

По выбранным профилям согласно корреляционным схемам построены геологические разрезы. Они позволяют более полно представить характер распространения отложений различного возраста в пределах разлома и оценить его расположение по площади структуры.

Методика построения корреляционных разрезов в зоне разлома основывалась на опубликованных стратиграфических схемах с учётом местных условий залегания пород [3], которые в свою очередь разработаны с учётом структурно-фациального районирования территории Беларуси. Геологические разрезы построены с использованием лицензионной специализированной программы GRAPHER 10. Входными данными являлись абсолютные отметки, литологических, стратиграфических границ с учётом искривлений скважин.

Полученные данные показывают, что кровля страдечских отложений по зоне разлома претерпевает значительные колебания. На профиле 1 отметка кровли составляет –1 088 и 1 089,5 м в пределах профиля 2, на профиле 3 опускается на отметку –1 095,6 м в створе скв. 2р и 1р. На профиле 4 кровля страдечских отложений поднимается до отметки –1 047 м (на 48,6 м) в районе скв. 97, и незначительно опускается до отметки –1 049,5 м в районе скв. 15р профиля 5. На профиле 6, между скв. 11р и 35р отметка кровли страдечских отложений значительно опускается до отметки –1 103,6 м. Аналогичным образом можно проследить характер измерения поверхности страдечских отложений и на опущенном блоке структуры.

Таким образом, анализ имеющегося материала позволил уточнить геологическое строение зоны разлома в пределах Прибугского поднятия. Наиболее вероятным углом сместителя разлома является угол 57°, что, согласно В. Е. Хаину, соответствует взбросо-надвику, образующемуся в условиях тангенциального сжатия пород. Разлом уверенно прослеживается скв. 106, 109, 97, 8р и 15р, где вскрыты одноименные отложения дважды: в приподнятом и опущенном крыле.

1. Геология Беларуси / Под ред. А. С. Махнач, Р. Г. Гарецкого, А. В. Матвеева и др. Мн.: Ин-т геологических наук НАН Беларуси, 2001. 815 с.

2. Левашкевич В. Г. Отчёт о х/д № 6/2001 «Детализация зоны разлома и определение гидрогеотермического режима пластов с целью контроля за формированием газовой залежи Прибугского ПХГ». Мн.: Ин-т геологических наук НАН Беларуси, 2001. 81 с.

3. Материалы по стратиграфии Белоруссии (к Межведомственному стратиграфическому совещанию). Мн.: Наука и техника, 1981. 176 с.

УДК УДК 552.578.2.061

ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ОСВОЕНИЯ НЕТРАДИЦИОННОЙ НЕФТИ (ГАЗА) В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В. Л. Шустер, С. А. Пуанова

¹ Институт проблем нефти и газа РАН, ул. Губкина 3,
119333 Москва, Российская Федерация; punanova@mail.ru, tshuster@mail.ru

К новым нетрадиционным направлениям обеспечения уровня добычи восполнением ресурсов и запасов нефти и газа относятся: глубокозалегающие (в Западной Сибири – доюрские) горизонты; низкопроницаемые низкопоровые породы (сланцы, баженинты, доманикиты, хадумиты).

Для успешного освоения нетрадиционных ресурсов нефти и газа необходимо оценить условия формирования скоплений углеводородов и, в первую очередь, геологические и геохимические аспекты их образования, а также необходимые условия их эффективного освоения.

В основном нефтедобывающем регионе Западной Сибири (до 70 % общей годовой добычи) открытые запасы нефти сосредоточены в интервале глубин 2–4 км. Вектор запасов направлен в сторону истощаемости. Существует ещё доюрский комплекс, залегающий глубже. Здесь на границе осадочно-го чехла и фундамента открыто порядка 50 мелких, редко средних, по запасам нефтяных месторождений. Нам представляется [1], что в этом комплексе пород могут быть открыты крупные высокодебитные залежи нефти, в том числе, и в образованиях фундамента.

Одной из проблем и важных аспектов успешного прогноза и последующего открытия скоплений нефти и газа в доюрском комплексе отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна

является резкая фильтрационно-ёмкостная неоднородность пород фундамента, как по площади, так и по разрезу.

В последние годы в России появились новые технологии сейсморазведки выделения слабых рассеянных волн, позволяющие картировать в образованиях фундамента высокоёмкие зоны и участки. Это позволяет целенаправленно закладывать проектные скважины и повысить успешность (эффективность) поисково-разведочных работ [1, 2].

Практически та же проблема – картирование неоднородности разреза на этапе прогноза существует и при поисково-разведочных работах в сланцах и баженитах. Проницаемость этих пород предельно низкая (ниже 1 мД). Создание прогнозной модели позволило резко повысить эффективность выявления наиболее высокоёмких зон разреза («сладких» пятен) и соответственно увеличить величину КИН.

Для низкопроницаемых пород возрастает роль геохимической оценки разреза (по сравнению с традиционными породами-коллекторами).

