

УДК 553.981.2(571.53)

НОВЫЕ ДАННЫЕ О НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ БАЙКАЛА

© 2003 г. В. И. Сизых, А. А. Дзюба, В. П. Исаев, С. Н. Коваленко

Представлено академиком В.Е. Хаиным 23.09.2002 г.

Поступило 04.10. 2002 г.

Несмотря на многочисленные исследования в области установления перспектив нефтегазоносности в Байкальском регионе, наличие прямых выходов нефти и газа в акватории Байкала, до сих пор остаются неразгаданными проявления нефти и газа на Байкале и на его восточном побережье в районе Селенгинской депрессии [1].

Если обратиться к истории открытий нефтяных месторождений в Восточной Сибири, то мы узнаем, что начальные поиски нефти и газа зародились именно на Байкале. И лишь сенсационные открытия нефти во внутренних регионах Сибирской платформы отвлекли внимание исследователей от Байкала и практически заставили забыть о первых находках. Вполне возможно, на фоне месторождений Непско-Ботубинской антеклизы мы бы и не вспомнили о байкальской нефти. Однако в последние годы развитие мобилистских идей как у нас, так и за рубежом заставило пересмотреть многие устоявшиеся концепции и, в частности, возможность открытия новых крупных поднадвиговых нефтегазовых залежей в осадочном чехле, а также возможность открытия месторождений нефти и газа в кристаллическом фундаменте Сибирской платформы. Все это побудило авторов вернуться к теоретическим истокам генезиса байкальской нефти [2].

Некоторые геологи (В.В. Самсонов, Г.Е. Рябухин и др.) связывают байкальскую нефть с вероятностью нефтеобразования в осадках пресноводного водоема в связи с процессами рифтогенеза. Другие исследователи объясняют образование нефти неорганическим происхождением (Н.А. Кудрявцев, А.Н. Терещенко, В.В. Ламакин и др.). Возможен и третий нетрадиционный вариант – источником байкальской нефти могут быть залежи нефти в докембрийских отложениях, перекрытых шарьяжно-надвиговым комплексом кристаллических пород Байкало-Патомского нагорья (рис. 1). М.М. Мандельбаум предполагал рифейский возраст байкальской нефти на основании находок в

ней спор синийского возраста [3]. Подобной же точки зрения придерживались С.М. Замараев, В.Г. Васильев, Е.В. Павловский и Н.А. Флоренсов [4, 5].

Особый интерес с точки зрения выяснения происхождения углеводородов Байкальской впадины представляют два района – Усть-Селенгинская депрессия (УСД) и Баргузинско-Чивыркуйский перешеек (БЧП).

В УСД пробурено множество мелких (100–500 м) и 11 глубоких (2–3 км) скважин (рис. 2). В настоящее время имеется полная сводка проявлений газов и нефти на земной поверхности и в скважинах, дана оценка прогнозных ресурсов и разгрузки метана. Анализ газов позволил установить некоторые особенности в их составе. В менее погруженных окраинных частях УСД преобладают азотные и кислотные газы, содержание метана незначительное. Во внутреннем поле депрессии обратная картина.

С позиций органической гипотезы формирование залежей обычно происходит в результате латеральной миграции. В многокилометровом разрезе (5–7 км) осадочного покрова УСД такой процесс логичен (см. рис. 2).

В вертикальном разрезе УСД отчетливо проявлена гидрогеохимическая зональность. В приповерхностном интервале повсеместно распространена зона низкоминерализованных вод. Химический состав их почти однообразный, аналогичен составу вод р. Селенги, стариц, болот. Среди отрицательно заряженных ионов преобладающим обычно является гидрокарбонат. Катионы представлены в основном кальцием и магнием. Общая минерализация 0.1–0.3 г/л. Мощность зоны 300–500 м. Во внутреннем поле депрессии зона развития примерно в пределах четвертичных осадков.

Ниже господствует зона гидрокарбонатных натриевых вод. В прибортовых частях УСД минерализация их 0.2–0.3 г/л. В центральной области депрессии минерализация увеличивается до 0.4–0.7 г/л. Отличительная черта вод этой зоны – незначительное содержание хлора и сульфат-иона.

