оценки ресурсов углеводородов подобных крупных объектов не существует.

Для реализации этого 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. 6). Подсчетные параметры этих «залежей» и результаты оценки их запасов нефти приведены в табл. 2.

Геологический способ по удельным плотностям запасов углеводородов на единицу площади изложен в [Методическое руководство..., 2000]. Суть выбранного приема заключается в следующем. Это выделение хорошо изученных нефтегазоносных объектов, принимаемых за эталонные участки, и перенос установленных плотностей ресурсов углеводородов на прогнозируемые (расчетные) участки за счет использования геологических параметров контролирующей перспективы нефтегазоносности.

Для количественной оценки перспектив нефтегазоносности продуктивных пластов $B_1, B_{3-4}, B_5, B_{10}$ и B_{13} использовались шесть эталонных участков: Среднеботуобинский, Талаканский (пласт B_1), Даниловские (пласты B_{3-4}, B_5) и Верхнечонские (пласты B_{10}, B_{13}). Их полная характеристика приведена в монографии [Шемин и др., 2017].

В качестве основных геологических параметров для переноса плотностей ресурсов углеводородов 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 углеводородов (НСР) вендско-нижнекембрийского подсолового 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-Ботуобинской нефтегазоносной области. 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; 1094.1 и 996.5 млн т (12.6, 8.5, 7.7 % и минимальные ресурсы УВ прогнозируются в пластах B_{13} и B_{10} соответственно 677.1 и 482.6 млн т (5.2, 3.7 %).

Накопленная добыча и ресурсы УВ по категориям $A+B+C_1, C_2, C_2^*$ и D_1 скопления соответственно 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, т. е. степень разведанности его ресурсов УВ составляет 34.7 %.

* Оценка ресурсов нефти, газа и конденсата продуктивных пластов $B_{12, 13}$ выполнена авторами по категории C_2' , поскольку бурением закартировано почти повсеместное насыщение их углеводородами.

Продуктивные пласты $B_{12,13}$ обладают наибольшими перспективами нефтегазоносности в пределах ЕЧС. НСР УВ этих пластов составляют 8023.8 млн т УУВ, из 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 нефти, газа и конденсата соответственно равны: 888.3 млн т (59.3 %), 609.3 млрд м³ (40.6 %) и 1.8 млн т (0.1 %).

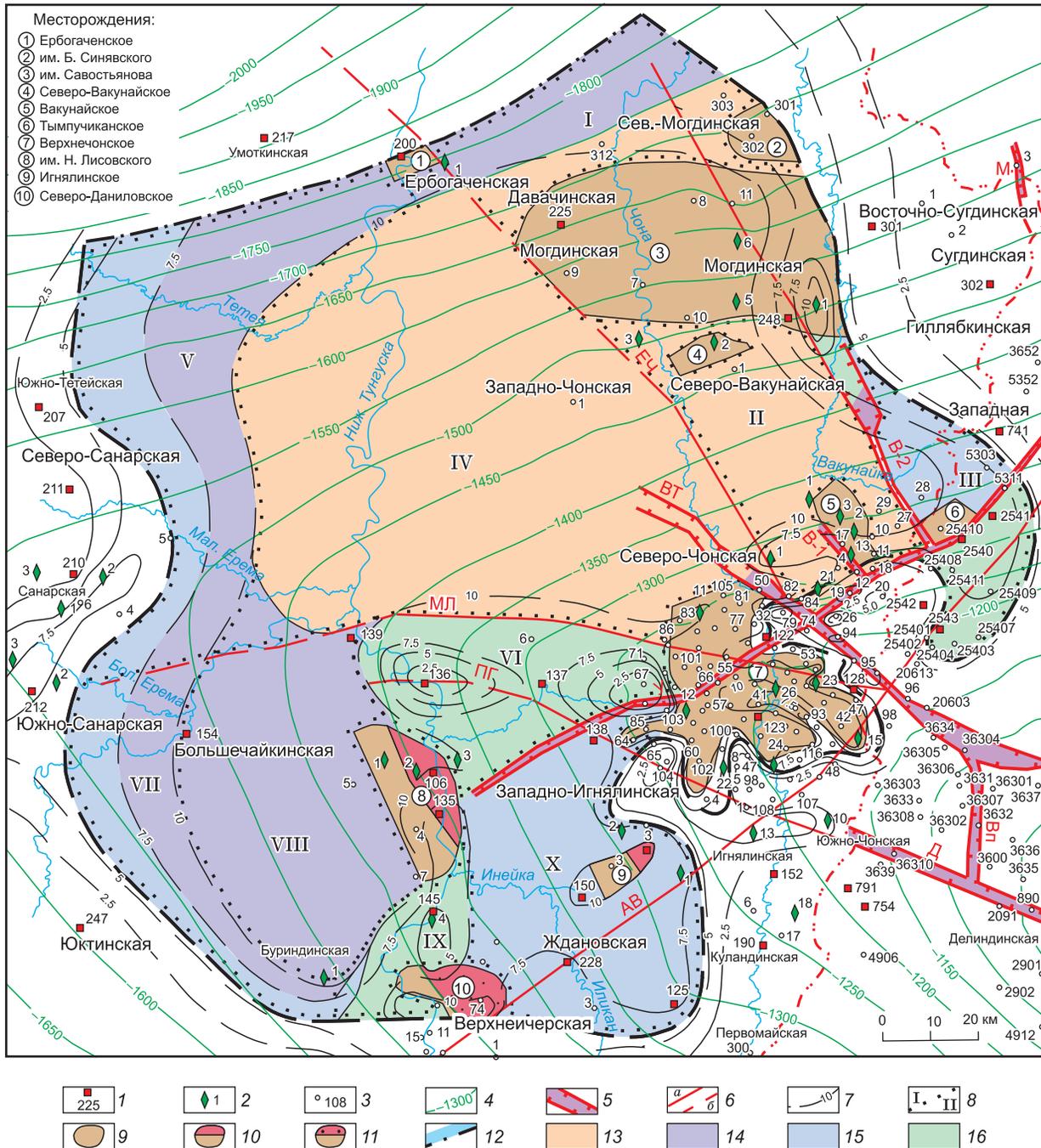


Рис. 6. Карта прогноза плотностей извлекаемых ресурсов углеводородов преобразенского резервуара (пласты $B_{12,13}$) Ереминско-Чонского скопления нефти и газа.

1—3 — скважины: 1 — параметрические, 2 — поисковые, 3 — разведочные; 4 — изогипсы кровли преобразенского продуктивного пласта (пласт B_{12}); 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 — Эрбогачено-Чуйский, МЛ — Могинско-Ленский, ПГ — Преобразенско-Гадалинский, АВ — Ангаро-Виллойский; 7 — изопакиты коллекторов; 8 — контуры расчетных участков; 9—11 — залежи углеводородов: 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.

Таблица 2. Результаты оценки* запасов нефти по категориям C_2^1 Ереминско-Чонского скопления нефти и газа пластов B_{12-13}

| Номер расчетного участка | Значения подсчетных параметров | | | | | | | | | Запасы нефти, млн т. | |
|--------------------------|--|--|--|--|------------------------------------|--|---|--|---|----------------------|-------------|
| | F — нефтенасыщенная площадь, тыс. м ² | h — толщина эффективной нефтенасыщенности горизонта, м | m_0 — коэффициент пористости, м ³ | ρ_n — плотность нефти, т/м ³ | Θ — пересчетный коэффициент | B_n — коэффициент нефтенасыщенности, % | Понижающий коэффициент за счет возможного выклинивания коллектора | η — коэффициент извлечения нефти, % | Содержание нефти на расчетных участках, % | Геологические | Извлекаемые |
| 1 | 1364×10 ³ | 7.0 | 0.07 | 0.86 | 0.85 | 0.86 | 0.7 | 0.11 | 100 | 294 | 32 |
| 2 | 1729×10 ³ | 9.0 | 0.09 | 0.86 | 0.85 | 0.86 | 0.8 | 0.11 | 100 | 704 | 77 |
| 3 | 1004×10 ³ | 6.0 | 0.07 | 0.86 | 0.85 | 0.86 | 0.6 | 0.11 | 100 | 159 | 17 |
| 4 | 6851×10 ³ | 9.0 | 0.09 | 0.86 | 0.85 | 0.86 | 0.8 | 0.11 | 100 | 2790 | 307 |
| 5 | 3092×10 ³ | 7.0 | 0.07 | 0.86 | 0.85 | 0.86 | 0.6 | 0.11 | 100 | 571 | 62 |
| 6 | 1576×10 ³ | 5.0 | 0.06 | 0.86 | 0.85 | 0.86 | 0.3 | 0.11 | 100 | 89 | 9 |
| 7 | 1381×10 ³ | 7.0 | 0.07 | 0.86 | 0.85 | 0.86 | 0.6 | 0.11 | 80 | 204 | 22 |
| 8 | 2501×10 ³ | 9.0 | 0.09 | 0.86 | 0.85 | 0.86 | 0.7 | 0.11 | 80 | 713 | 78 |
| 9 | 520×10 ³ | 8.0 | 0.08 | 0.86 | 0.85 | 0.86 | 0.6 | 0.11 | 25 | 31 | 4 |
| 10 | 2405×10 ³ | 8.0 | 0.08 | 0.86 | 0.85 | 0.86 | 0.7 | 0.11 | 60 | 406 | 44 |
| Σ | — | — | — | — | — | — | — | — | — | 5961 | 662 |

Примечание. Расположение расчетных участков см. на рис. 5.

