



ЕРЕМИНСКО-ЧОНСКАЯ НЕФТЯНАЯ ЗАЛЕЖЬ В ПРЕОБРАЖЕНСКОМ КАРБОНАТНОМ ГОРИЗОНТЕ ВЕНДА НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ НГО – КРУПНЕЙШИЙ ОБЪЕКТ ПО ПОДГОТОВКЕ ЗАПАСОВ И ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ВБЛИЗИ НЕФТЕПРОВОДА «ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ – ТИХИЙ ОКЕАН»

Г. Г. Шемин

Приведено обоснование Ереминско-Чонской гигантской нефтяной залежи по комплексу тектонических, литолого-фациальных, промыслово-геофизических, геохимических и гидрогеологических критериев; рассмотрены результаты оценки ресурсов нефти и охарактеризован выполненный прогноз дебитов нефти.

Ключевые слова: залежь, нефть, преобразженский горизонт, коллектор, пористость, проницаемость, миграция, опробование, дебит.

THE EREMIN-CHONA PETROLEUM ACCUMULATION IN THE VENDIAN PREOBRAZHENSKY CARBONACEOUS HORIZON, NEPA-BOTUOBA PETROLEUM PROVINCE, AS THE LARGEST OBJECT FOR HYDROCARBON MATERIAL DEVELOPMENT AND PRODUCTION IN PROXIMITY TO THE EAST SIBERIA-PACIFIC OCEAN PIPELINE

G. G. Shemin

The substantiation of the Eremin-Chona giant oil accumulation is given based on a complex of tectonic, lithofacies, field geophysical, geochemical and hydrogeological criteria; oil resource estimations are considered, and the accomplished prediction of oil flow rates is characterized.

Key words: petroleum deposit, oil, Preobrazhenskiy horizon, reservoir, porosity, permeability, migration, testing, yield.

Распоряжением Правительства Российской Федерации № 1737-р от 31.12.2004 г. принята «Программа геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)» (далее – Программа). Особое внимание обращено на важность обеспечения необходимого прироста запасов углеводородного сырья в этих регионах.

Для транспортировки углеводородного сырья местным потребителям и передачи его в бурно развивающиеся страны Азиатско-Тихоокеанского региона построена первая очередь (г. Тайшет – пос. Сковородино) нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО).

Одно из важнейших условий успешного выполнения Программы – наращивание запасов углеводородного сырья промышленных категорий в отмеченных районах. Они имеют огромные прогнозные ресурсы углеводородов, именно на данной территории подготовлена большая часть промышленных запасов нефти и газа Сибирской платформы. Нет сомнения, что в этих районах будет выявлено еще много месторождений нефти и газа, в том числе крупных и уникальных по запасам. В качестве подтверждения такого вывода в настоящей работе по комплексу геологических, тектонических, литолого-фациальных, геохимических,

© Г. Г. Шемин, 2010

гидрогеологических и промыслово-геофизических материалов приведено обоснование гигантской по запасам Ереминско-Чонской нефтяной залежи в преобразженском карбонатном горизонте венда.

Ереминско-Чонская нефтяная залежь расположена в Катангском районе Иркутской области и на сопредельной территории Республики Саха (Якутия), в 80 км от нефтепровода ВСТО. В тектоническом отношении она приурочена к центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы, включает западную часть Непского свода и смежные территории северо-западного склона этой структуры. Площадь ее составляет 21,6 тыс. км², извлекаемые запасы нефти – около 1 млрд т (рис. 1).

Впервые эта залежь выделена и описана в качестве Тетейско-Чонской зоны нефтегазонакопления [7]. Далее на протяжении почти 20 лет автор изучал строение и условия формирования залежи. Результаты исследований изложены в публикациях [8–10].

Изученность залежи сейсморазведочными и буровыми работами

В пределах залежи проведены значительные объемы сейсморазведочных и буровых работ. Сейсморазведкой МОВ вначале в варианте однократного, а начиная с середины 1970-х гг. многократного МОГТ-профилирования исследована почти вся площадь залежи, за исключением северо-западной и юго-западной частей. За

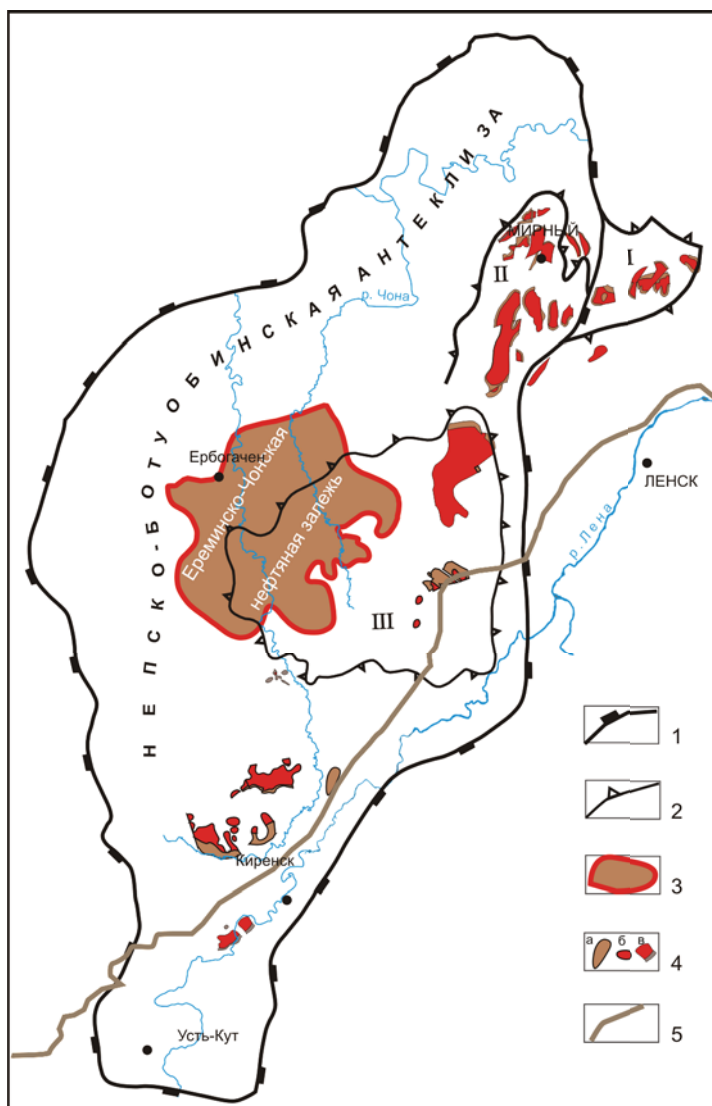


Рис. 1. Обзорная карта Непско-Ботуобинской антеклизы

1–3 – границы: 1 – Непско-Ботуобинской антеклизы, 2 – положительных структур I порядка и седловин, 3 – Ереминско-Чонской нефтяной залежи; 4 – месторождения: нефтяные (а), газовые (б) и газонефтяные (в); 5 – нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан»; положительные структуры I порядка и седловины: I – Вилучанская седловина, II – Мирнинский выступ, III – Непский свод

меньше – северо-восточная, еще меньше – юго-западная, не изучена северо-восточная (см. рис. 2).

Тектонические условия формирования нефтяной залежи

Тектонические условия формирования Ереминско-Чонской залежи следующие [4, 11]. Она охватывает центральную наиболее приподнятую часть Непско-Ботуобинской антеклизы, выраженную в виде полукруглой моноклинали с наклоном пород к северу, северо-западу и юго-западу от наиболее приподнятого Верхнечонского структурного мыса. Моноклираль осложнена Верхнечонским структурным мысом и рядом положительных локальных структур (рис. 3).

Дизъюнктивная тектоника территории залежи представлена Нижнетунгусским, Ангара-Вилуйским, Ербогачено-Чуйским региональными разломами, имеющими соответственно субмеридиональное, северо-восточное и северо-западное простирание, а также рядом разрывных нарушений более низкого порядка. Региональные дизъюнктивы проявляются в основном в строении фундамента и базальной части осадочного чехла. Вторая группа дислокаций включает разрывные нарушения, которые характеризуются значительно меньшими размерами и широко распространены в отложениях осадочного чехла.

Детальные палеотектонические реконструкции свидетельствуют о том, что на протяжении позднего докембрия и фанерозоя территория Непско-Ботуобинской антеклизы испытала четыре этапа тектонического развития: вендско-силурийский, девонский, позднепалеозойско-триасовый и юрско-кайнозойский [11], на протяжении которых Ереминско-Чонская залежь была наиболее приподнятой частью Непско-Ботуобинской антеклизы, куда в течение всего фанерозоя практически непрерывно могли поступать углеводороды (рис. 4).

Детальные палеотектонические реконструкции свидетельствуют о том, что на протяжении позднего докембрия и фанерозоя территория Непско-Ботуобинской антеклизы испытала четыре этапа тектонического развития: вендско-силурийский, девонский, позднепалеозойско-триасовый и юрско-кайнозойский [11], на протяжении которых Ереминско-Чонская залежь была наиболее приподнятой частью Непско-Ботуобинской антеклизы, куда в течение всего фанерозоя практически непрерывно могли поступать углеводороды (рис. 4).

Литологическое строение и седиментационная модель преображенского горизонта

Пласт-коллектор Ереминско-Чонской залежи – преображенский горизонт (пласт Б₁₀), залегающий в основании вендско-нижнекембрийского подсолевого карбонатного комплекса, в подошве катангской свиты. Он повсеместно распространен

весь период сейсморазведочных работ отрабатано 12100 км профилей, средняя их плотность 0,56 км/км². В целом наиболее изучена юго-восточная часть залежи, менее – северо-восточная и еще менее – западная. Плотность сейсморазведочных работ на отмеченных участках залежи составляет 0,8–1,2, 0,2–0,4 и 0,1–0,2 км/км² соответственно (рис. 2).

