

К ВОПРОСУ О ПОИСКАХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ЗАБАЙКАЛЬСКОМ КРАЕ

Е.Е. Барабашева, М.В. Пикатова

Забайкальский государственный университет, г. Чита, Россия

Поиск нефти в Забайкальском крае – один из перспективных путей, способных обеспечить подъем экономического развития региона. За последние 50 лет в ряде забайкальских рифтогенных впадин установлены многочисленные проявления битумоидов, однако промышленная нефтеносность отложений не установлена. Наибольшие перспективы связывают с Ононской впадиной.

Для поисков нефтегазовых отложений на территории Ононской впадины необходимо тщательное фациальное картирование для выявления элювиально-делювиально-пролювиальных фаций бортовых склонов и старичных фаций, приуроченных к отложениям тургинской и мангутской свит.

Оценку перспектив нефтегазоносности региона следует обосновывать, исходя из теоретических построений. Основное внимание надо уделить поискам надвиговой нефти в протерозойско-палеозойских структурах. Для Забайкальского региона в качестве показательного объекта связи рифтостроителей, тектоники и газонефтенакопления можно обратиться к Чарской впадине [1, 2]. На наличие прямых источников углеводородов (нефтематеринских пород) в Чарской впадине указывают как углеродистые и графитизированные отложения, так и строматолитово-водорослевые рифовые постройки отложений низов разреза удоканской серии. Вероятно, что в протерозойское время интенсивный рост рифогенных построек был связан с поступлением в бассейн газонефтегидротермальных струй.

Нефтематеринскими формациями в пределах Чарской котловины можно считать, в первую очередь, рифогенные надстроенные образования венда и раннего палеозоя (юг Сибирской платформы), в меньшей степени, юрско-меловые озерные угленосные отложения и глинисто-буроугольные отложения миоцена.

Палеонтологический анализ развития нефтеобразующей органики по геологическим эпохам, выполненный доктором геолого-минералогических наук С.М. Синица [3], показывает недостаточное развитие нефтеобразующей биомассы в меловых впадинах Забайкалья и их бурное развитие в протерозойско-палеозойских рифовых формациях, что повышает «вероятность формирования палеозойской нефти» [3], поэтому основное внимание необходимо уделить поискам надвиговой забайкальской нефти именно в палеозойских структурах.

Наибольший практический интерес на нефтегазоносность представляет собой Приаргунье с крупными впадинами – Аргунской, Уровской, Восточно-Урулунгуевской, Западно-Урулунгуевской, Тургино-Харанорской, представляющими северное продолжение системы продуктивных впадин Хайларского нефтегазоносного бассейна в Китае [3]. Как в пределах некоторых впадин, так и в их обрамлении присутствуют мощные карбонатно-рифовые толщи.

Рифообразование и нефтенакопление представляются парагенетически связанными явлениями, обусловленными длительным развитием крупных зон тектонических нарушений с поступлением по ним глубинных углеводородов. Наличие крупных, протяженных во временном и площадном направлении рифовых формаций можно рассматривать как поисковый признак нефтегазовых месторождений на территории Забайкальского края.

Литература

1. Салихов В.С. Геодинамический режим как фактор формирования углеводородного сырья (к проблеме нефтегазоносности Забайкалья) // Георесурсы, 2002. – №1. – С. 8 – 11.
2. Салихов В.С. Оценка перспектив Чарской впадины Байкальской рифтовой зоны на углеводородное сырье // Геология нефти и газа, 2003. – №6. – С. 16 – 21.
3. Сизых В.И., Красников В.И., Флешлер В.И. Нефть Забайкалья: миф или реальность? // Вестник МАНЭБ, 2001. - № 10 (34). – С. 27 – 30.

ПРИРОДА НЕФТЕЙ ЛУГИНЕЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВАНИИ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Е.С. Бахтина¹, В.В. Самойленко¹

Научный руководитель профессор И.В. Гончаров^{1,2}

Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия

^{1,2}*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Знание особенностей молекулярного и изотопного состава несет в себе ценную информацию об истории и механизме заполнения ловушки, что может быть использовано для поиска новых месторождений в регионе.

Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение является одним из крупнейших на территории Томской области. В тектоническом отношении месторождение находится на одноименном куполовидном поднятии, которое находится в северной части Пудинского мегавала. На западе Лугинецкое куполовидное поднятие граничит с Нюрольской мегавпадиной, на северо-востоке – с Усть-Тымской мегавпадиной, на северо-западе – с Шингинской мегадловиной. Основная залежь нефтяных флюидов связана с отложениями горизонта Ю₁ – основным перспективным объектом для поисково-разведочных работ Томской области.

Ранее выполненными исследованиями было показано, что нефть и газ в залежах горизонта Ю₁ Лугинецкого месторождения имеют различную природу.