*Авторская оценка.

Запасы и ресурсы УВ пластов B_{12-13} категорий $A+B+C_1$, C_2 и C_2' соответственно равны: 183.1 (2.3 %), 1286.2 (16.0 %) и 6554.4 (81.7 %) млн т УУВ.

Распределение начальных суммарных извлекаемых** ресурсов УВ рассматриваемых пластов по площади скопления нефти и газа следующее (см. рис. 6). По степени их перспектив выделяются четыре категории земель с плотностями извлекаемых ресурсов углеводородов соответственно: 30—50, 20—30, 10—20 и 5—10 тыс. т УУВ/км².

Наибольшие плотности НСР УВ пластов прогнозируются в центральной и северо-восточной частях скопления. 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 скопления, а также на ограниченном по площади участке, расположенном севернее Тымпучиканского месторождения. Минимальные плотности начальных извлекаемых ресурсов УВ рассматриваемых пластов прогнозируются на четырех разной величины участках (см. рис. 6).

Продуктивный пласт B_5 обладает существенно меньшими перспективами нефтегазоносности, чем вышеописанные. Его НСР углеводородов 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 нефти, газа и конденсата соответственно равны: 216.2 млн т (80.7 %); 51.4 млрд м³ (19.2 %) и 0.4 млн т (0.1 %). Запасы и ресурсы УВ пласта категорий $A+B+C_1$, C_2 и D_1 составляют: 80.1 (7.3 %), 525.7 (48.0 %) и 488.2 (44.7 %) млн т УУВ.

Распределение начальных суммарных ресурсов УВ пласта B_5 по площади ЕЧС приведено на рис. 7. 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 различной величины участках. Наиболее крупный из них расположен в южной части скопления (см. рис. 7). Второй, меньший по размеру участок расположен в северо-восточной его части и наименьший по площади участок включает Вакунайское месторождение. Несколько менее перспективные земли этого пласта имеют более широкое распространение. Они в основном охватывают центральную часть скопления. Еще менее перспективные земли ограничивают в виде полос шириной 5—15 км более перспективные земли.

** В связи с тем, что плотности ресурсов УВ продуктивных пластов $B_{12, 13}$ выше остальных пластов скопления почти на порядок, поэтому значения их плотностей приведены в качестве извлекаемых, а остальных пластов — в качестве геологических.

Таблица 3. Ресурсы нефти, газа и конденсата Ереминско-Чонского скотления углеводородов

| Продуктивный пласт | Ресурсы нефти, млн т | | | | Ресурсы газа, млрд м ³ | | | | Ресурсы конденсата, млн т | | | | Всего млн т УУВ | | | | | | |
|----------------------|----------------------|--------------------|----------------|-----------------------------------|-----------------------------------|--------------------|--------------------|----------------|-----------------------------------|--------|--------------------|--------------------|-----------------|-----------------------------------|-------|-------|--------|--------|---------|
| | Накопленная добыча | A+B+C ₁ | C ₂ | C ₂ '(Д ₁) | Всего | Накопленная добыча | A+B+C ₁ | C ₂ | C ₂ '(Д ₁) | Всего | Накопленная добыча | A+B+C ₁ | C ₂ | C ₂ '(Д ₁) | Всего | | | | |
| B ₁ | 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 | 64.7 | 292.6 | 639.1 | 996.5 |
| | | 0.6 | 30.6 | 50.4 | 81.6 | | | | | | | 0.6 | 1.9 | 7.5 | 10.0 | 61.2 | 168.1 | 434.8 | 664.2 |
| B 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 | 34.0 | 933.7 | 647.8 | 1615.5 |
| | | 7.3 | 166.2 | 124.1 | 297.6 | | | | | | | 0.4 | 0.4 | 0.3 | 1.1 | 19.7 | 197.8 | 151.3 | 368.8 |
| B ₅ | 0.1 | 75.2 | 508.6 | 458.3 | 1042.2 | 0 | 4.8 | 16.9 | 29.7 | 51.4 | 0 | 0.1 | 0.2 | 0.2 | 0.5 | 80.1 | 525.7 | 488.2 | 1094.1 |
| | | 25.1 | 99.4 | 91.6 | 216.2 | | | | | | | 0.1 | 0.2 | 0.1 | 0.4 | 30.0 | 116.5 | 121.4 | 268.0 |
| B ₁₂₋₁₃ | 0.1 | 176.1 | 1274.9 | 5961.0 | 7412.1 | 0 | 7.0 | 11.3 | 591.0 | 609.3 | 0 | 0 | 0 | 2.4 | 2.4 | 183.1 | 1286.2 | 6554.4 | 8023.8 |
| | | 25.4 | 200.8 | 662.0 | 888.3 | | | | | | | | | 1.8 | 1.8 | 32.4 | 212.1 | 1254.8 | 1499.4 |
| Σ B ₁₋₁₃ | 0.2 | 276.7 | 2839.8 | 7291.8 | 10408.5 | 0.1 | 83.8 | 195.0 | 1024.5 | 1303.4 | 0 | 1.4 | 3.4 | 13.2 | 18.0 | 361.9 | 3038.2 | 8329.5 | 11729.9 |
| | | 58.4 | 497.0 | 928.1 | 1483.7 | | | | | | | 1.1 | 2.5 | 9.7 | 13.3 | 143.3 | 694.5 | 1962.3 | 2800.4 |
| B ₁₀ | 20.0 | 260.9 | 104.2 | 47.8 | 432.9 | 2.5 | 22.0 | 18.9 | 5.4 | 48.8 | 0 | 0.5 | 0.3 | 0.1 | 0.9 | 283.4 | 123.4 | 53.3 | 482.6 |
| | | 86.0 | 32.7 | 16.7 | 155.4 | | | | | | | 0.4 | 0.3 | 0.1 | 0.8 | 108.4 | 51.9 | 22.2 | 205.0 |
| B ₁₃ | 20.0 | 134.5 | 385.1 | 25.0 | 564.6 | 3.0 | 18.2 | 84.6 | 4.9 | 110.7 | 0 | 0.3 | 1.4 | 0.1 | 1.8 | 153.0 | 471.1 | 30.0 | 677.1 |
| | | 50.5 | 86.9 | 10.0 | 167.4 | | | | | | | 0.2 | 1.3 | 0.1 | 1.6 | 68.9 | 172.8 | 15.0 | 279.7 |
| Σ B ₁₀₋₁₃ | 40.0 | 395.4 | 489.3 | 72.8 | 997.5 | 5.5 | 40.2 | 103.5 | 10.3 | 159.5 | 0 | 0.8 | 1.7 | 0.2 | 2.7 | 436.4 | 594.5 | 83.8 | 1160.2 |
| | | 136.5 | 119.6 | 26.7 | 322.8 | | | | | | | 0.6 | 1.6 | 0.2 | 2.4 | 177.3 | 224.7 | 37.2 | 484.7 |
| Σ B+B | 40.2 | 672.1 | 3329.1 | 7364.6 | 11406.0 | 5.6 | 124.0 | 298.5 | 1034.8 | 1462.9 | 0 | 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 | 320.6 | 919.2 | 1999.5 | 3285.1 |

Примечание. Приведена суммарная оценка запасов нефти, газа и конденсата по категориям A+B+C₁ и C₂ следующих месторождений: им. Б. Синяевского, 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. Авторская оценка ресурсов нефти, газа и конденсата продуктивных пластов B_{12,13} выполнена по категории C₂, а всех других продуктивных пластов — по категории Д₁. Над чертой — ресурсы нефти и конденсата, под чертой — извлекаемые ресурсы углеводородов.