Глубокое бурение на территории залежи началось в 1970-е гг. В настоящее время завершено бурение 143 глубоких скважин на 16 площадях, суммарная проходка – 242 тыс. м. Наибольшее количество скважин пробурено на Верхнечонской площади (98), значительно меньше – на Вакунайской (10), Преображенской (9), Тымпучиканской (5), Могдинской (4), Западно-Игнялинской (3). На остальных 10 площадях (Северо-Чонской, Южно-Чонской, Ербогаченской, Северо-Могдинской, Буриндинской, Давачинской, Ждановской, Малоереминской, Нижнеереминской, Большечайкинской) закончено бурение 14 скважин. Изученность глубоким бурением залежи в целом 6,1 скв./тыс км² (11,2 м/км²). Наиболее изучена бурением, как и сейсморазведочными работами, юго-восточная часть залежи, существенно

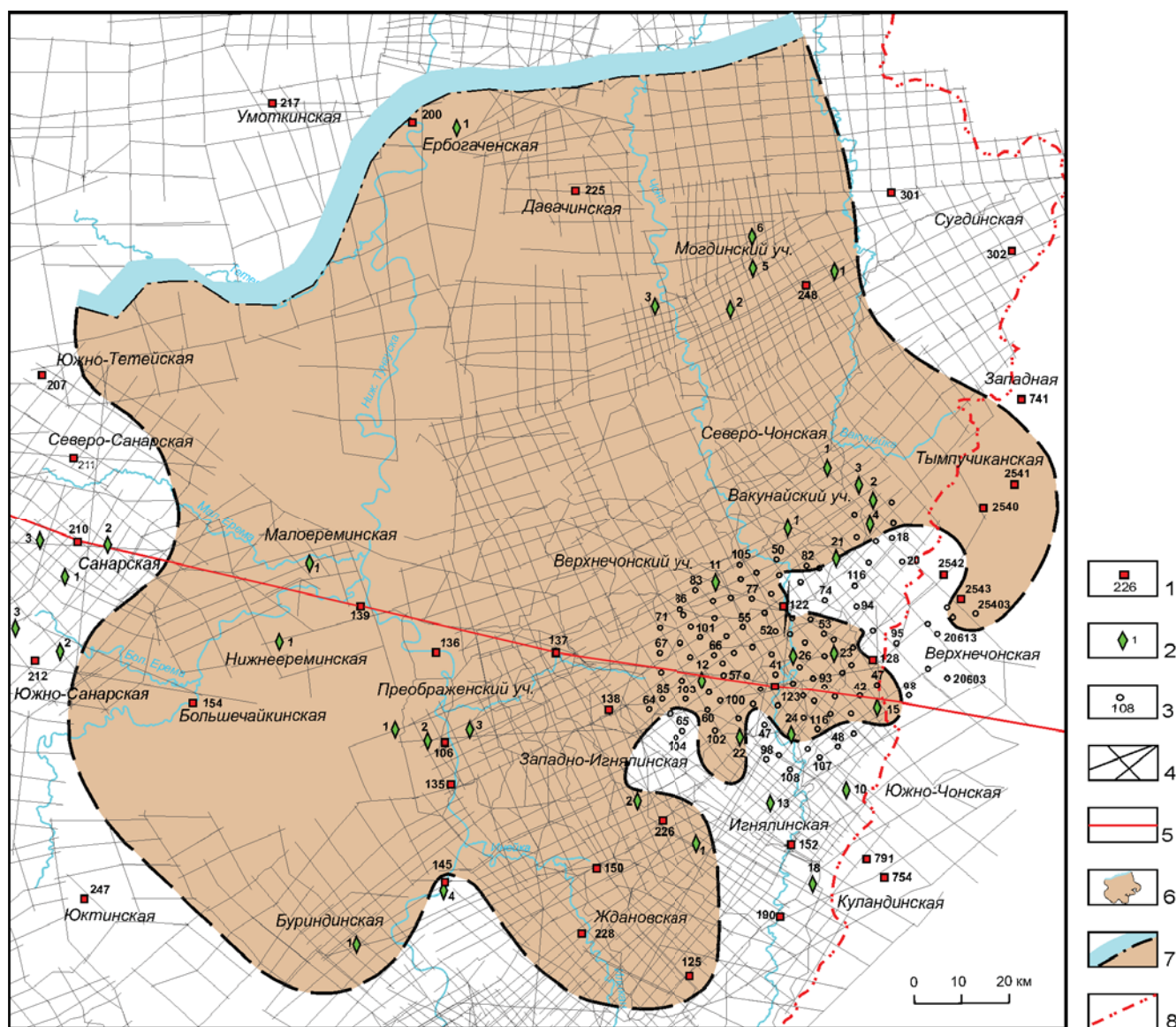


Рис. 2. Схема изученности Ереминско-Чонской нефтяной залежи сейсморазведкой и глубоким бурением

Скважины: 1 – параметрические, 2 – поисковые, 3 – разведочные; 4 – сейсморазведочные профили; 5 – опорный геофизический профиль 1-СП междуречье Подкаменной Тунгуски – Лены («Батолит»); 6 – Ереминско-Чонская нефтяная залежь; 7 – водонефтяной контакт; 8 – административная граница

на территории залежи. Его толщина изменяется от 15 до 22 м.

Литологическое строение преобразенского объекта, условия формирования и характер проявления вторичных процессов наиболее полно и всесторонне освещены в работах Т. И. Гуровой, Л. С. Черновой и др. [6]. Он характеризуется различными литологическими, структурно-текстурными, генетическими особенностями строения и постседиментационными изменениями. Доминируют в горизонте доломиты, литолого-палеонтологические исследования которых позволили выделить три основных генетических типа: хемогенный, органогенный (микрофитолитовый) и органогенно-обломочный (рис. 5).

Хемогенный тип представлен зернистыми хемогенными доломитами и распространен повсеместно, составляя в среднем 10–40 % от толщины горизонта. Доломитам этого типа свойственна

постоянная примесь глинистого материала и ангидрита. Микрофитолитовый тип доломитов также распространен повсеместно и по процентному соотношению в разрезе (50–70, редко 70–90 %) преобладает над хемогенным. Для него характерно незначительное содержание глинистого материала и ангидрита (до 2 %). Органогенно-обломочный генетический тип представлен продуктами разрушения хемогенных и органогенных доломитов.

Выделенные генетические типы доломитов преобразенского горизонта достаточно четко выражены в материалах геофизических исследований скважин. Органогенные доломиты, в которых в основном развиты коллекторы, отличаются аномально пониженными и пониженными значениями естественной радиоактивности (0,5–3,4, в среднем 2,56 мкР/ч). Хемогенные доломиты, обычно не содержащие промышленных коллекторов, имеют повышенные и весьма высо-

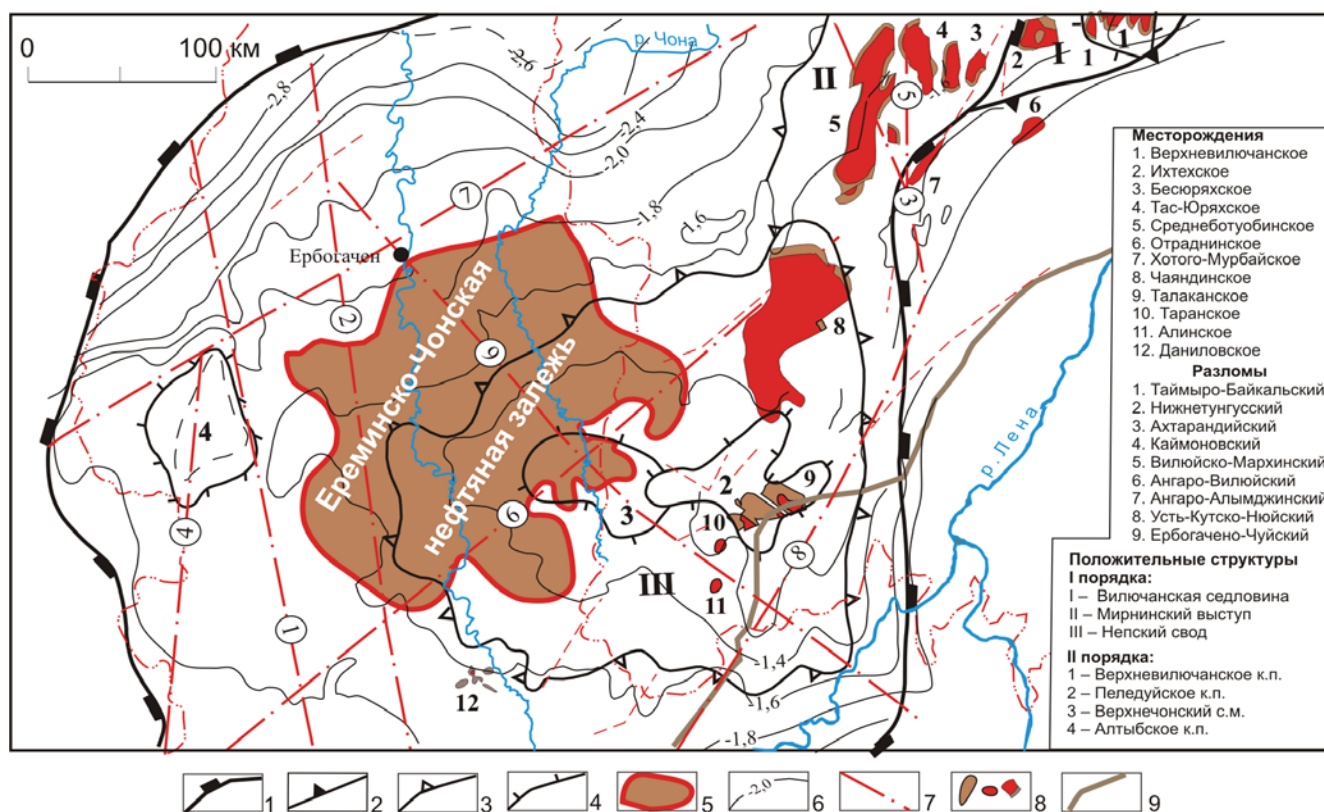


Рис. 3. Фрагмент тектонической карты Непско-Ботубинской антеклизы (ред. В. С. Старосельцев, 2006)