В общем плане эти воды характерны для кайнозойских отложений депрессии. Однако эпизодически наблюдаются аazonальные подземные во-

*Институт земной коры
Сибирского отделения Российской Академии наук,
Иркутск*

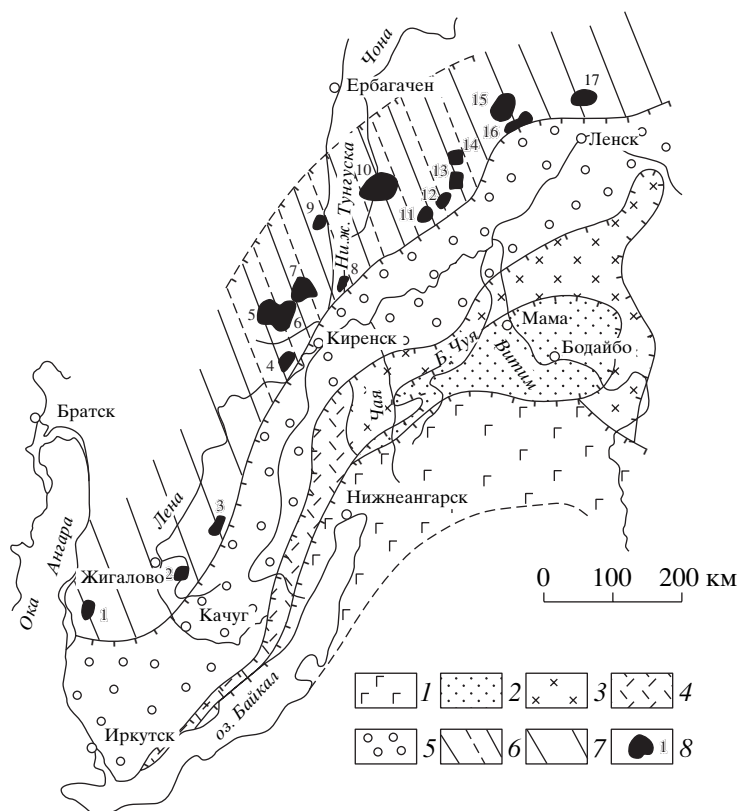


Рис. 1. Обзорная схема тектонических структур и нефтегазоносности юго-восточной окраины Сибирской платформы на границе с Байкало-Патомским нагорьем. 1 – Байкало-Муйский офиолитовый пояс – корневая внутренняя зона, сформированная пакетами сорванных тектонических покровов, сложенных островодужными и офиолитовыми комплексами; 2 – Мамско-Бодайбинская зона, сложенная шельфовыми формациями пассивной окраины, характеризующейся покровно-складчатым строением; 3 – Чуйско-Тонодско-Нечерская зона, состоящая из мегалластин, сложенных структурно-вещественными комплексами, являющимися фрагментами переработанного фундамента Сибирской платформы; 4 – Ачитканская мегалластна; 5 – Прибайкало-Предпатоумская поднадвиговая зона; 6 – Непско-Ботуобинская фронтальная мегалластна; 7 – фронтальная зона отраженной складчатости в осадочном чехле платформы; 8 – месторождения нефти и газа: 1 – Атовское, 2 – Ковыктинское, 3 – Тутурское, 4 – Марковское, 5 – Ярактинское, 6 – Аянское, 7 – Дулисьминское, 8 – Пилюдинское, 9 – Даниловское, 10 – Верхнечонское, 11 – Таранское, 12 – Центральноталаканское, 13 – Нижнехатамаканское, 14 – Озерное, 15 – Среднеботуобинское, 16 – Хотого-Мурбайское, 17 – Верхневилючанское.

ды специфического химического состава, характерные для Сибирской платформы [6].

Уникальная гидрохимическая аномалия выявлена на глубине 2885 м в Истокской скважине 3-Р:

$$M_{3,1} \frac{C184HCO_3 14SO_4 2}{Na70Ca24Mg5}, \text{ где } M - \text{ минерализация}$$

в г/л, ионы в %-эквивалентном содержании. Подчеркнем, что вмещающий горизонт этих вод представлен озерно-речными пресноводными песками.

Иная картина на БЧП (рис. 3). По аналогии с разрезами на западном берегу п-ова Святой Нос и донных осадков Академического хребта возраст осадков перешейка определяется как миоцен-плиоцен-четвертичный. В строении перемычки отчетливо выделяются два крупных блока: северо-восточный (чивыркуйский) и юго-западный (баргузинский). Мощность четвертичных рых-

лых осадков на чивыркуйском блоке небольшая и составляет первые десятки метров. Преимущественно это береговые наносы, сложенные материалом р. М. Чивыркуй. Мощность осадочных отложений на баргузинском блоке несколько больше и достигает первых сотен метров. Они представлены чередованием пластов песка, глин, ила.