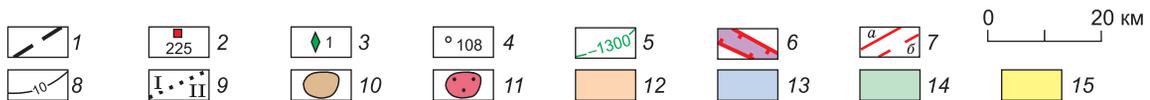
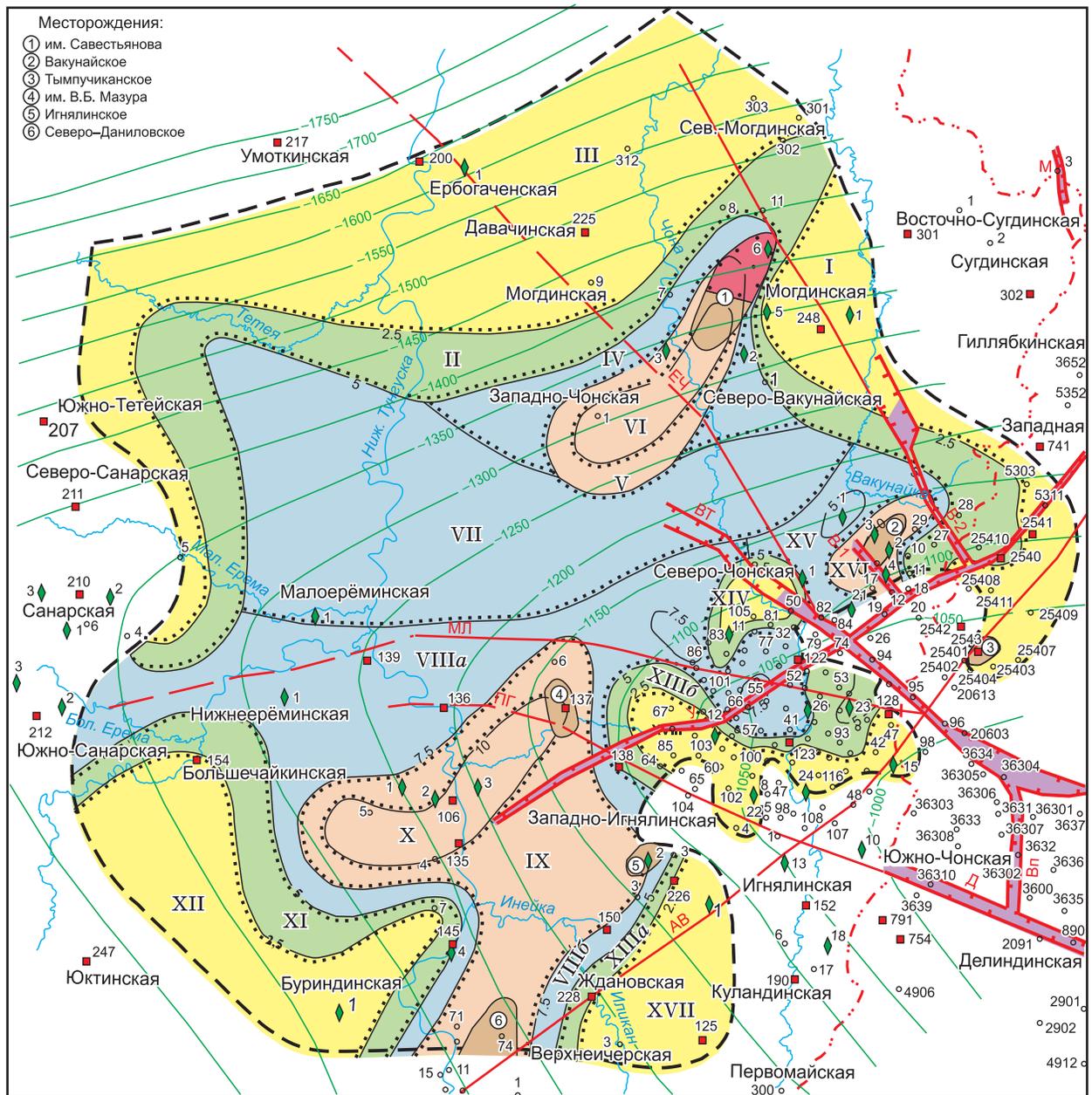


Рис. 7. Карта прогноза плотностей начальных суммарных ресурсов углеводородов пласта Б₅ усть-кутского горизонта Ереминско-Чонского скопления нефти и газа.

1 — граница Ереминско-Чонского скопления нефти и газа; 2—4 — скважины: 2 — параметрические, 3 — поисковые, 4 — разведочные; 5 — изогипсы по кровле пласта Б₅ усть-кутского горизонта; б — микрограбены: В-1 — Вакунайский-1, В-2 — Вакунайский-2, Вп — Верхнепелудуйский, ВТ — Верхнечонско-Талаканский, Д — Делидинский, М — Мукокинский, У — Уольский; 7 — основные разломы (а — достоверные, б — менее достоверные): ЕЧ — Ергогачено-Чуйский, МЛ — Могинско-Ленский, ПГ — Преображенско-Гадалинский, АВ — Ангаро-Вилойский; 8 — изопакиты очагового распространения коллекторов; 9 — контуры расчетных участков, использованные при количественной оценке перспектив нефтегазоносности пластов; 10—11 — залежи углеводородов: 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.

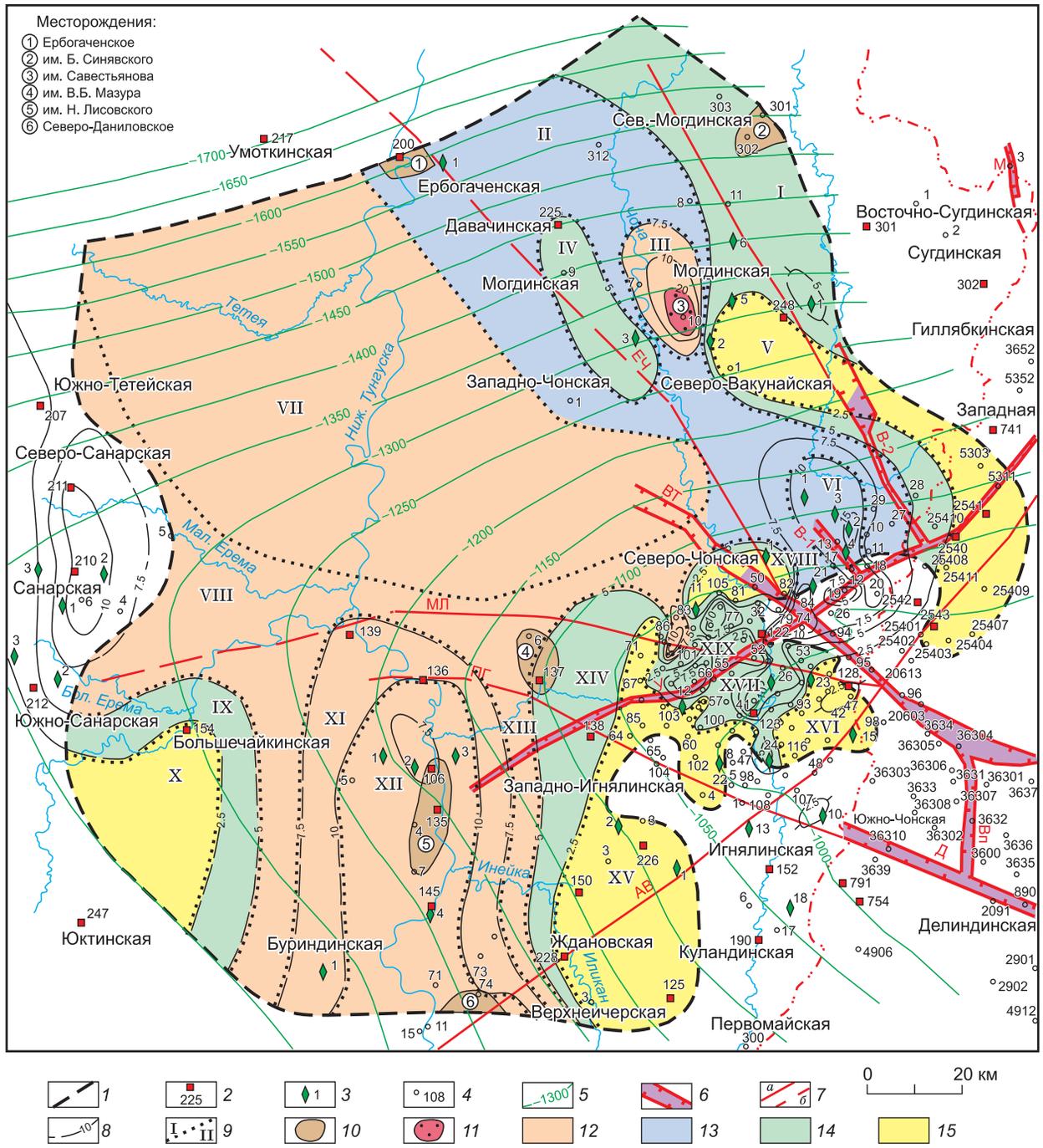


Рис. 8. Карта прогноза плотностей начальных суммарных ресурсов углеводородов пластов Б_{3,4} усть-кутского горизонта Ереминско-Чонского скопления нефти и газа.