1–4 – границы: 1 – Непско-Ботубинской антеклизы, 2 – седловин, 3 – положительных структур I порядка, 4 – положительных структур II порядка; 5 – Ереминско-Чонская нефтяная залежь; 6 – стратоизогипсы венда – кембрия подошвы тирского горизонта; 7 – разломы; 8 – месторождения: нефтяные, газовые и газонефтяные; 9 – нефтепровод ВСТО

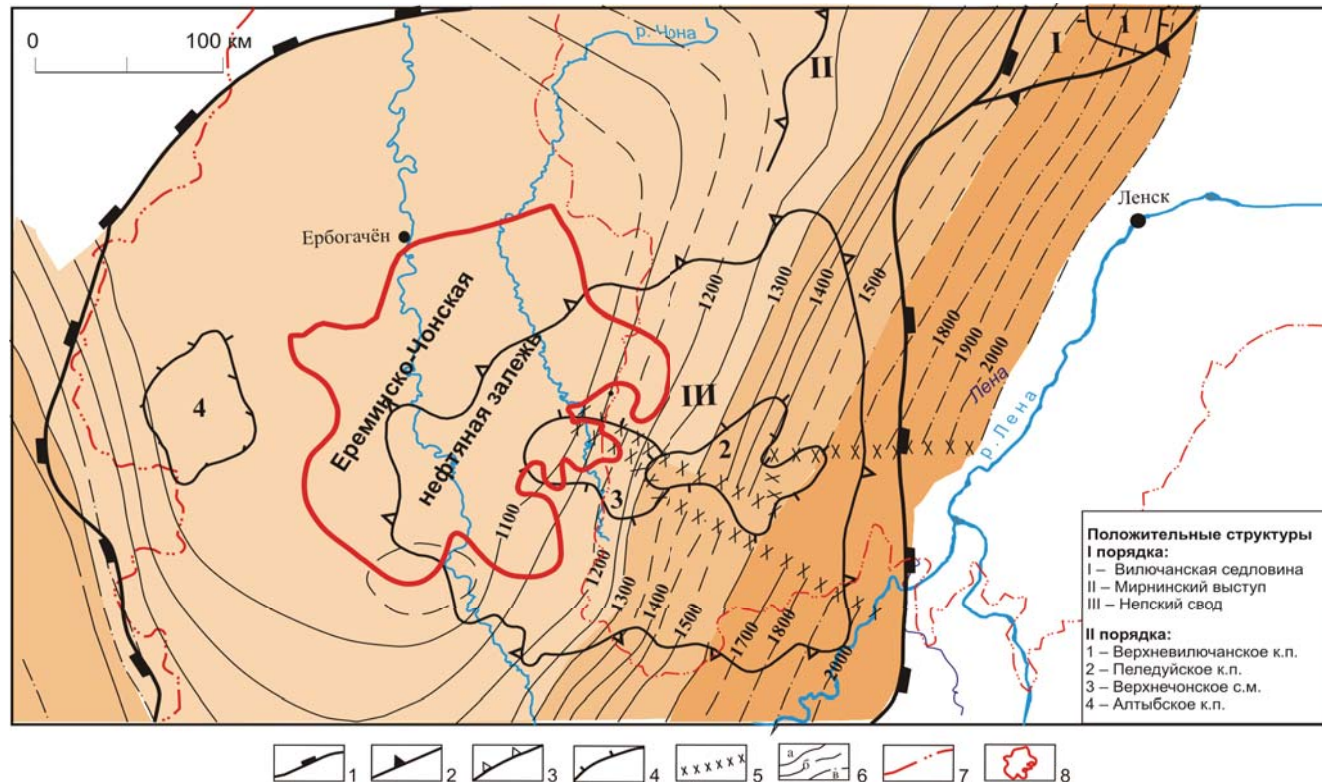


Рис. 4. Фрагмент палеоструктурной карты подошвы ведского терригенного комплекса на начало формирования отложений ангарской свиты Непско-Ботубинской антеклизы

1–4 – контуры структур: 1 – надпорядковых (антеклиз), 2 – седловин, 3 – положительных структур I порядка (сводов, выступов), 4 – II порядка (куполовидных поднятий, валов, структурных мысов); 5 – контуры рифейского грабена; 6 – изопакиты: а – уверенные, б – менее уверенные, в – предполагаемые; 7 – административные границы; 8 – Ереминско-Чонская нефтяная залежь

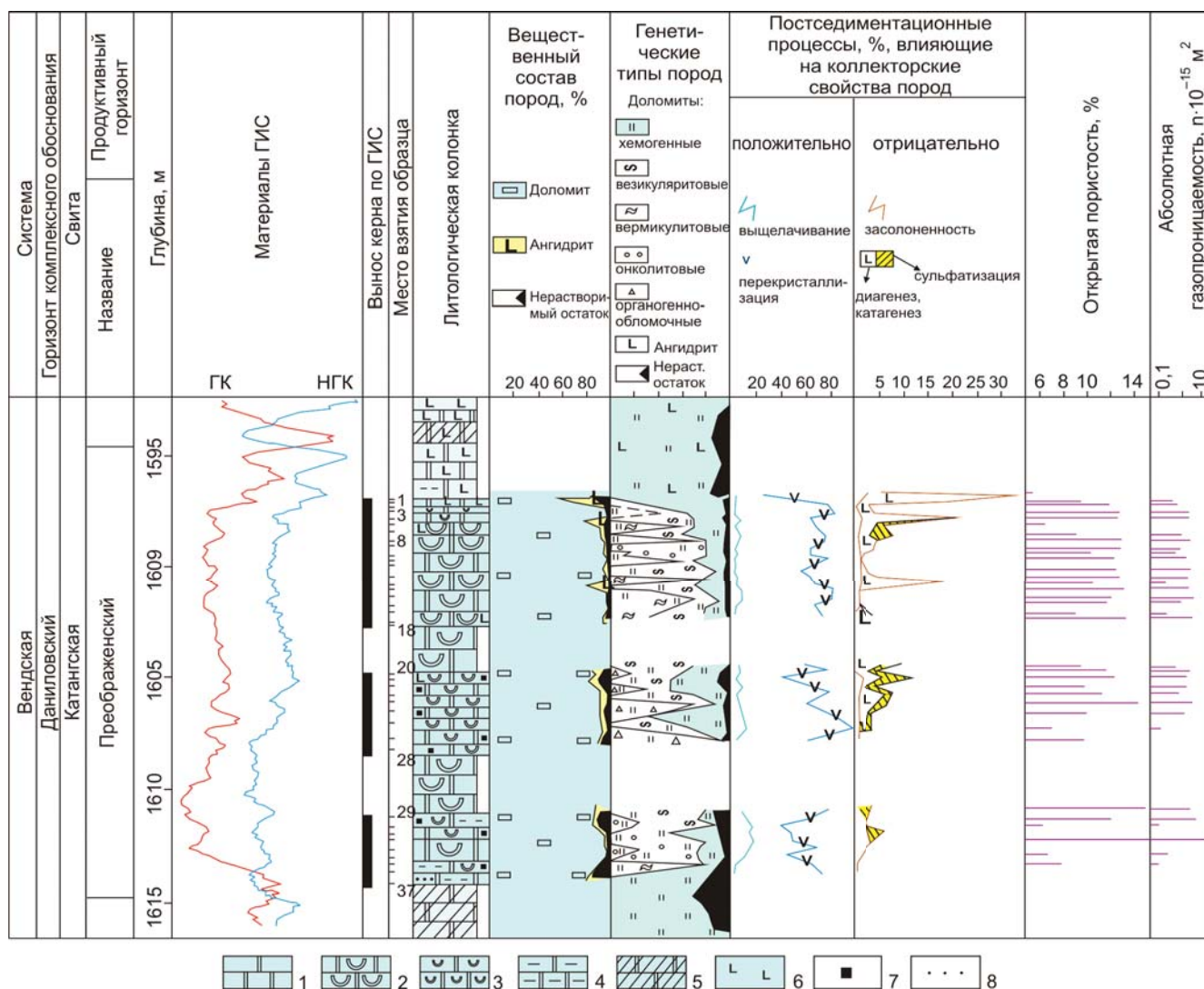


Рис. 5. Детальная литолого-фациальная и емкостная характеристики преобразованного горизонта Верхнечонской скв. 900 (опорный разрез)

1 – доломиты; 2–3 – доломиты микрофитолитовые с содержанием органических остатков: 2 – свыше 50 %, 3 – до 25 %; 4 – доломиты глинистые; 5 – переслаивание доломитов, глинистых доломитов и мергелей; 6 – ангидрит; 7 – пирит; 8 – примесь песчано-алевритового материала