Нефть была генерирована породами баженовской свиты, а газ образован породами палеозоя [1]. Однако помимо основных залежей в Ю₁ на Лугинецком месторождении и месторождениях-спутниках (Западно-Лугинецкое, Северо-Лугинецкое, Нижнелугинецкое) притоки нефти были получены и из других горизонтов юры и даже из палеозоя. Знание природы флюидов этих отложений имеет важное практическое значение, как с позиции организации добычи и промысловой подготовки нефти, так и в установлении истории и механизма формирования залежей, что может быть использовано для поиска новых месторождений в регионе.

На территории Томской области выделены три основных генетических типа нефтей: баженовский, тогурский и палеозойский [2]. Молекулярный и изотопный состав нефтей каждой генетической группы имеют особенности, прямо указывающие на природу и зрелость генерировавшего их органического вещества (ОВ).

Для корреляции нефть–нефть и установления природы нефтей из различных залежей Лугинецкого и сопредельных месторождений был выполнен их анализ методом хроматомасс-спектрометрии (прибор «Hewlett Packard» 6890/5973 с колонкой HP-1-MS (30 м; 0,25 мм)) и методом изотопной масс-спектрометрии (прибор DELTA V ADVANTAGE).

Результаты выполненных исследований показали, что в пределах Лугинецкой группы месторождений, присутствуют нефти всех трех генетических типов. Полученные из коры выветривания (к.в.) и из пласта Ю₂ нефти имеют палеозойский генетический тип. Отличительной чертой этих нефтей является морской тип исходного ОВ и высокий катагенез (рис. 1).

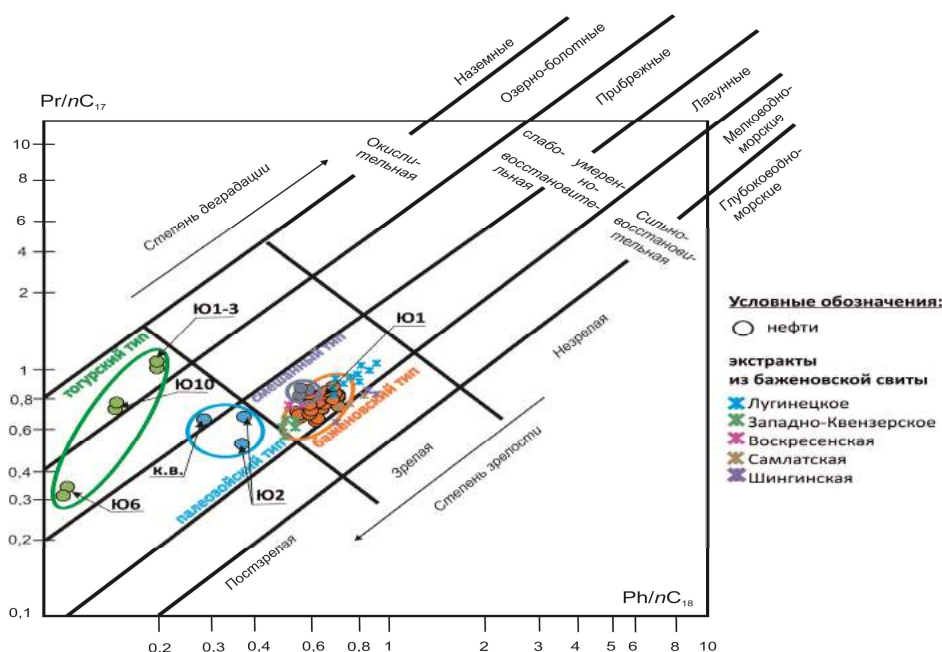


Рис. 1. Диаграмма Коннон-Кассоу (геохимическая типизация нефтей):
Pr/C₁₇ – отношение пристана к алкану C₁₇, Ph/C₁₈ – отношение фитана к алкану C₁₈

Нефти отложений средней юры (Ю₃, Ю₆, Ю₁₀) имеют тогурский генетический тип.

Отличительной чертой ОВ материнских пород, образовавших нефти тогурского типа, является неморской вид биопродуцентов и слабо восстановительные или окислительные условия осадконакопления, что обусловило высокие значения параметра Pr/C₁₇ и низкие – параметра Ph/C₁₈. Большой диапазон значений параметров Pr/C₁₇ и Ph/C₁₈, а также широкий разброс распределений изотопов углерода по фракциям нефтей этого генетического типа на месторождениях Лугинецкой группы подтверждают их образование различными материнскими породами с неморским ОВ, находящихся на различных стадиях катагенеза. Важно отметить, что эта генетическая группа объединяет в себе не только нефти, генерированные тогурской свитой, но и нефти, генерированные всеми остальными источниками, расположенными в разрезе юрских отложений и палеозоя (рис. 2).

Нефти горизонта Ю₁ в пределах исследованных месторождений в подавляющем числе случаев представлены нефтями баженовского генетического типа. Эти нефти образованы баженовской свитой, ОВ которой имеет морской тип биопродуцентов, и накопление которого протекало в восстановительных условиях. [3].