1 — граница Ереминско-Чонского скопления нефти и газа; 2—4 — скважины: 2 — параметрические, 3 — поисковые, 4 — разведочные; 5 — изогипсы по кровле пласта Б₃ усть-кутского горизонта; 6 — микрограбены: В-1 — Вакунайский-1, В-2 — Вакунайский-2, Вп — Верхнепелудуйский, ВТ — Верхнечонско-Талаканский, Д — Делидинский, М — Мукокинский, У — Уольский; 7 — основные разломы (а — достоверные, б — менее достоверные): ЕЧ — Ербогачено-Чуйский, МЛ — Могинско-Ленский, ПГ — Преображенско-Гадалинский, АВ — Ангаро-Виллойский; 8 — изопакиты очагового распространения коллекторов; 9 — контуры расчетных участков, использованные при количественной оценке перспектив нефтегазоносности пластов; 10, 11 — залежи углеводородов: 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.

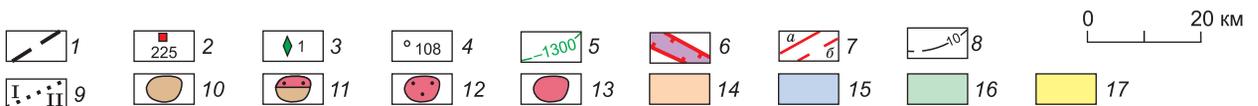
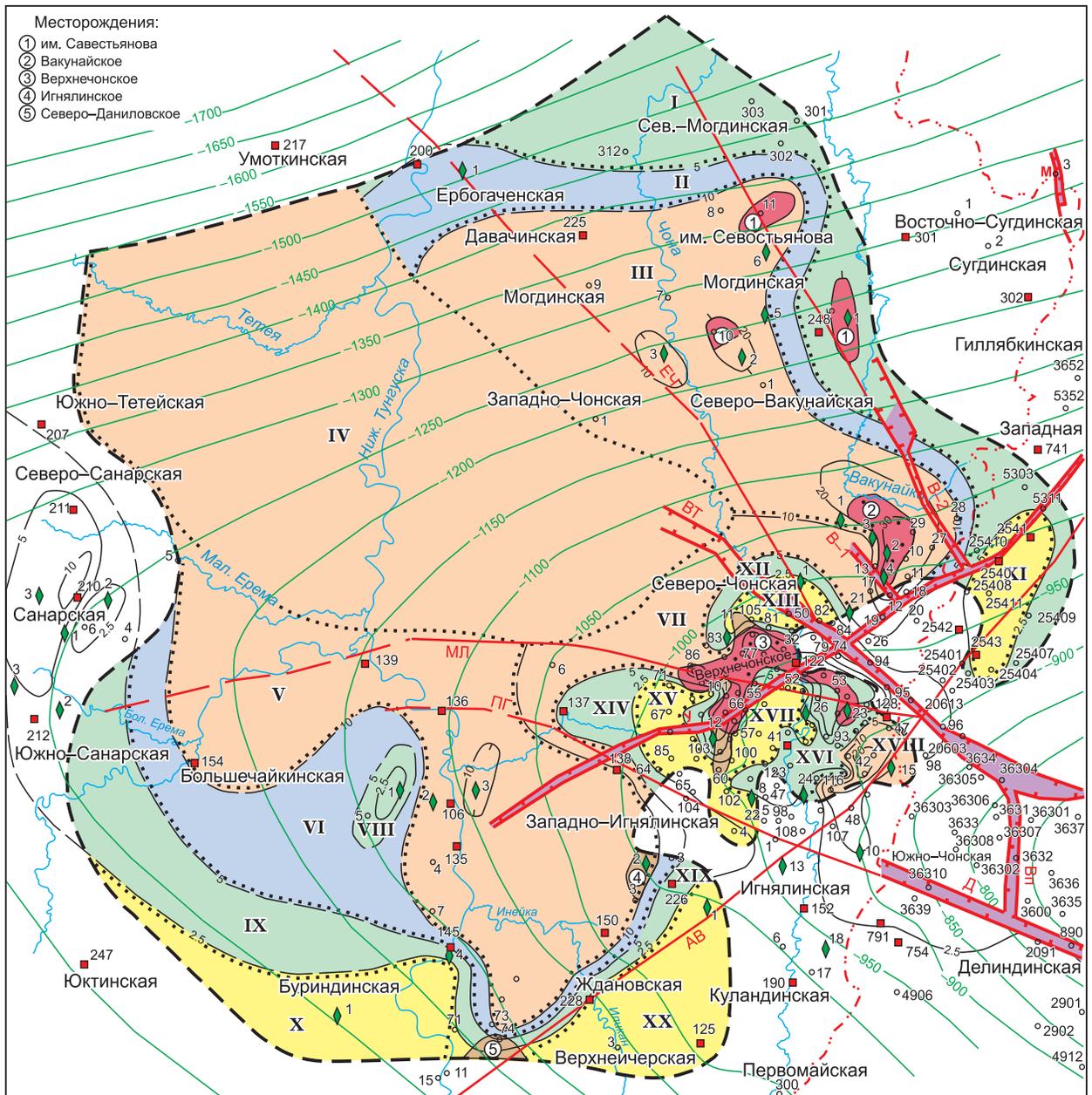


Рис. 9. Карта прогноза плотностей начальных суммарных ресурсов углеводородов осинского горизонта (пласт Б₁) Ереминско-Чонского скопления нефти и газа.

1 — граница Ереминско-Чонского скопления нефти и газа; 2—4 — скважины: 2 — параметрические, 3 — поисковые, 4 — разведочные; 5 — изогипсы по кровле осинского продуктивного пласта (пласт Б₁); 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 — Ергобачено-Чуйский, МЛ — Могинско-Ленский, ПГ — Преображенско-Гадалинский, АВ — Ангаро-Виллоиский; 8 — изопакиты очагового распространения коллекторов; 9 — контуры расчетных участков, использованные при количественной оценке нефтегазоносности пласта Б₁; 10—13 — залежи углеводородов: 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.