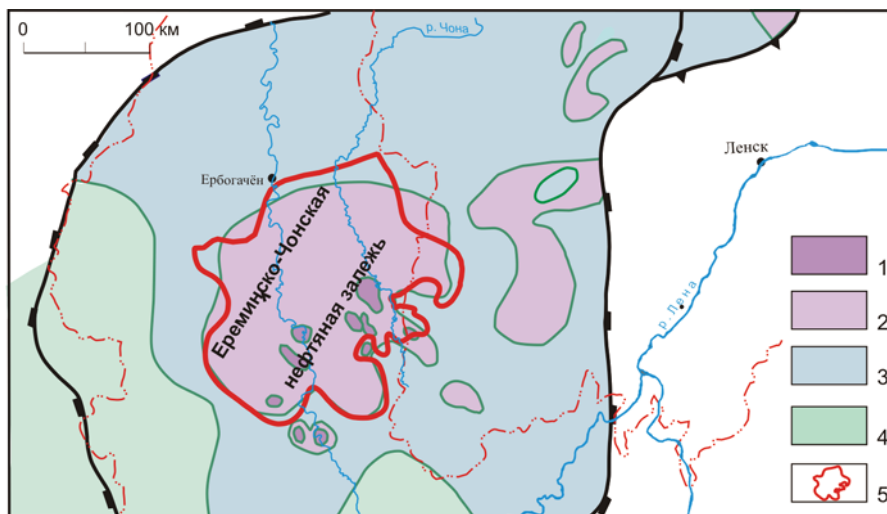


Рис. 6. Фрагмент литолого-палеогеографической карты центральных районов Сибирской платформы (преобразованное время)

Области осадконакопления: 1 – банки (биогенные зоны), море; 2 – очень мелкая часть шельфа (внутришельфовые отмели), 3 – мелкая часть шельфа, 4 – очень мелкая часть шельфа (приливно-отливные равнины), 5 – Ереминско-Чонская нефтяная залежь. Остальные усл. обозн. см. на рис. 3

кие показатели естественной радиоактивности (3,0–6,0, в среднем 4,39 мкР/ч), которые позволяют практически однозначно выделять в разрезах основные генетические типы пород горизонта.

Что касается органогенно-обломочных доломитов, составляющих незначительную часть разреза, то значения естественной радиоактивности в них ближе к таковым микрофитолитовых доломитов.

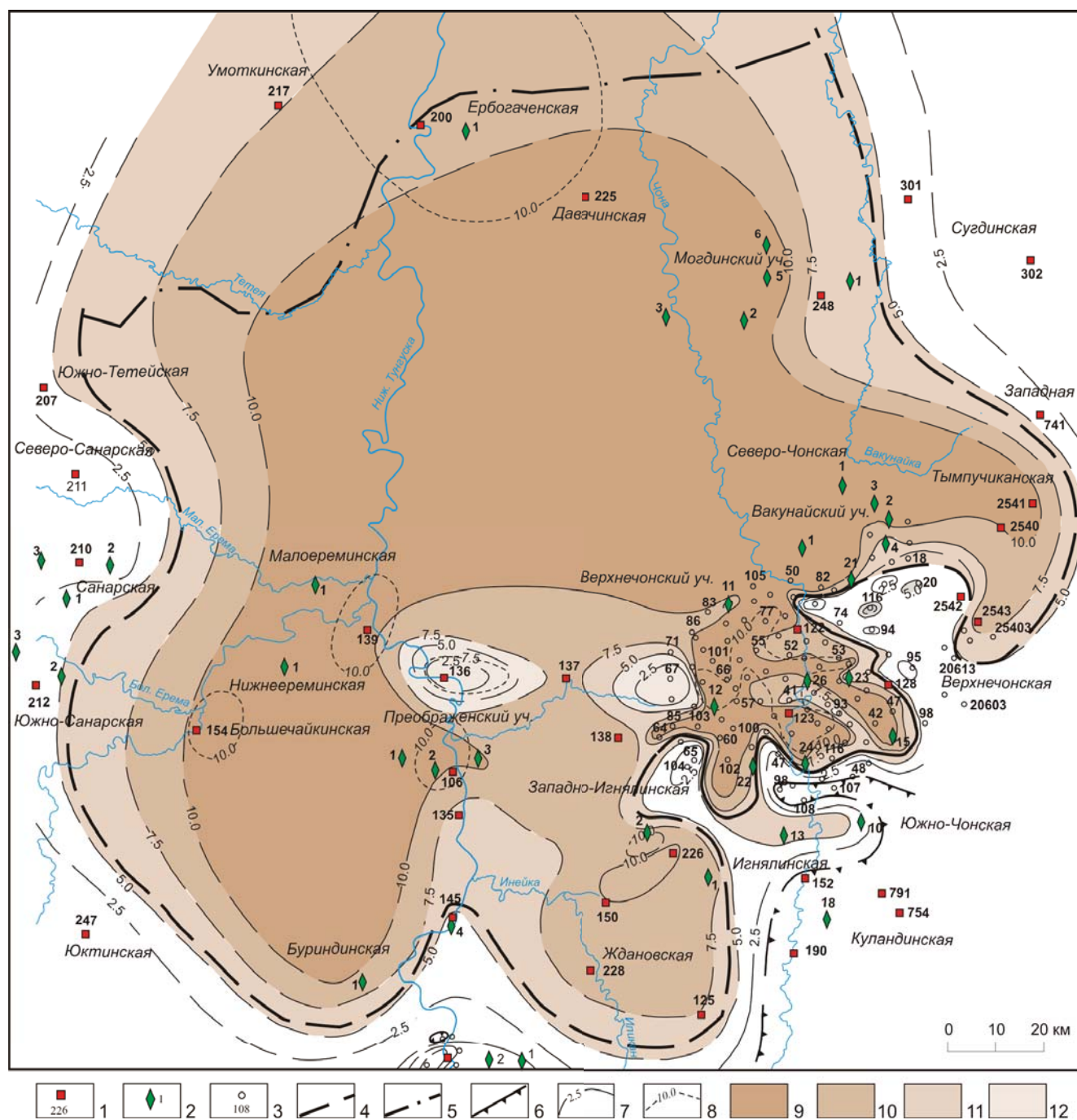


Рис. 7. Емкостная модель преобразенского горизонта Ереминско-Чонской нефтяной залежи

1–3 – скважины: 1 – параметрические, 2 – поисковые, 3 – разведочные; 4 – границы Ереминско-Чонской нефтяной залежи; 5 – условный внешний водонефтяной контакт; 6 – граница участков отсутствия коллекторов; 7 – изопахиты нефтенасыщенных коллекторов (м); 8 – изолинии открытой пористости нефтенасыщенных коллекторов (%); 9–12 – поля с прогнозом нефтенасыщенных толщин коллекторов и открытой пористости соответственно: 9 – 10–20 м и 7,5–15 %, 10 – 7,5–10 м и 7,5–10 %, 11 – 5–7,5 м и 7,5–10 %, 12 – 1–5 м и 7,5–10 %

тов. Полученные зависимости позволили выделить генетические типы пород преобразенского горизонта в разрезах всех пробуренных скважин Непско-Ботубинской НГО и тем самым существенно уточнить ранее выполненные палеогеографические реконструкции.

В пределах Ереминско-Чонской залежи преобразенский горизонт сложен в основном микрофитолитовыми (>70 %) и органогенно-обломочными (15–25 %) доломитами, содержащими небольшую примесь глинистого и сульфатного материала. Он

представляет собой не что иное, как органогенный массив, сформировавшийся в наиболее насыщенном организмами участке бассейна – внутришельфовой отмели и банок [8] (рис. 6).

Породы преобразенского горизонта неравномерно преобразованы постседиментационными процессами. Среди них следует отметить перекристаллизацию, выщелачивание и доломитизацию, положительно влияющие на фильтрационно-емкостные свойства пород; отрицательно влияют на них сульфатизация, засоление и реже окремнение [6].

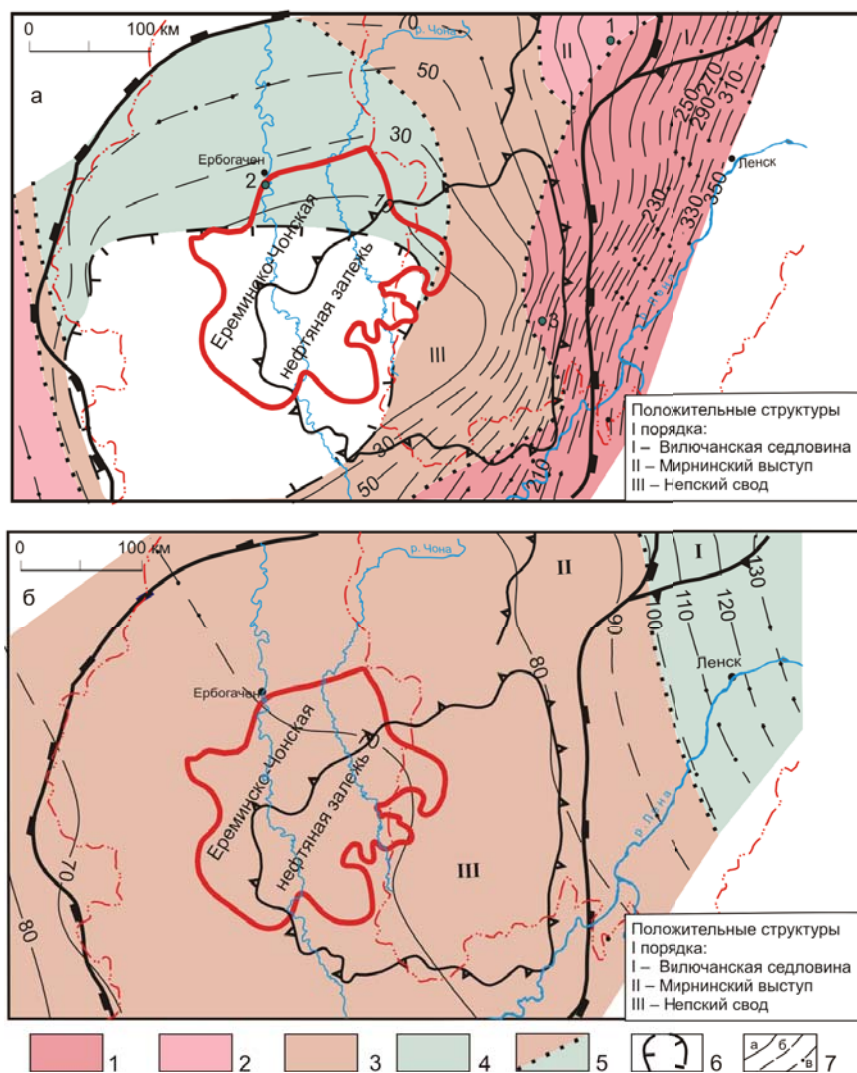


Рис. 8. Фрагменты карт прогноза качества флюидопоров: а – подстилающего преобразованного горизонта, б – перекрывающего преобразованного горизонта Непско-Ботубинской антеклизы