При любых оценках БЧП находится в зоне активного водообмена с резко окислительной обстановкой. Отложения его не являются нефтематеринскими, но проявления углеводородных газов в них весьма активные. В четырех из пяти мелких скважин, пробуренных еще в 1905–1906 гг., наблюдалось неоднократное “кипение” бурового раствора. В скв. 2 вследствие давления газа проходка на глубине 57 м сопровождалась поднятием бурового инструмента на высоту 0.6 м. Более того, в скв. 3 при достижении отметки 140 м произошел полный выброс инструмента. Такие события

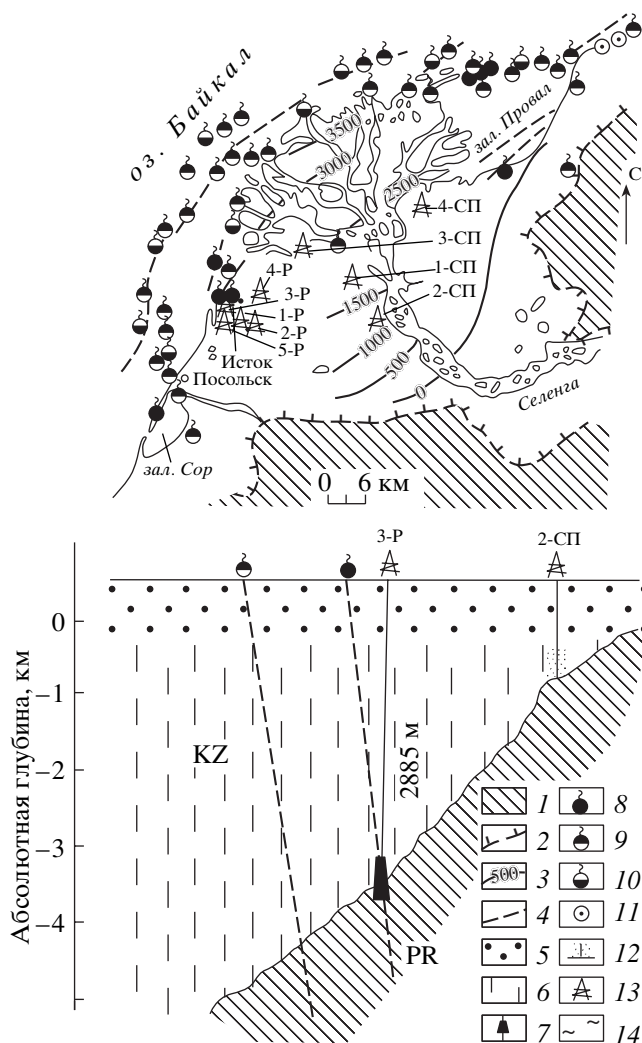


Рис. 2. Схема нефтегазопроявлений Усть-Селенгинской депрессии. 1 – кристаллический фундамент; 2 – граница осадочного чехла; 3 – глубина залегания подошвы кайнозойских отложений; 4 – некоторые кайнозойские разломы; 5 – зона гидрокарбонатных кальциевых вод; 6 – зона гидрокарбонатных натриевых вод; 7 – проявления соленых хлоридных вод; 8 – родник термальных вод; 9 – выход горючих газов; 10 – пропарины; 11 – проявления озокерита; 12 – газопроявление в скважине; 13 – скважина (номер с индексом Р – Истокская площадь, СП – Селенгинская); 14 – акватории Баргузинского и Чивыркуйского заливов.

возможны при значительных ресурсах углеводородных газов.

На БЧП наблюдаются специфические образования, которые следует отнести к “грязевым сопкам” или сальзам. Они имеют вид конусов высотой 0,5–3 м и жерло глубиной 1–2 м. Диаметр основания конусов 1–5 м. Из жерла наблюдается фонтанирование подземных вод, грязи, азотно-углеводородных газов. Интенсивность их поступления периодическая – длительные стадии накопления газов и воды чередуются с кратковременным фонтанированием. Подземные воды грязевых сопкок сульфатные натриевые, термальные, что указывает на их глубинность. Грязь сопкок по химическому составу аналогична минеральному веществу, выносимому гидротермами. Поступле-

ние их по молодым разломам из кристаллического фундамента очевидно. Наиболее крупные разломы имеют северо-восточное и субмеридиональное простирания [7].

Предсказание [8] и открытие [9] газогидратов в последние годы в донных осадках Байкала имеют большое теоретическое и практическое значение. Достаточно сказать, что именно здесь впервые в мире установлен факт открытия в осадках пресноводного бассейна газогидратов. Практическое значение этого открытия трудно переоценить. “Газогидраты (ГГ) представляют собой льдоподобные кристаллические растворы. Растворителем в них является вода, молекулы которой образуют ячейки объемного каркаса. В их полостях находятся молекулы газа. В осадочных