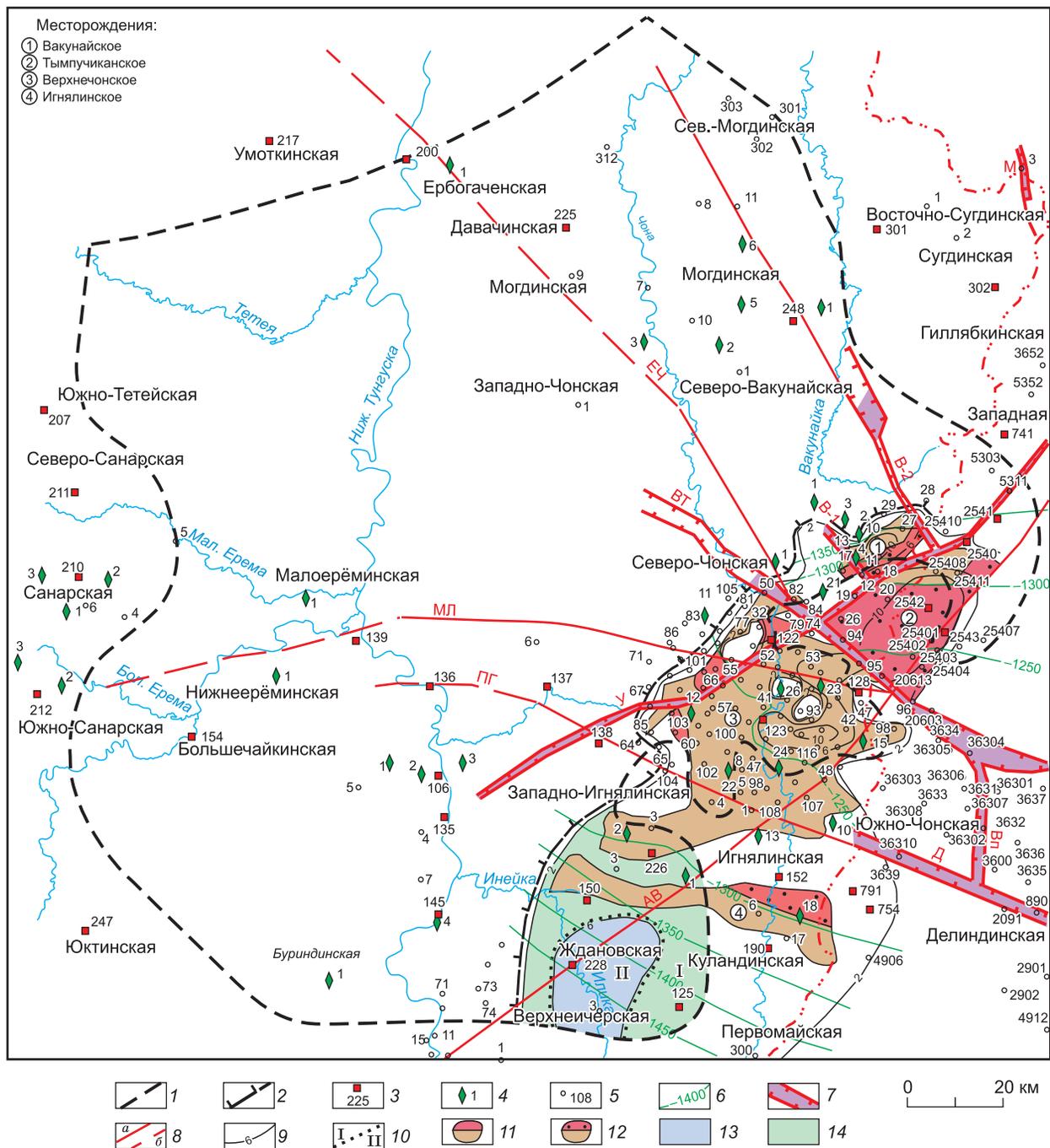


Рис. 10. Карта прогноза плотностей начальных суммарных ресурсов углеводородов пласта V_{13} верхнечонского горизонта Ереминско-Чонского скопления нефти и газа.

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

Продуктивные пласты B_{3-4} характеризуются несколько большими перспективами нефтегазоносности, чем вышеописанный. НСР УВ их оцениваются в 1615.5 млн т УУВ, из них — нефти 1544.0 млн т (95.6 %), газа — 70.1 млрд м³ (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 м³ (19.0 %) и 1.1 (0.3 %). Запасы и ресурсы пластов категорий А+В+С₁, С₂ и D₁ равны: 34.0 (2.1 %), 933.7 (57.8 %) и 647.8 (40.1 %) млн т УУВ.

Распределение НСР УВ пластов B_{3-4} по территории скопления следующее (рис. 8). По степени их перспектив, как и вышеописанного пласта, выделяются четыре категории земель с теми же плотностями начальных суммарных ресурсов УВ.

Наиболее перспективные земли почти повсеместно расположены в западной половине скопления нефти и газа 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 до Вакунайского месторождений. Еще менее перспективные земли предполагаются на пяти различной величины участках (см. рис. 8). Минимальные плотности начальных суммарных ресурсов УВ пластов прогнозируются 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 м³ (57.4 %) и конденсата — 13.7 млн т (1.4 %). Извлекаемые ресурсы нефти, газа и конденсата соответственно равны: 81.6 млн т (12.3 %), 572.6 млрд м³ (86.2 %) и 10.0 млн т (1.5 %). Запасы и ресурсы УВ пласта категории А+В+С₁, С₂ и D₁ равны: 64.7 (5.5 %); 292.6 (29.4 %) и 639.1 (64.1 %) млн т УУВ.

Распределение начальных суммарных ресурсов УВ пласта по территории ЕЧС следующее (рис. 9). По степени их перспектив, как и вышеотмеченных пластов, выделяются четыре категории земель.

Наиболее перспективные земли пользуются распространением на большей части территории скопления нефти и газа, повсеместно охватывая его центральную и северо-западную части. Остальные категории земель прогнозируются в северо-восточной, юго-восточной и юго-западной частях скопления нефти и газа.

Продуктивный пласт B_{13} развит лишь в окраинной юго-восточной части скопления нефти и газа. НСР УВ его составляют 677.1 млн т УУВ, из них нефти — 564.6 млн т (83.5 %), газа — 110.7 млрд м³ (16.4 %) и конденсата — 1.8 млн т (0.1 %). Извлекаемые ресурсы нефти, газа и конденсата соответственно равны: 167.4 млн т (60.3 %); 110.7 млрд м³ (39.6 %) и 1.6 млн т (0.1 %).

Накопленная добыча, запасы и ресурсы УВ категорий А+В+С₁, С₂ и D₁ пласта B_{13} соответственно равны: 23.0 (3.4 %), 153.0 (22.6 %), 471.1 (69.6 %) и 30.0 (4.4 %) млн т УУВ.

Перспективы нефтегазоносности пласта на открытие новых залежей нефти и газа достаточно низкие (рис. 10). Лишь в южных частях территории распространения пласта, где проведены небольшие объемы бурения, выделяются две категории земель на поиски залежей УВ с плотностью начальных суммарных ресурсов углеводородов от 20 до 30 и от 10 до 20 тыс. т УУВ/км².

Продуктивный пласт B_{10} характеризуется повсеместным распространением в пределах скопления нефти и газа, но на большей его территории (за исключением юго-восточной части) он имеет толщину менее 2 м. НСР УВ его составляют 482.6 млн т УУВ, из них нефти — 432.9 млн т (89.8 %), газа — 48.8 млрд м³ (10.1 %) и конденсата — 0.9 млн т (0.1 %). Извлекаемые ресурсы нефти, газа и конденсата соответственно равны: 155.4 млн т (75.8 %); 48.8 млрд м³ (23.8 %) и 0.8 млн т (0.4 %).

Накопленная добыча, запасы и ресурсы УВ категорий А+В+С₁, С₂ и D₁ пласта B_{10} соответственно равны: 22.5 (4.6 %), 283.4 (58.7 %), 123.4 (25.6 %) и 53.3 (11.1 %) млн т УУВ.

Перспективы нефтегазоносности пласта B_{10} достаточно низкие, поскольку его коллекторы тоже распространены только в юго-восточной части скопления нефти и газа. В этой части его территории выделяются три категории земель с плотностью суммарных ресурсов УВ от 20 до 30, от 10 до 20 и от 5 до 10 тыс. т УУВ/км² (рис. 11).

Наиболее перспективные земли, как и пласта B_{13} , прогнозируются на ограниченном по площади 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 B_{10} и B_{13} . Дебиты нефти из карбонатного состава пластов (B_1 , B_{3-4} , B_5 , B_{12-13}), в связи с их пониженными фильтрационно-емкостными свойствами, характеризуются более низкими значениями, обычно от нескольких до 20—30 м³/сут. Лишь на некоторых месторождениях (Северо-Даниловское, им. Н. Лисовского и им. Савостьянова) из одиночных скважин, которые обычно расположены на выступах фундамента, получены притоки нефти из карбонатных пластов, соизмеримые с пластами терригенного венда. А в Преображенской скв. № 9 из осинского карбонатного пласта получен самый большой приток нефти в пределах ЕЧС — 565 м³/сут.