1–4 – качество флюидопоров: 1 – весьма высокое, 2 – высокое, 3 – среднее, 4 – низкое; 5–6 – границы: 5 – зон распространения различного качества флюидопоров; 6 – выклинивания отложений флюидопора; 7 – изопакиты: а – достоверные, б – менее достоверные, в – предполагаемые. Остальные усл. обоз. см. на рис. 3

качество коллекторов, закартированы в юго-восточной части залежи [6].

Условия седиментогенеза и специфичность постседиментационных изменений пород преобразованного горизонта способствовали формированию в них коллекторов мелкопорового, реже мелкопорово-трещинного и каверново-мелкопорового типов.

Приведенные материалы свидетельствуют о том, что территория Ереминско-Чонской залежи обладает наиболее благоприятными условиями для формирования органических доломитов преобразованного горизонта. Здесь наиболее интенсивно проявились вторичные процессы, положительно влияющие

на качество коллекторов, и слабее – влияющие негативно.

Емкостная и экранирующая модели резервуара

В Ереминско-Чонской залежи нефтенасыщенные коллекторы преобразованного горизонта распространены повсеместно, причем наиболее часто их толщина изменяется от 6 до 14 м. Повышенные ее значения (10–18 м) прогнозируются на большей части залежи (рис. 7).

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов горизонта изменяются в следующих пределах: пористость – от 7 до 18 %, проницаемость – от 0,25 до 97,6 мД. Наиболее высокие значения ФЕС прогнозируются в центральной, северной и юго-западной частях залежи. Следует отметить выдержанность по площади толщин коллекторов и их ФЕС.

Оценка качества тирского и катангского флюидопоров, ограничивающих сверху и снизу преобразованный объект, осуществлялась на базе анализа их литологического состава и характера распределения толщин. Подстилающий преобразованный объект (тирский региональный экран) в пределах залежи практически отсутствует, что соз-

Площадь с наиболее высокой степенью выраженности положительных постседиментационных процессов охватывает центральную, северо-западную и юго-восточную части залежи. Коллекторы здесь характеризуются высокой степенью перекристаллизации и повышенным содержанием свободных пустот выщелачивания. Участок средней степени проявления положительных постседиментационных процессов кольцеобразно оконтуривает отмеченную территорию.

В залежи выделены четыре участка с различной степенью проявления постседиментационных процессов (засолонения, сульфатизации, окремнения и кальцитизации), отрицательно влияющих на качество пород-коллекторов. Первый из них (с минимальной степенью) прогнозируется в центральной и северной ее частях. Здесь породы горизонта слабо подверглись сульфатизации и окремнению. Участок средней степени проявления в породах постседиментационных процессов зафиксирован в южной части залежи, где в породах-коллекторах горизонта больше сульфатов. Участки высокой и максимальной степени проявления постседиментационных процессов, отрицательно влияющих на

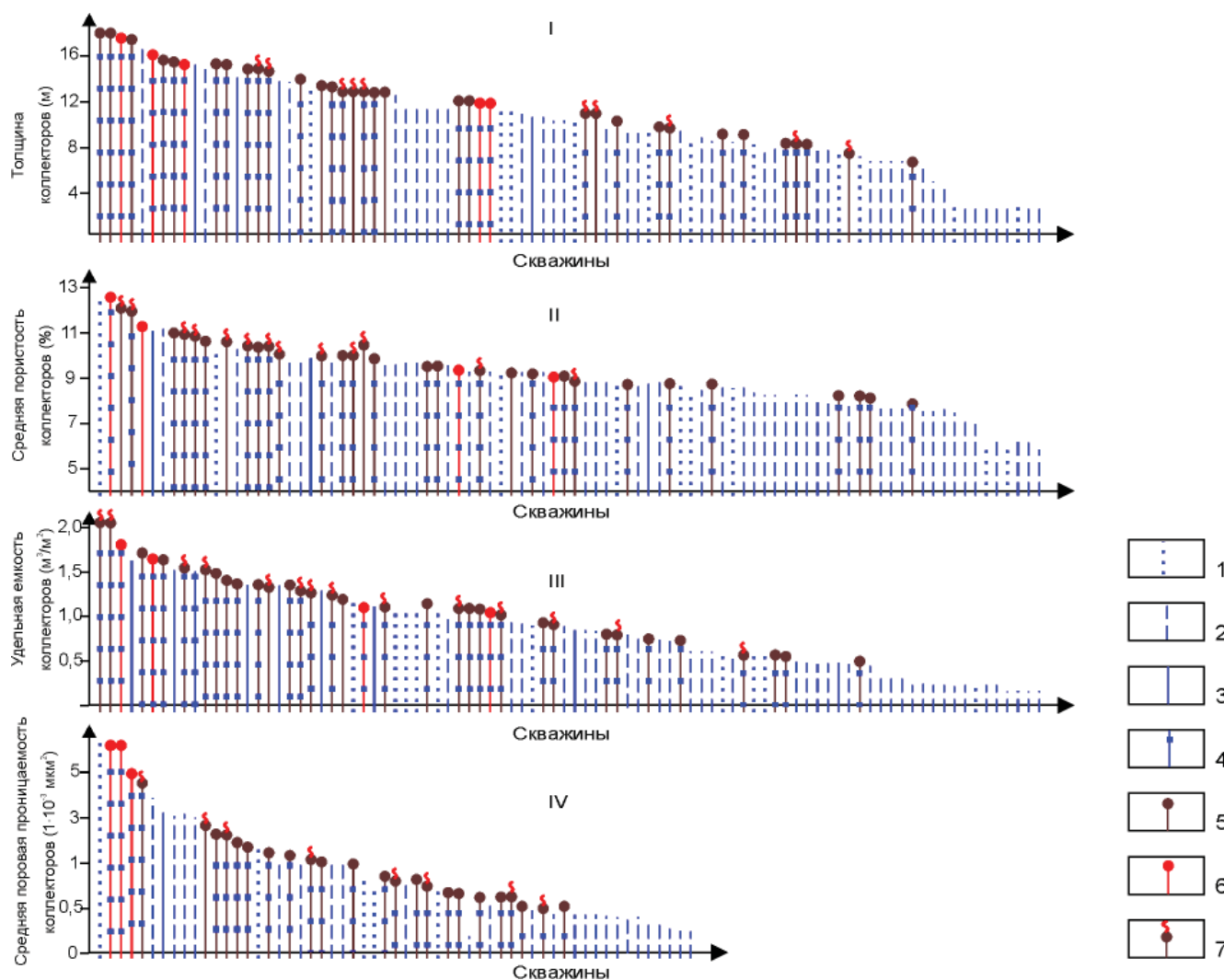


Рис. 9. Графики зависимости результатов опробования скважин от толщины (I), средней открытой пористости (II), удельной емкости (III) и средней поровой проницаемости (IV) пород-коллекторов преобразованного горизонта Верхнечонского месторождения

Скважины: 1 – неопробованные; опробованные: 2 – испытателем пластов, 3 – в колонне, 4 – в колонне с СКО; 5–7 – скважины с притоками из преобразованного горизонта: 5 – нефти, 6 – газа, 7 – нефти и газа

дает благоприятные условия для подтока углеводородов в преобразованный горизонт из подстилающих терригенных отложений (рис. 8). Катангский экран обладает достаточно надежными экранирующими свойствами для сохранения жидких углеводородов в залежах.

Условия формирования и сохранения залежей углеводородов

Условия формирования и сохранения залежей углеводородов в Непско-Ботуобинской НГО в целом и в Ереминско-Чонской залежи в частности достаточно благоприятны [1–4]. Основными очагами нефтеобразования были смежные с Непско-Ботуобинской антеклизой территории преимущественно отрицательных структур. Наибольшим генерационным потенциалом обладали рифейские отложения, значительно меньшим – вендские терригенные и карбонатные [2, 4].

Миграция углеводородов (УВ) из зон нефтегазообразования в пределы Непско-Ботуобинской антеклизы в основном контролировалась степе-

нью катагенетической преобразованности органического вещества нефтематеринских пород, палеоструктурными планами и качеством флюидоупоров. Анализ этих показателей позволяет выделить по крайней мере четыре основных этапа образования залежей УВ в Непско-Ботуобинской НГО и Ереминско-Чонской залежи: вендско-раннепалеозойский, девонский, позднепалеозойско-триасовый и новейший [2, 4, 5].