Примечательно, что в отдельных скважинах Лугинецкого и Западно-Лугинецкого месторождений из горизонта Ю₁ были получены нефти тогурского типа и нефти смешанного генезиса (рис 1.). Это является свидетельством невыдержанности флюидоупоров или наличия проводящих разломов в нижней и средней юре, что дает возможности вертикальной миграции нефтяных углеводородов из нижне-среднеюрских горизонтов до регионального флюидоупора – баженовской свиты.

В экстрактах из пород баженовской свиты на Лугинецкой и Северо-Лугинецкой площадях значения молекулярных параметров катагенеза (4/1MDBT и Ki) свидетельствуют о том, что породы баженовской свиты являются незрелыми и не вступили в активную фазу нефтеобразования.

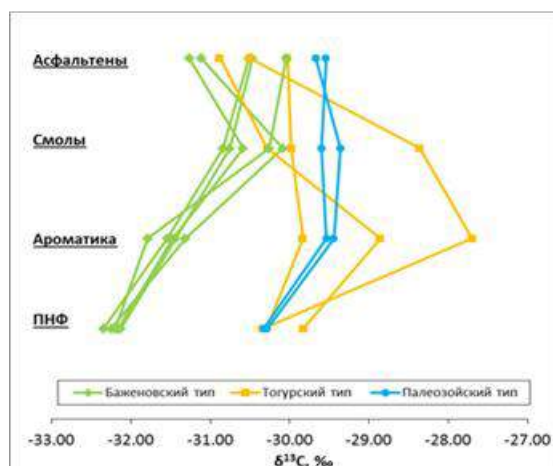


Рис. 2. Изотопный состав фракций нефтей Лугинецкой группы месторождений

Следовательно, нефти мигрировали к Лугинецкой площади со стороны Нюрольской (Западно-Квензерская площадь) и Усть-Тымской (Воскресенская площадь) впадин, а также со стороны Шингинской (Шингинское, Самлатское месторождения) мегаседловины, где породы баженовской свиты достигли главной фазы нефтеобразования (рис. 3).

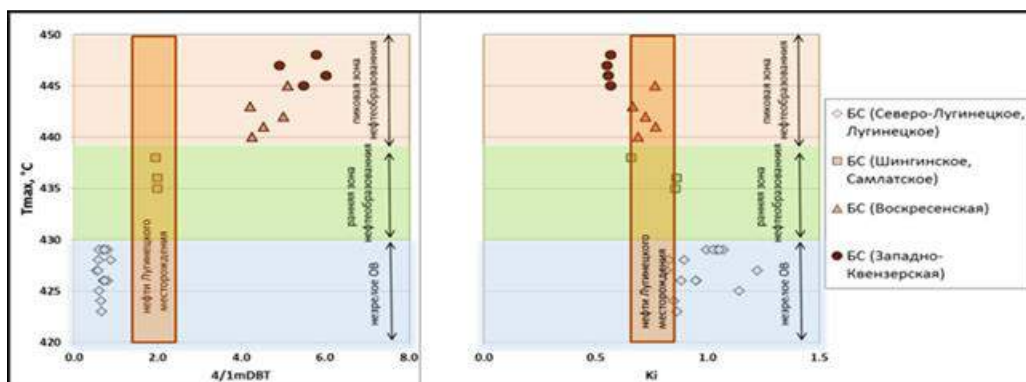


Рис. 3. Оценка катагенеза органического вещества баженовской свиты разных территорий по молекулярным и пиролитическим параметрам

По результатам детальных геохимических исследований установлено, что в формировании Лугинецкой группы месторождений принимали участие различные нефтематеринские породы от домезозойского фундамента до верхней юры, что делает нефтеперспективным весь юрский разрез, а также отложения палеозоя и коры выветривания. Так как формирование нефтяной залежи Лугинецкого месторождения протекало за счет углеводородов, генерированных баженовской свитой в примыкающих к Лугинецкой площади впадинах. Перспективными на нефть являются ловушки как структурного, так и неструктурного типов, которые оказались на пути миграционного потока от очагов генерации к Лугинецкому месторождению.

Литература

1. Гончаров И.В., Коробочкина В.Г., Обласов Н.В., Самойленко В.В. Природа углеводородных газов юго-востока Западной Сибири // Геохимия, 2005. – № 8. – С. 810 – 816.
2. Гончаров И.В., Носова С.В., Самойленко В.В. Генетические типы нефтей Томской области // Материалы V международной конференции «Химия нефти и газа». – Томск, 2003. – С. 10 – 13.
3. Способ определения зрелых нефтематеринских пород: патент № 2261438 Российская Федерация, МПК⁷ G 01 N 30/02, G 01 V 9/00. / И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, С.В. Носова, Н.В. Обласов; заявитель и патентообладатель ОАО «ТомскНИПИнефть». – № 2004117234/28; заявл. 07.06.2004; опубл. 27.09.2005. – Бюл. № 27. – 8 с.