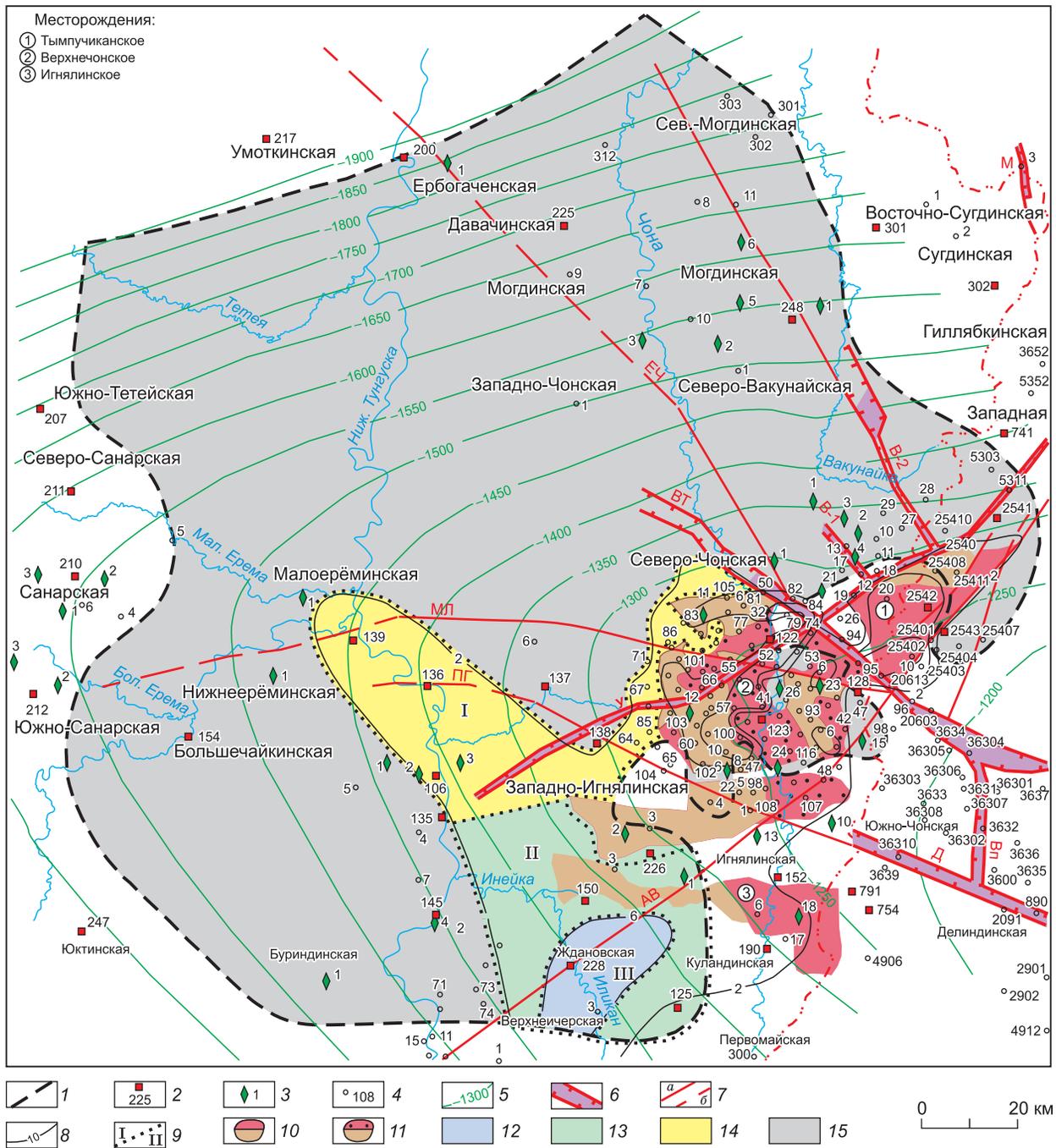


Рис. 11. Карта прогноза плотностей начальных суммарных ресурсов углеводородов пласта V_{10} верхнечонского горизонта Ереминско-Чонского скопления нефти и газа.

1 — граница Ереминско-Чонского скопления нефти и газа; 2—4 — скважины: 2 — параметрические, 3 — поисковые, 4 — разведочные; 5 — изогипсы по кровле пласта V_{10} верхнечонского горизонта; 6 — микрограбены: В-1 — Вакунайский-1, В-2 — Вакунайский-2, Вп — Верхнепеледуйский, ВТ — Верхнечонско-Талаканский, Д — Делиндинский, М — Мукокинский, У — Уольский; 7 — основные разломы (а — достоверные, б — менее достоверные): ЕЧ — Ербогачено-Чуйский, МЛ — Могинско-Ленский, ПГ — Преображенско-Гадалинский, АВ — Ангаро-Вилойский; 8 — изопахиты коллекторов; 9 — контуры расчетных участков, использованные при количественной оценке перспектив нефтегазоносности пласта; 10, 11 — залежи углеводородов: 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.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ И КОНЦЕПЦИЯ ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ ЕРЕМИНСКО-ЧОНСКОГО СКОПЛЕНИЯ

Современные технологии освоения запасов нефти в пониженно-проницаемых и низкопроницаемых карбонатных коллекторах. Широкое развитие карбонатных коллекторов с пониженной и низкой проницаемостью при доказанном нефтяном их насыщении — основная проблема промышленного освоения разведанных запасов нефти ЕЧС. Традиционные методы их освоения вертикальными скважинами обычно оцениваются как низкорентабельные. Поэтому решать эту проблему следует современными методами. К их числу относятся: бурение горизонтальных стволов большой протяженности, многозбойных горизонтальных скважин, и технологии формирования искусственной фильтрационной среды с заданными параметрами проницаемости, объединяющей изолированные вторичными процессами участки нефтяной залежи [Батлер, 2010]. В самом общем виде это проведение комплекса геолого-технических мероприятий — гидравлических разрывов пласта (ГРП), кислотных обработок, газовых методов воздействия; большеобъемных глубокопроникающих ГРП, мульти- и многозонных (МГРП) и кислотных ГРП [Дияшев и др., 2001; Экономидес, 2011; Гилаев и др., 2012; Чижов, Иванов, 2014]. Они позволят не только обеспечить интенсификацию притоков нефти, но и эффективный охват изолированных продуктивных участков, и станут ключевым элементом технологических схем разработки месторождений.

Идея проведения ГРП проработана некоторыми недропользователями применительно к карбонатным коллекторам преобразованного горизонта (пласт B_{12}) в нескольких скважинах [Игнатъев, Бурдаков, 2014]. Моделировались варианты методов газового воздействия на пласт [Херлиман и др., 2009]. Однако положительного результата от их проведения пока не получено, по-видимому, по техническим причинам (результаты исследования не опубликованы).

По мнению авторов статьи, современное освоение запасов нефти в карбонатных пластах должно базироваться на двух положениях: оценке возможности формирования технически достижимого искусственного фильтрационного поля, и одновременно на техническом решении, исключающем «смыкание» трещинной сети в области перепада давлений при создании депрессии на продуктивный нефтяной пласт [Белонин и др., 2005; Вахромеев и др., 2016]. Основой решения этих задач должны стать комплексные геолого-промысловые результаты: комплекс ГИС и результаты анализа керна (гидродинамических и геомеханических исследований пласта), а также отбор и исследование глубинных проб пластовой нефти [Фукс и др., 1982]. Поэтому инновационные технологии ГИС в процессе бурения горизонтальных скважин (LWO) с «on-line» корректировкой профиля наклонно-направленной скважины — первый практический шаг к дизайну ГРП.

Вторым этапом к проектированию и проведению большеобъемных ГРП следует считать мини-ГРП (DataFRAC) [Дияшев и др., 2001]. Относительно высокая стоимость и техническая сложность большеобъемных гидроразрывов предполагает значительный объем предварительных испытаний и исследований. Исходными параметрами являются давление разрыва пласта, эффективность жидкости разрыва, коэффициент фильтрации жидкости, конфигурация искусственных трещин по отношению к профилю горизонтального участка ствола скважины и к параметрам естественной трещиноватости, характеристики напряженного состояния коллекторов природного резервуара, пластовое давление углеводородной системы залежи, гидропроводность пласта и др.

Проведение соляно-кислотных обработок карбонатных коллекторов как дополнительное мероприятие обеспечивает формирование промытых каналов фильтрации «арочного» типа в призабойной зоне пласта (ПЗП), исключая в ней деформацию трещинного коллектора.

Критерии выбора объектов, проектирования и оценки рисков ГРП, МГРП и супер-ГРП в низкопроницаемых карбонатных коллекторах с нефтяным и газовым насыщением описаны в литературе. Следует отметить относительно небольшой опыт проведения ГРП на УВ-месторождениях Сибирской платформы, который начат работами Г.Т. Овнатанова [1979] на Атовском нефтегазоконденсатном месторождении.