Преобразованный резервуар был сформирован в венде. В то время в пределах Непско-Ботуобинской НГО генерация УВ в нефтематеринских толщах в сколько-нибудь значительных масштабах еще не началась. Однако осадочные толщи рифея и венда, выполнявшие смежный Байкало-Патомский прогиб, выступали в качестве мощного внешнего по отношению к Непско-Ботуобинской антеклизе очага нефтеобразования. В кембрии и ордовике погружение рифейских толщ и генерация УВ продолжались. В середине этого периода в главную зону нефтеобразования попали вендские

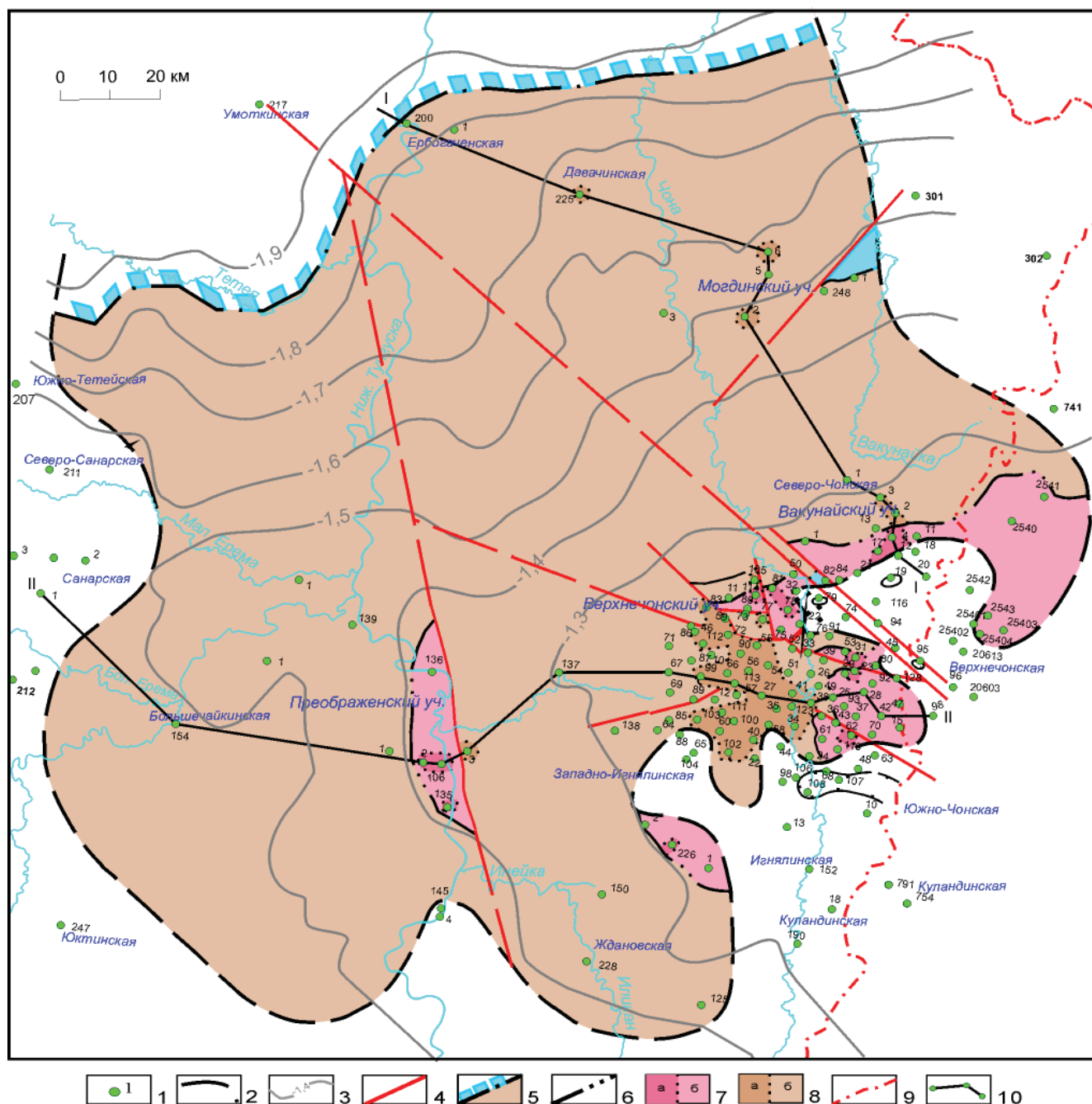


Рис. 10. Модель Ереминско-Чонской нефтяной залежи (пласт B_{10})

1 – пробуренные скважины; 2 – граница залежи; 3 – изогипсы по кровле пласта B_{10} ; 4 – разрывные нарушения; 5–6 – условный внешний контакт: 5 – водонефтяной, 6 – газонефтяной; 7 – поля с доказанной (а) и прогнозируемой (б) газоносностью коллекторов; 8 – поля с доказанной (а) и прогнозируемой (б) нефтеносностью коллекторов; 9 – административная граница, 10 – линии геологических разрезов: I–I – Ербогаченская – Вакунайская площади, II–II – Санарская – Верхнечонская площади

терригенные отложения смежных зон нефтеобразования. Они генерировали огромные массы УВ, часть из которых мигрировала в наиболее приподнятые участки Непско-Ботуобинской антеклизы: в пределы Ереминско-Чонской залежи. Вполне вероятно, на данном этапе могли сформироваться нефтяные залежи в преображенском горизонте.

В девонский период началось погружение северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы, обусловленное образованием на северо-востоке от структуры Ыгыаттинской и Кемпендйской впадин, которые в то время были основным

очагом нефтегазообразования. В течение этого этапа продолжалось заполнение ловушек УВ, в том числе и в Ереминско-Чонской залежи.

Третий этап скопления УВ в Непско-Ботуобинской антеклизе имел место в позднем палеозое – триасе и был связан с формированием Тунгусской синеклизы. Поток УВ шел в основном на северо-западный склон антеклизы.

Последний этап накопления залежей – новейший – характеризуется общим подъемом территории Непско-Ботуобинской антеклизы [4]. Различные градиенты этого подъема привели к

переформированию существовавших залежей УВ. Следствиями воздымания региона стали падение термодинамических условий и выделение в свободную фазу водорастворенных и растворенных в нефти газов. На этом этапе были сформированы современные контуры Ереминско-Чонской залежи.

Условия сохранения залежей УВ в подсолевом вендско-нижнекембрийском карбонатном комплексе, в том числе преображенском горизонте, были также благоприятными. Пластовые воды представлены весьма крепкими предельно насыщенными рассолами. В их солевом составе преобладают хлориды кальция и магния. Водообмен весьма затруднен и близок к застою.

Таким образом, сочетание весьма благоприятных тектонических, литолого-фациальных, геохимических и гидрогеологических критериев предопределило формирование в преображенском горизонте Непско-Ботубинской антеклизы Ереминско-Чонской нефтяной залежи.

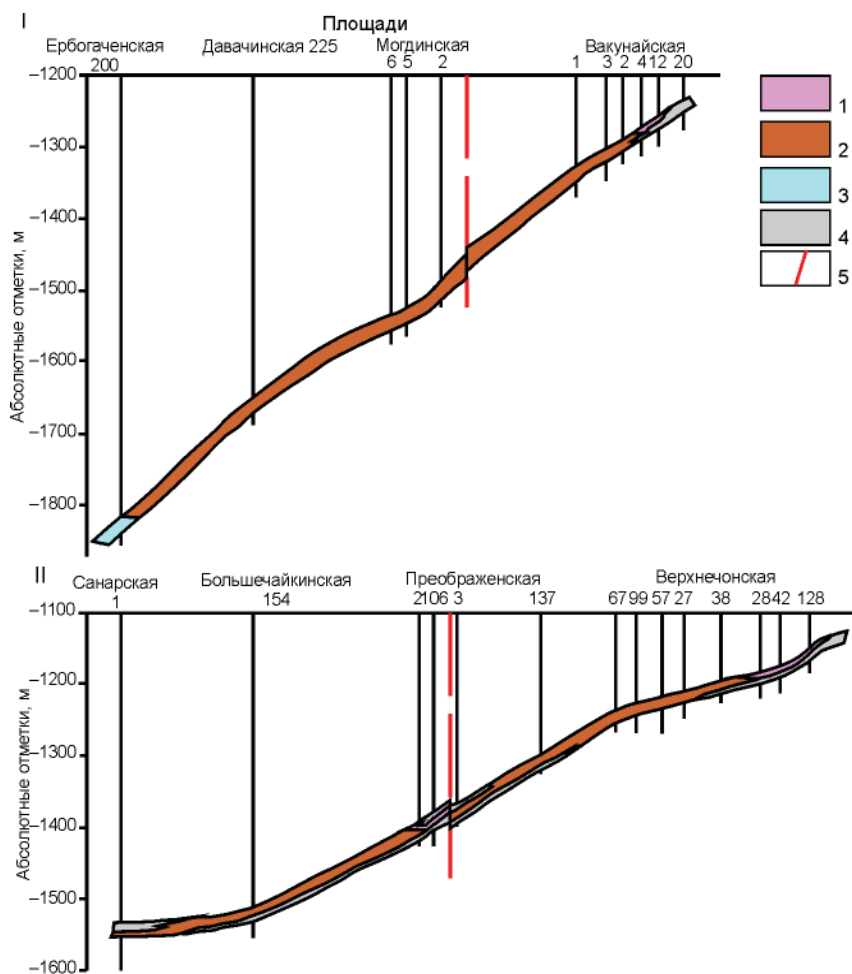
Результаты нефтепоисковых работ

В итоге нефтепоисковых работ в преображенском горизонте Ереминско-Чонской залежи доказана крупная по запасам Верхнечонская газоконденсатно-нефтяная залежь; выявлены залежи УВ на Вакунайской, Преображенской и Могдинской площадях; установлена нефтегазоносность на трех (Западно-Игнялинской, Давачинской и Северо-

Чонской) и водоносность на одной (Ербогаченской) площадях. На остальных площадях, где пробурено в основном по одной скважине (Южно-Чонская, Тымпучиканская Малоереминская, Нижнеереминская, Ждановская, Буриндинская, Большечайкинская), вскрыты нефтенасыщенные породы-коллекторы, но они опробованы только испытателем пластов (ИП). Результаты работ могли быть более значимы, если бы опробование преображенского горизонта проводилось в колонне с применением солянокислотной обработки (СКО). Только этим способом может быть выявлена истинная его продуктивность (рис. 9).