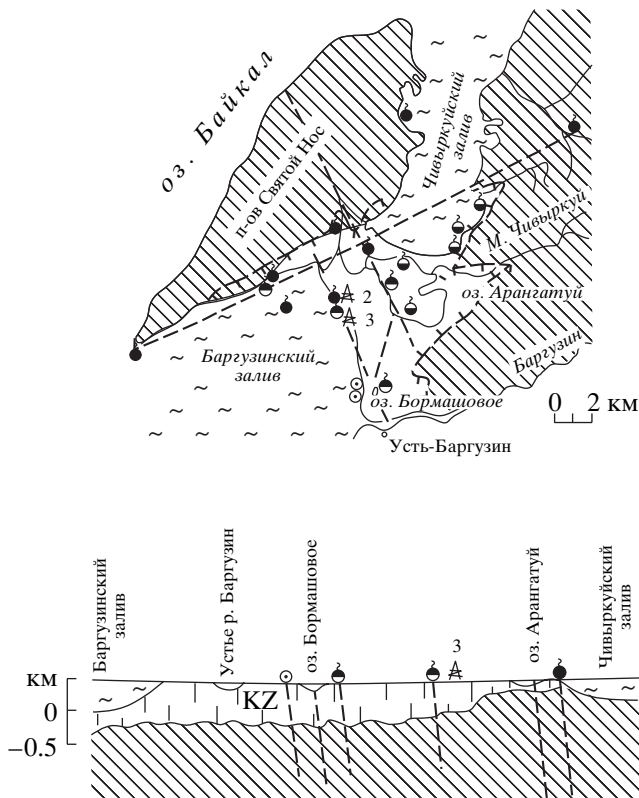


Рис. 3. Схема нефтегазопроявлений Баргузинско-Чивыркульского перешейка. Обозначения те же, что и на рис. 2.

толща акваторий таким газом является метан. Газогидраты являются новым, еще не востребованным человечеством, энергетическим источником» [10, с. 7–8].

Приуроченность газовых грифонов к прибрежной акватории Байкала объясняется тем, что в центральной части его дна на глубине свыше 350 м присутствует газогидратный слой [9, 11], являющийся региональной покрывкой для субвертикально мигрирующих газов. На больших глубинах озера толщина слоя больше, на малых – меньше. К берегам газогидратный слой выклинивается.

В тех местах, где существует повышенный тепловой поток, газогидратный слой имеет минимальную толщину, т.е. его подошва приподнята, образует “антиклинальные” структуры, в которых могут возникать газовые скопления. При сильных землетрясениях сплошность газогидратного слоя нарушается и по появившемуся разлому метановые газы устремляются вверх, образуя на дне Байкала вулканический конус. Поскольку толщина газогидратного слоя наиболее сильно уменьшается в сторону восточного берега, осо-

бенно к дельте р. Селенги (за счет асимметрии дна, мелководья и повышенного теплового поля), то по воздымающейся подошве газ “соскальзывает” в сторону дельты, образуя на водной поверхности пунктирные цепочки газовых грифонов, которые наблюдаются весной в виде пропарин [12].

Предлагаемая схема формирования газовых потоков позволяет положительно оценить перспективы всех примыкающих к Байкалу впадин, так как внутривпадинная миграция основной массы УВ направлена вверх по восстанию слоев из зон преимущественного газообразования (под дном Байкала) к зонам преимущественного газонакопления (в дельтовых отложениях).

В последние годы заметно активизировались нефтепоисковые работы в дельте р. Селенги. Сознательная необходимость экологической охраны уникального озера Байкал, авторы особо отмечают, что настоящее сообщение направлено не на форсирование этих работ, а преследует только научные цели.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (грант 01–05–97216), гранта Министерства образования РФ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сизых В.И., Лобанов М.П. // Природа. 1996. № 1. С. 23–34.
2. Сизых В.И. Шарьяжно-надвиговая тектоника окраин древних платформ. Новосибирск: Изд-во СО РАН; Филиал “Гео”, 2001. 154 с.
3. Мандельбаум М.М. Материалы по геологии и полезным ископаемым Восточной Сибири. Иркутск, 1959. В. 5. (26). С. 89–97.
4. Флоренсов Н.А. Мезозойские и кайнозойские впадины Прибайкалья. М.; Л.: Изд-во АН СССР, 1960. 258 с.
5. Павловский Е.В. // Тр. Ин-та геол. наук АН СССР. Геол. сер. 1948. № 31. В. 99. 174 с.
6. Дзюба А.А. Разгрузка рассолов Сибирской платформы. Новосибирск: Наука, 1984. 156 с.
7. Логачев Н.А. История развития рельефа Сибири и Дальнего Востока. М.: Наука, 1974. С. 355.
8. Голубев В.А. // ДАН. 1997. Т. 352. № 5. С. 652–655.
9. М.И. Кузьмин, Калмычков Г.В., Гелетий В.Ф. и др. // ДАН. 1998. Т. 362. № 4. С. 541–543.
10. Голубев В.А. Нефть и газ в современном мире: геолого-экономические и социально-культурные аспекты. Иркутск: Изд-во Иркут. гос. ун-та, 2001. С. 7–9.
11. Ефремова А.Г., Гритчина Н.Д. // Геология нефти и газа. 1981. № 2. С. 32–35.
12. Исаев В.П. // Геология нефти и газа. 2001. № 5. С. 45–50.