Концепция геолого-экономической оценки запасов нефти Ереминско-Чонского скопления. Геолого-экономическая оценка ЕЧС выполнена с использованием программного комплекса IPGG-Estimator, разработанного и адаптированного применительно к Восточной Сибири в Центре экономики недропользования нефти и газа ИНГГ СО РАН [Eder et al., 2017; Filimonova et al., 2019]. Учитывая ограниченный объем публикации, она изложена схематично. Объектом геолого-экономической оценки являются запасы и ресурсы нефти продуктивных горизонтов B_1 , B_{3-4} , B_5 , B_{12} , B_{13} , B_{10} , B_{13} . Информационная база основана на реальных производственных и финансовых показателях, предоставленных недропользователями, и данных, полученных из достоверных открытых источников, а также сведений из банков данных ИНГГ СО РАН.

Последовательность проведения геолого-экономической оценки обусловлена стадийностью геолого-разведочных работ и комплексностью освоения перспективной нефтегазоносной территории; формирование профиля добычи на основе анализа структуры и качества сырьевой базы; прогноза технологических показателей; прогноза стоимостных и экономических параметров и расчета критериев геолого-экономической эффективности. Период планирования работ рассчитан условно на 30 лет.

Ассигнования на выполнение геолого-разведочных работ (включая переинтерпретацию данных прошлых лет, сейсморазведочные работы 2D и 3D, поисково-оценочное и разведочное бурение) составят 318 млрд руб. или около 350 руб./т приращенных запасов категории C_1 .

Прогноз добычи нефти месторождений, планируемых к открытию на территории ЕЧС, выполнен с учетом анализа динамики продуктивности единичной скважины и технологической схемы разработки (включающей прогноз динамики ввода скважин по годам эксплуатации, фонда скважин и плотности сетки скважин). Максимальный уровень добычи нефти может составить 45—55 млн т/год. Предусмотрено бурение наклонно-направленных скважин (ННС) с горизонтальным стволом (ГС) протяженностью до 1500 м с применением многостадийного гидроразрыва пласта (МСГРП) периодичностью 150 м.

В составе капитальных вложений в освоение ЕЧС были включены затраты на бурение новых скважин, обустройство промысла, а также затраты на объекты внешнего транспорта.

При определении капитальных вложений в бурение скважин исходили из средней стоимости строительства одной скважины в зависимости от ее типа и глубины. В период освоения планируется пробурить около 2257 добывающих нефтяных скважин. Глубина залегания продуктивного пласта составит 1550—1670 м, стоимость бурения 1 м добывающей нефтяной скважины — 115 тыс. руб., горизонтального отвода — 192 тыс. руб., нагнетательной скважины — 138 тыс. руб.

В вероятной схеме освоения ЕЧС учтены затраты на обустройство, согласно «Методическим рекомендациям по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» (приложение к приказу МПР России от 21.03.2007 г. № 61). Объекты нефтепромыслового обустройства включают нефтесборные сети, высоконапорные водоводы, высоковольтные линии, автодороги, энергообеспечение, установки подготовки нефти, компрессорные и дожимные станции, вахтовый поселок, вертолетную площадку, вдольтрассовый проезд, прочие объекты и затраты. При расчетах комплексных статей затрат использовались отраслевые нормативы, по средним показателям, приходящимся на 1 скважину. Рассчитанные по укрупненным показателям стоимости строительства они составляют 489.3 млн руб./скв.

Затраты на строительство транспортной инфраструктуры рассчитаны исходя из предположения о строительстве нефтепроводов-отводов до магистральной трубопроводной системы Восточная Сибирь—Тихий океан с целью организации поставок нефти в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР).

Таким образом, суммарные капитальные вложения в освоение ЕЧС условно за период 30 лет составят 3 109 млрд руб., в том числе ГРП — 318 млн руб., бурение скважин — 1 282 млн руб., обустройство — 1 104 млн руб., транспорт — 405 млн руб.

Эксплуатационные расходы включают материальные затраты, заработную плату, страховые взносы, затраты на ремонт оборудования, регулярные платежи за пользование недрами, амортизационные отчисления, налог на добычу полезных ископаемых (нефть), расходы на транспортировку нефти по нефтепроводу-отводу до врезки в магистральный нефтепровод ВСТО. Себестоимость производства и реализации нефти при освоении ЕЧС в среднем за период составит 11 614 руб./т, суммарные эксплуатационные затраты — 10 552 млрд руб.

Оценка налогового бремени выполнена в соответствии с параметрами и условиями действующей системы налогообложения и распределением бюджетной эффективности по бюджетам различных уровней. Недропользователи, осваивающие месторождения на территории ЕЧС, будут освобождены от уплаты налога на добычу нефти (НДПИ) в течение 15 лет в соответствии с действующим законодательством. С 2016 г. НДПИ взимается по базовой ставке 919 руб. за 1 т с применением корректировки на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть ($K_{ц}$) и ряда других. Вместе с экспортной пошлиной НДПИ составляет 66 % всех налоговых отчислений. Суммарные налоговые отчисления освоения ЕЧС составят 14 391 млрд руб.

Геолого-экономическая эффективность освоения ЕЧС оценивалась с использованием системы показателей, отражающих деятельность предприятия применительно к условиям современной экономики и ценовым параметрам (цена нефти сорта Urals — 58.6 дол./барр., курс доллара США — 63.8 руб.). Рассчитана динамика финансовых потоков, в том числе с учетом дисконтирования (10 %): NPV (Net Present Value) составит 659 млрд руб., IRR (Internal Rate of Return) — 18.8 %, срок окупаемости — 14 лет, индекс рентабельности — 1.5.

Согласно выполненным расчетам, освоение ЕЧС в рамках принятой технологической схемы разработки, транспортировки нефти и ее реализации конечным потребителям в принятых ценовых и налоговых условиях является экономически эффективной.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Ереминско-Чонское скопление нефти и газа является единственным объектом в южной наиболее изученной сейсморазведкой и бурением части Сибирской платформы, в которой доказана промышленная нефтегазоносность всех продуктивных пластов вендско-нижнекембрийского подсолевого комплекса. Это обусловлено благоприятными тектоническими, литолого-фациальными и геохимическими условиями ее образования.

На протяжении позднего докембрия, фанерозоя и до настоящего времени его территория являлась наиболее приподнятой частью Непско-Ботуобинской антеклизы, куда в течение всего этого периода практически непрерывно поступали углеводороды из смежной территории нефтегазообразования, которой в основном являлся Предпатомский региональный прогиб. Его рифейские и вендские отложения обладали громадным нефтегазогенерационным потенциалом.

Миграция углеводородов как латеральная, так и вертикальная по всему вендско-нижнекембрийскому нефтегазоносному комплексу в ЕЧС обусловлена отсутствием флюидоупоров или их низким качеством, а сохранность образованных залежей — наличием на его территории верхнеусольского высокого качества флюидоупора, повсеместно перекрывающего отмеченный комплекс.

Продуктивные пласты подсолевого карбонатного комплекса ЕЧС сформировались в благоприятных обстановках осадконакопления: мелководного шельфа, внутришельфовой отмели и органогенных банок. Они имеют преимущественно органогенный состав. В них наиболее интенсивно проявились процессы перекристаллизации, выщелачивания и доломитизации, которые сформировали вторичные коллекторы.

Перспективы нефтегазоносности ЕЧС являются наиболее высокими в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы. Их НСР углеводородов оценены в 12890 млн т УУВ. Из них ресурсы нефти составляют 11406 млн т, газа — 1463 млрд м³ и конденсата — 20.7 млн т. Извлекаемые ресурсы УВ соответственно равны: 1807 млн т, 1463 млрд м³ и 15.7 млн т.

Среди продуктивных пластов наибольшими суммарными ресурсами УВ обладают пласты B_{12, 13} (62.3 %) существенно меньшими — пласты B_{3,4}, B₅ и B₁ (12.6; 8.5 и 7.7 %), и минимальные ресурсы УВ прогнозируются в пластах B₁₃ и B₁₀ (5.2 и 3.7 %).

Распределение НСР УВ рассматриваемых пластов по площади ЕЧС разное. Наибольшие плотности ресурсов УВ пластов B₁₂₋₁₃ прогнозируются в центральной и северо-восточной частях скопления; пласта B₅ — на трех различной величины участках, наиболее крупный из которых расположен в южной части скопления; пластов B_{3,4} — в западной половине скопления; пласта B₁ — в центральной и северо-западной его частях и пластов B₁₃ и B₁₀ — на небольшом по площади участке, расположенном у южной границы скопления.