Верхнечонский участок расположен на юго-востоке Ереминско-Чонской залежи. По кровле преображенского горизонта на его территории фиксируется обширный структурный мыс, осложненный рядом разрывных нарушений, которые разделяют структуру на несколько блоков. Преображенская залежь распространена в пределах изученного участка и далеко за его контурами. Бурением закартированы лишь юго-восточное и южное ее ограничения.

На участке коллекторы преображенского горизонта распространены почти повсеместно, толщина их изменяется от нескольких до 18 м, обычно от 8 до 12 м, открытая пористость – от 7 до 18 %, проницаемость – от 0,25 до 97,0 мД. Следует отметить выдержанность толщин коллекторов, их пористости и проницаемости.



Результаты испытания горизонта следующие. В 17 скважинах объект не опробован, хотя в 15 из них обнаружены нефтенасыщенные породы-коллекторы. В 72 скважинах горизонт опробован ИП, из них только в семи (10 %) обнаружены нефтегазопроявления. Под прикрытием колонны горизонт опробован в 40 скважинах: в 3 без СКО, в 5 – с использованием солянокислотных ванн, в 34 – с СКО объемом от 4 до 80 м³ 15 %-ной HCl. В первом случае получены небольшие притоки УВ в двух скважинах, во втором – малodeбитные притоки нефти в трех скважинах, в третьем случае во всех скважинах (за исключением одной) получены притоки нефти дебитами от 3–5 до 27 м³/сут (см. рис. 9).

Рис. 11. Геологические разрезы преображенского горизонта Ереминско-Чонской нефтяной залежи (I – Ербогаченская – Вакунайская площади, II – Санарская – Верхнечонская площади)

1–3 – насыщение горизонта: 1 – газовое, 2 – нефтяное, 3 – водяное; 4 – плотные породы; 5 – разрывные нарушения

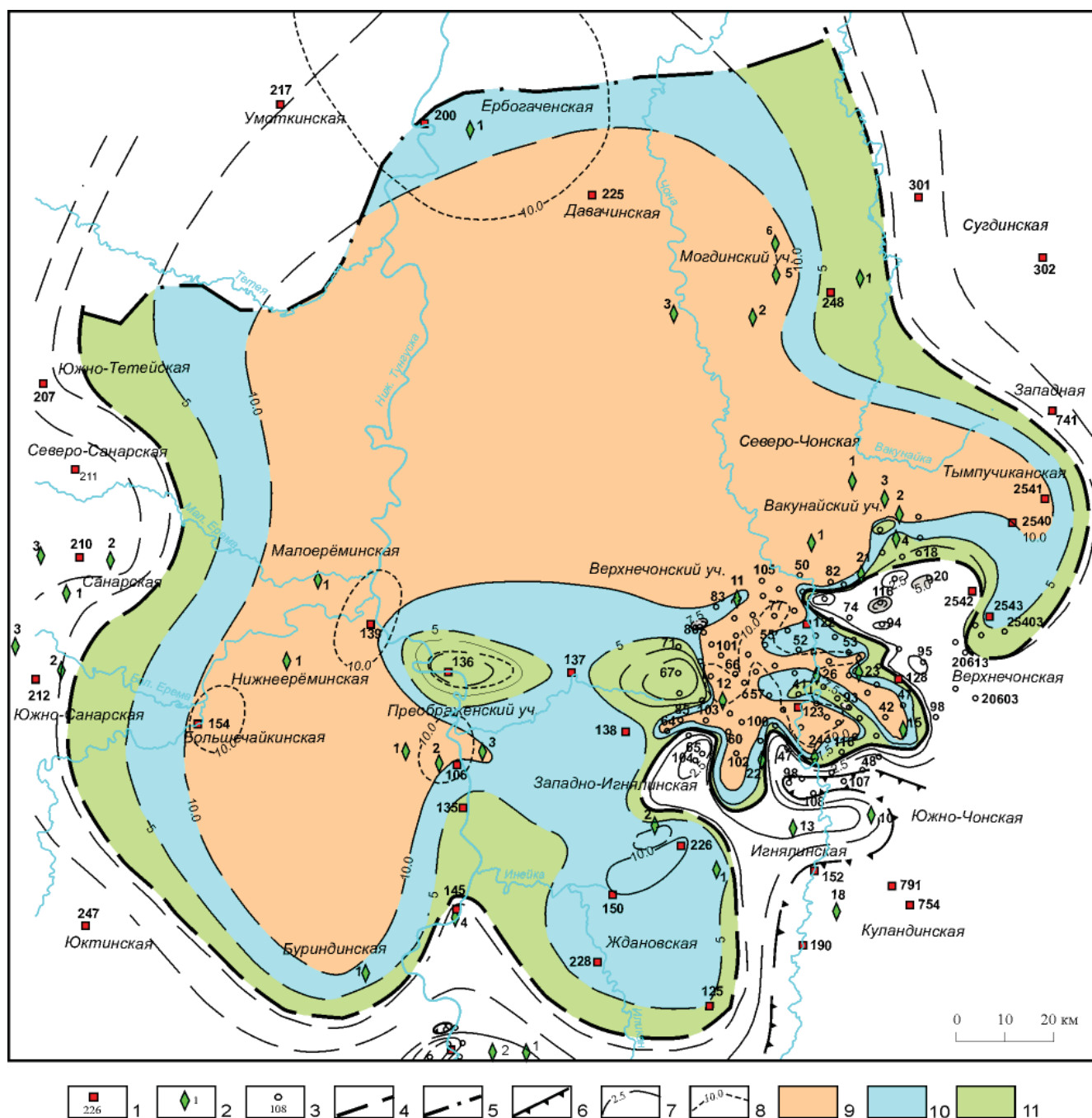


Рис. 12. Прогноз дебитов нефти Ереминско-Чонской залежи (пласт Б₁₀)

1–3 – скважины: 1 – параметрические, 2 – поисковые, 3 – разведочные; 4 – границы Ереминско-Чонского месторождения; 5 – условный внешний воднефтяной контакт; 6 – граница участков отсутствия коллекторов; 7 – изопакиты нефтенасыщенных коллекторов (м); 8 – изолинии открытой пористости нефтенасыщенных коллекторов (%); 9–11 – поля с прогнозом дебитов нефти: 9 – 20–30 т/сут, 10 – 10–20 т/сут, 11 – <10 т/сут

Следовательно, из преобразенского горизонта притоки нефти и газа могут быть получены только при испытании под прикрытием колонны с применением СКО объемом не менее 4 м³ 15 %-ной НСІ.

Вакунайский участок расположен в восточной части Ереминско-Чонской залежи. По кровле преобразенского горизонта в его пределах закартирована пологая наклоненная в северном направлении моноклиаль. Залежь на юго-западе ограничена грабенообразной структурой, на юге – выклиниванием пород-коллекторов. Северный и северо-западный контуры не исследованы.

В изученной части участка толщины пород-коллекторов изменяются от 3 до 15 м, наиболее часто от 6 до 13 м, открытая пористость – от 7 до 14 %, межзерновая проницаемость – от 0,25 до 18,23 мД.

Одна скважина не опробована, остальные 15 скважин опробованы ИП, две из них – под прикрытием колонны с применением СКО, и лишь в них получены притоки нефти дебитами 4,2 и 1,5 м³. В трех скважинах получены притоки газа, в остальных притоков не получено, хотя зафиксированы нефтегазонасыщенные породы-коллекторы.

Преображенский участок находится на юге Ереминско-Чонской залежи. По кровле преобразованного горизонта на площади закартирована полого наклоненная в западном направлении моноклиналь, осложненная малоамплитудным разрывным нарушением. Толщины коллекторов горизонта в пределах участка изменяются от нескольких до 13 м, открытая пористость – от 7,0 до 15,8 %, проницаемость – от 0,25 до 58,53 мД.

Три скважины опробованы ИП, две – под прикрытием колонны, четыре – под прикрытием колонны с применением СКО. Следует отметить, что на этой площади СКО применялась впервые, однако должного эффекта от нее не получено, поскольку использовались недостаточные объемы реактива. Тем не менее в результате выполненных работ в двух скважинах получены притоки газа, в трех – слабые притоки нефти и газа, в трех – притоков не получено, хотя вскрыты нефтенасыщенные породы-коллекторы.

Могдинский участок¹ приурочен к северо-восточному окончанию Ереминско-Чонской залежи. По кровле преобразованного горизонта здесь закартирована полого наклоненная в северо-западном направлении моноклиналь, осложненная малоамплитудным разрывным нарушением, которое разделяет ее территорию на два блока: более обширный западный и значительно меньший восточный.

Толщины коллекторов горизонта в пределах участка изменяются от 6 до 13 м, открытая пористость – от 7,0 до 14 %, проницаемость – от 0,25 до 16,1 мД.

Одна скважина не опробована, остальные пять опробованы ИП, а три из них – под прикрытием колонны с применением СКО. Притоки нефти из горизонта получены, как и на других объектах, только в колонне с применением СКО: в скв. 2 получен приток нефти дебитом 21,5 м³/сут, в скв. 6 – около 10,0 м³/сут (западный блок площади с улучшенными ФЕС), а в скв. 248 – водонефтяная жидкость дебитом 11,3 м³/сут (восточный блок площади).

Модель строения Ереминско-Чонской залежи

Ереминско-Чонская нефтяная залежь площадью 21 тыс. км², расположенная в центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы, с востока, юга и запада ограничена выклиниванием коллекторов, а в наиболее погруженной северной части – подошвенными водами (рис. 10, 11). Она имеет блоковое строение, приурочена к весьма крупной литологической ловушке, генетически связанной с органогенным массивом, образованным в единых фациальных условиях и испытавшим сходные постседиментационные процессы, сформировавшие преимущественно мелкопоровый тип коллекторов. Нефтенасыщенность коллекторов залежи

¹ На Могдинском лицензионном участке компанией ОАО «Роснефть» открыто новое Севостьяновское месторождение нефти (преобразованный продуктивный горизонт, пласт Б₁₀), запасы которого составляют 160,2 млн т.

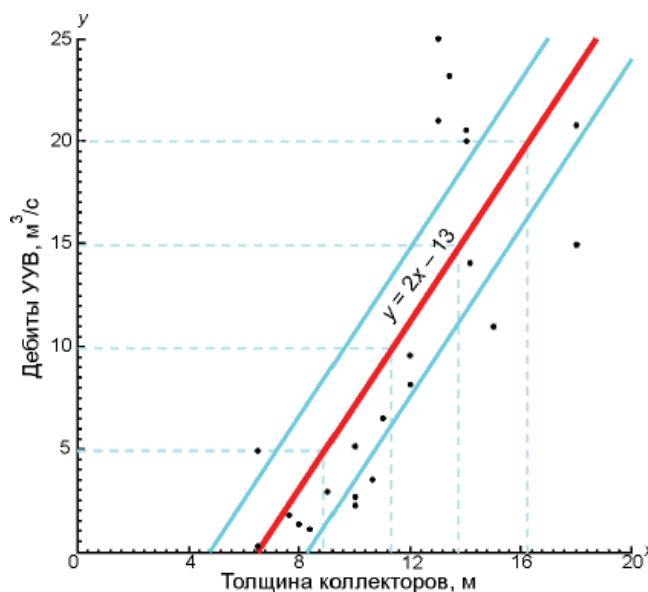


Рис. 13. Зависимость дебита условных углеводородов от эффективных толщин коллекторов преобразованного горизонта Верхнечонского участка Ереминско-Чонской нефтяной залежи (уравнение регрессии $y = 2x - 13$; коэффициент корреляции 0,82; y – дебиты УУВ, м³/сут; x – толщина коллекторов, м)

обусловлена двумя важными обстоятельствами. На протяжении всего позднего докембрия и фанерозоя ее территория соответствовала наиболее приподнятому участку антеклизы, куда в разные периоды поступали УВ из смежных зон нефтеобразования. В пределах залежи установлено отсутствие пород тирского регионального флюидоупора, что определило подток углеводородов в преобразованный горизонт из подстилающих терригенных резервуаров.

Оценка ресурсов нефти Ереминско-Чонской залежи

Сначала были оценены геологические ресурсы нефти и определены их плотности на рассмотренных выше Верхнечонском, Вакунайском, Преображенском и Могдинском эталонных участках (349, 264, 282 и 242 тыс. т/км² соответственно). При подсчете ресурсов нефти использовались следующие значения подсчетных параметров: площади ($117 \cdot 10^4$, $305 \cdot 10^3$, $475 \cdot 10^3$, $575 \cdot 10^3$ тыс. м² соответственно), средние показатели толщин коллекторов (10,4, 10,9, 9,8, 9,8 м) и открытой пористости (9,2, 8,8, 9,6, 8,8 %). Значения остальных подсчетных параметров (коэффициент нефтенасыщенности, пересчетный коэффициент, плотность нефти и коэффициент извлечения нефти) на участках одинаковые: 0,80 %, 0,85, 0,847 г/см³ и 0,17 соответственно.

Далее площадь залежи была разделена на расчетные участки с примерно равными значениями толщин коллекторов и открытой пористости. Затем, по принципу схожести этих параметров, ресурсы нефти каждого участка оценивались по тому или иному эталонному участку. При этом ис-



пользовались понижающие коэффициенты (от 0,6 до 0,9) из-за зон возможного отсутствия коллекторов и ухудшения их ФЕС.

Геологические ресурсы нефти Ереминско-Чонской гигантской залежи таким способом оценены в 5,8 млрд т, извлекаемые – примерно в 1,0 млрд т. Так как объект подготовлен бурением и на нем выявлена промышленная нефтеносность, его ресурсы нефти оценены автором по категории C_2 .

Прогноз дебитов нефти

Прогноз дебитов нефти преображенского горизонта Ереминско-Чонской залежи осуществлен путем сопоставления интенсивности притоков УВ с основными контролирующими их параметрами (гипсометрическое положение горизонта; ФЕС коллекторов – их эффективная толщина, открытая пористость, емкость и проницаемость; способ вскрытия пласта; интенсивность солянокислотной обработки призабойной зоны; величина депрессии на пласт и пластовые давления). Особое внимание уделялось достоверности исходной информации, и прежде всего результатам испытания горизонта, а также оценке качества коллекторов. Поэтому в выборку входили параметры лишь тех скважин, в которых выполнено испытание горизонта под прикрытием колонны с применением солянокислотной обработки, объемом не менее 4 м³ и определены ФЕС коллекторов по комплексу материалов ГИС и аналитическим данным. Из всех пробуренных скважин выбраны 24.

Полученные результаты статистического анализа свидетельствуют, что дебиты нефти зависят от толщины коллекторов, их пористости и удельной емкости. Коэффициенты корреляции между этими параметрами и дебитами нефти равны 0,81, 0,65 и 0,78 соответственно. Анализ показывает, что увеличение дебитов нефти обусловлено, прежде всего, увеличением емкости коллекторов. Так, дебиты нефти 5 м³/сут обычно характеризуются следующими параметрами: эффективная мощность 9 м, средняя открытая пористость 8,6 %, удельная емкость 0,80 м³/м²; дебиты нефти 10 м³/сут – 11,5 м, 9,8 %, 1,2 м³/м² соответственно, дебиты нефти 15 м³/сут – 14 м, 11 %, 1,5 м³/м²; дебиты нефти 20 м³/сут – 17 м, 12 %, 1,9 м³/м² и т. д. Отмеченная зависимость и результаты испытания позволили осуществить прогноз дебитов нефти в преображенском горизонте Ереминско-Чонской залежи.

Повышенные дебиты нефти (20–30 м³/сут) из преображенского горизонта прогнозируются преимущественно в центральной, северной и юго-западной частях залежи, где отмечаются наибольшие толщины коллекторов и их улучшенные ФЕС. В юго-восточной части залежи и на окраинных ее участках прогнозируются средние и пониженные дебиты нефти (рис. 12).

Дебиты нефти из преображенского горизонта рассматриваемой залежи могут быть существенно повышены (до 100–150 м³/сут) при его вскрытии горизонтальным стволом скважин (рис. 13).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Анциферов, А. С.** Гидрогеология древних нефтегазоносных толщ Сибирской платформы [Текст] / А. С. Анциферов. – М. : Недра, 1989. – 176 с.
2. **История залежей нефти и газа в верхнекембрийских и нижне-среднепалеозойских отложениях Сибирской платформы** [Текст] / А. Э. Конторович, Н. М. Бабина, Л. И. Богородская [и др.] // Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1978. – С. 61–67.
3. **Ларичев, А. И.** Нефтегазогенерационный потенциал венд-кембрийских резервуаров Непско-Ботуобинской антеклизы и прилегающих территорий [Текст] / А. И. Ларичев, В. И. Чеканов // Геология и геофизика. – 1987. – № 10. – С. 26 – 33.
4. **Непско-Ботуобинская антеклиза** – новая перспективная область добычи нефти и газа на востоке СССР [Текст] / Под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. – Новосибирск : Наука, 1986. – 286 с.
5. **Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири.** Вып. 7. Непско-Ботуобинский регион [Текст] / А. Э. Конторович, В. С. Сурков, А. А. Трофимук [и др.]. – Новосибирск, 1994. – 76 с.
6. **Строение и нефтегазоносность карбонатных резервуаров Сибирской платформы** [Текст] / Под ред. Н. В. Мельникова, Г. Г. Шемина. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1991. – 151 с.
7. **Тэтэйско-Чонская зона нефтегазонакопления** – крупнейший объект по подготовке промышленных запасов нефти и газа в преображенском карбонатном горизонте [Текст] / Г. Г. Шемин, Т. И. Гурова, А. И. Ларичев, А. В. Мигурский // Строение и нефтегазоносность карбонатных резервуаров Сибирской платформы. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1991. – С. 81–95.
8. **Шемин, Г. Г.** Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина) [Текст] / Г. Г. Шемин ; Отв. ред. В. А. Каширцев. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2007. – 467 с.
9. **Шемин, Г. Г.** Гигантское поле нефтегазонакопления в преображенском карбонатном горизонте венда Непско-Ботуобинской антеклизы (Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция) [Текст] / Г. Г. Шемин // Геология и геофизика. – 1999. – № 8. – С. 1170–1181.
10. **Шемин, Г. Г.** Ереминско-Чонская нефтяная залежь Непско-Ботуобинской антеклизы – возможный объект по подготовке запасов углеводородного сырья [Текст] / Г. Г. Шемин // Геология нефти и газа. – 2004. – № 5. – С. 19–29.
11. **Шемин, Г. Г.** Тектонические предпосылки перспектив нефтегазоносности Непско-Ботуобинской антеклизы [Текст] / Г. Г. Шемин // Новые данные по геологии и нефтегазоносности Лено-Тунгусской провинции. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1982. – С. 40–47.