Дебиты нефти продуктивных пластов ЕЧС варьируют от нескольких до 200 м³/сут. Наибольшие их показатели получены из терригенных пластов. Дебиты нефти из карбонатного состава пластов обычно изменяются 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. А в Преображенской скв. № 9 из осинского карбонатного пласта получен самый большой приток нефти в пределах ЕЧС — 565 м³/сут.

Рассмотрены современные технологии освоения залежей нефти в пониженных и низкопроницаемых карбонатных коллекторах. Использование их позволит обеспечить не только интенсификацию притоков нефти и осуществить рентабельное освоение разведанных запасов нефти, но и станет ключевым элементом разработки нефтяных залежей в карбонатных коллекторах Ереминско-Чонского скопления УВ.

Геолого-экономическая оценка позволила обосновать целесообразность и эффективность освоения ЕЧС в рамках принятой технологической схемы разработки, транспортировки нефти в принятых ценовых и налоговых условиях. Объем инвестиций, необходимый для комплексного освоения ЕЧС, составит 3 109 млрд руб. за период 30 лет, NPV — 659 млрд руб., IRR — 18.8 %, срок окупаемости — 14 лет, индекс рентабельности — 1.5.

Работа выполнена при поддержке РНФ (проекты 14-37-00030, 19-17-00091).

ЛИТЕРАТУРА

Баженова Т.К., Беляева Л.С., Шуменкова Ю.М. Геохимические аспекты формирования и сохранности залежей нефти и газа в палеозое и верхнем протерозое Сибирской платформы // Проблемы геологии нефти и газа Сибирской платформы, Л., ВНИГРИ, 1982, с. 78—91.

- Батлер Р.М.** Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. М., Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010, 536 с.
- Белонин М.Д., Славин В.И., Чилингар Д.В.** Аномально высокие пластовые давления. Происхождение, прогноз, проблемы освоения залежей углеводородов. М., Недра, 2005, 324 с.
- Вахромеев А.Г., Сверкунов С.А., Иванишин В.М., Сираев Р.У., Рязанов Р.К., Сотников А.К., Чернокалов К.А.** Способ первичного вскрытия бурением горизонтального ствола в трещинном типе нефтегазонасыщенного карбонатного коллектора в условиях аномально-низких пластовых давлений. Патент № 2602437 опубл. 20.11.2016, бюл. № 32.
- Геология нефти и газа Сибирской платформы /** Под. ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. М., Недра, 1981, 510 с.
- Гиляев Г.Г., Афанасьев И.С., Тимонов А.Т., Судеев И.В., Ситдинов С.С., Мусабинов Т.Р., Колонских А.В., Галеев Р.Р.** Применение горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП для разработки низкопроницаемых пластов на примере опытного участка Приобского месторождения // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть», М., 2012, № 2, с. 22—26.
- Гущина Н.Е., Потлова М.М., Чернова Л.С.** Условия формирования и степень преобразованности карбонатных горизонтов западной части Непско-Ботуобинской антеклизы // Строение и нефтегазоносность карбонатных резервуаров Сибирской платформы. Новосибирск, 1991, с. 99—106.
- Дняшев И.Р., Гиллард М.Р., Смаровозов А.А.** Супер-ГРП на Яранерском месторождении // Нефтяное хозяйство, 2001, № 7, с. 44—48.
- Добрецов Н.Л.** Пермотриасовый магматизм и осадконакопление в Евразии как отражение суперплюма // ДАН, 1997, т. 354, № 2, с. 220—223.
- Игнатьев Н.А., Бурдаков Д.А.** Моделирование многостадийного гидроразрыва прерывистого нефтяного пласта // EAGE, Геобайкал — 2014. <http://earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=77332>.
- Ильин В.Д., Фортунатова Н.К.** Методы прогнозирования и поисков нефтегазоносных рифовых комплексов. М., Недра, 1988, 201 с.
- Конторович А.Э.** Очерки теории нафтидогенеза. Новосибирск, Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004, 549 с.
- Ларичев А.И., Чеконов В.И.** Нефтегазогенерационный потенциал венд-кембрийских резервуаров Непско-Ботуобинской антеклизы и прилегающих территорий // Геология и геофизика, 1987 (10), с. 26—31.
- Методическое** руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата. М., ВНИГНИ, 2000, 189 с.
- Мигурский А.В.** Динамическое воздействие траппового магматизма на нефтегазоносность Непско-Ботуобинской антеклизы // Тектонические критерии прогноза нефтегазоносности Сибирской платформы. Новосибирск, СНИИГГиМС, 1986, с. 26—34.
- Мигурский А.В.** Дизъюнктивная тектоника и нефтегазоносность платформенных областей: Автореф. дис.... д.г.-м.н. Новосибирск, СНИИГГиМС, 1997, 40 с.
- Овнатанов Г.Т.** Вскрытие и обработка пласта. М., Недра, 1979, 312 с.
- Соколов Б.А., Егоров В.А., Накаряков В.Д.** Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносных месторождений в древних толщах Восточной Сибири. М., Изд-во Моск. ун-та, 1989, 192 с.
- Туголесов Д.А.** К тектонике юго-восточной части Сибирской платформы // Изв. АН СССР. Сер. геол., 1952, № 2, с. 12—16.
- Фукс Б.А., Ващенко В.А., Москалец А.Г., Савинцев В.К., Фукс А.Б.** Промысловая характеристика продуктивных пластов юга Сибирской платформы. М., Недра, 1982, 184 с.
- Херлиман Д., Кошелев А., Захарян А.** Преображенский горизонт Верхнечонского месторождения: выбор оптимального метода разработки // Новатор, 2009, № 29, с. 13—17.
- 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.
- Чижов А.П., Иванов Д.В.** Кислотное воздействие на карбонатные коллекторы в условиях низкого пластового давления // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов, 2014, вып. 4 (98), с. 34—60.
- 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.

Шемин Г.Г. Гигантское поле нефтенакопления в преобразованном карбонатном горизонте венда Непско-Ботуобинской антеклизы (Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция) // Геология и геофизика, 1999 (8), с. 1170—1781.

Шемин Г.Г. Гигантская зона нефтенакопления в карбонатных отложениях Непско-Ботуобинской антеклизы (Сибирская платформа) // Сибирская нефтяная геология, 2000, № 4, с. 331—342.

Шемин Г.Г. Прогноз нефтегазоносности отложений венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы // Геология и геофизика, 2001, т. 42 (11—12), с. 1927—1944.

Шемин Г.Г. Ереминско-Чонская нефтяная залежь Непско-Ботуобинской антеклизы — возможный объект по подготовке запасов углеводородного сырья // Геология нефти и газа, 2004, № 5, с. 19—29.

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.

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.

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.

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

Шемин Г.Г., Чернова Л.С., Потлова М.М., Ващенко В.А., Дорогиницкая Л.М., Ларичев А.И. Опорный разрез преобразованного продуктивного горизонта вендско-нижнекембрийского карбонатного комплекса (Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция) // Геология и геофизика, 2012, т. 53 (2), с. 226—236.

Шемин Г.Г., Мигурский А.В., Смирнов М.Ю., Леонтьев И.Ю., Бондарев А.Н., Моисеев С.А., Вахромеев А.Г., Поспеев А.В., Станевич А.М. Модели строения и количественная оценка перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров нефти и газа Предпатомского регионального прогиба (Сибирская платформа). Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2017, 315 с.

Шемин Г.Г., Смирнов М.Ю., Вахромеев А.Г., Моисеев С.А., Мигурский А.В. Особенности образования и количественная оценка перспектив нефтегазоносности Ереминско-Чонского гигантского скопления нефти и газа // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2018, № 4, с. 60—78.

Экономидес М. Современное состояние работ по гидроразрыву пласта в мире // Научно-технический вестник. ОАО НК «Роснефть», 2011, № 23, с. 46—51.

Dobretsov N.L., Vernikovskiy V.A. Mantle plumes and their geologic manifestations // Int. Geol. Rev., 2001, v. 43, № 9, p. 771—787.

Eder L.V., Filimonova I.V., Provornaya I.V., Nemov V.Yu. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci., 2017, v. 84, №1, p. 012012.

Filimonova I.V., Provornaya I.V., Shumilova S.I., Zemnukhova E.A. Cluster analysis of Russian oil companies based on tax burden parameters // J. Tax Reform, 2019, v. 5, № 1, p. 42—56.

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, v. 8, № 11, p. 1027.

*Рекомендована к печати 22 мая 2019 г.
Л.И. Бурштейном*

*Поступила в редакцию 3 апреля 2018 г.,
после доработки — 25 апреля 2019 г.*