Важным фактором, влияющим на формирование и размещение залежей УВ в фундаменте, является геохимическая характеристика осадочных отложений, контактирующих с выступами фундамента. По данным [3], в терригенно-карбонатных породах палеозоя Западной Сибири содержание $C_{орг}$ колеблется от 0,1–0,2 до 2,6–3,0 %. Величина концентрации ХБА составляет 0,3 %. Состав *n*-алканов указывает на фитопланктонный характер исходного ОВ, накапливавшегося в восстановительной обстановке. Терригенные породы содержат $C_{орг}$ 0,8–3,5 %, ХБА – 0,08–0,29 %. По ряду основных показателей (содержание и тип органического вещества, генерация УВ, стадийность катагенеза) не выявлено факторов, препятствующих нефте- и газообразованию, как в собственно палеозойских отложениях, где обнаруживаются скопления УВ *in situ*, так и в вышележащих юрских и вулканогенно-осадочных триасовых отложениях (являющихся нефтегазоматеринскими), облекающих выступы фундамента и поставляющих нефть в коллектор-фундамент. Вывод о самостоятельном очаге генерации палеозойских отложений подтверждается нашими исследованиями по составу микроэлементов нефтей юры и осадочного палеозоя [2, 4]. Безусловно, в связи со сложным тектоническим строением кристаллического фундамента, а также всего достаточно неоднородного доюрского комплекса, оценка генерационных возможностей палеозойских отложений должна быть дифференцированной, учитывающей палеоструктурные и палеофациальные особенности локальных прогнозируемых участков. Именно поэтому на первый план выступает проблема гетерогенности кристаллического фундамента, а также с неоднородностью палеозойских отложений (кристаллический, осадочный или промежуточный комплексы) связаны различные перспективы обнаружения углеводородных скоплений [5]. Миграция в трещинно-кавернозные отложения фундамента УВ флюидов из юрских нефтегазоносных комплексов снимает, в какой-то мере, опасения многих геохимиков о возможности разрушения палеозойских скоплений, сформировавшихся непосредственно в этих же отложениях, из-за крупных стратиграфических перерывов на границе верхнего палеозоя и мезозоя.

На основе анализа данных по палеотемпературным изменениям органического вещества доюрского комплекса [6, 7] составлена схематическая карта областей нефтегазообразования доюрских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, на которой оконтурены зоны мезокатагенеза (раннего, среднего и позднего) и апокатагенеза органического вещества пород и выделены участки, благоприятные для обнаружения нефтяных, нефтегазоконденсатных и газовых скоплений [2, 4].

На значительной территории Западной Сибири, в частности в её западных границах, доюрские отложения находятся в главной зоне нефтеобразования. Достаточно мощный доюрский (перм-триасовый) эффузивно-осадочный комплекс отложений явно прошедший, по мнению многих исследователей, главную фазу нефтеобразования, и залегающий на глубинах от 1 700 до 2 700 м, может рассматриваться в качестве источника нефтеобразования, что значительно повышает перспективы нефтегазоносности как терригенно-эффузивных отложений, так и образований фундамента.

Проведённые геохимические исследования позволили определить ряд дополнительных показателей для прогноза и оценки перспектив нефтегазоносности образований фундамента в центральной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна:

– углеводородный и микроэлементный состав нефтей, конденсатов и ОВ пород: распределение *n*-алканов, отношение пристан/фитан, индекс нечётности, коэффициент метаморфизма, содержания биофильных (V, Vi, Fe) и редкоземельных элементов (РЗЭ), их соотношения;

– палеотемпературные характеристики ОВ пород доюрского комплекса ($t_{\text{палео}}^{\circ}\text{C}$), показатель отражательной способности витринита (R° , %) и соответствующие этим температурам стадии катагенеза (ПК-МК-АК) для выделения участков, благоприятных для обнаружения нефтяных, нефтегазоконденсатных и газовых скоплений;

– отбивка нижних границ генерации нефти, конденсатов и газоконденсатов, прогнозируемая по различной интенсивности палеопрогрева осадочных толщ (палеопрогрев зависит от глубины и возраста консолидации фундамента): для добайкалит – нефть до 4 250 м, лёгкая нефть и конденсат до 5 200 м; для герценид и каледонид – нефть до 3 650 м, конденсат до 4 400 м; для области триасовых рифтов, гранитных массивов и флюидопроводящих разломов – нефть до 3 200 м, газоконденсат до 4 000 м;

– характеристика керогена предположительно нефтематеринских отложений, облекающих выступы фундамента, по данным пиролиза: индексы водородный НІ и кислородный ОІ, величина T_{max} (нефтяной или генерационный потенциал S_2 , индекс продуктивности $S_1/(S_1+S_2)$).

Таким образом, учитывая большую состоявшуюся продуктивность нижнесреднеюрских отложений и благоприятную геохимическую обстановку доюрских отложений северных регионов Западно-Сибирского НГБ (относительно высокие содержания $S_{\text{орг}}$ и хлороформенного битумоида), высокий реализовавшийся генерационный потенциал (умеренная и достаточная катагенетическая прогретость недр), в комплексе с другими геологическими предпосылками (коллекторами и покрывками), изучаемые отложения можно рассматривать как высокоперспективный объект для открытия в нём месторождений нефти и газа.

Выводы: в Западной Сибири наиболее благоприятными условиями нефтегазонакопления обладают эрозионно-тектонические выступы фундамента с гранитоидами в ядре, разбитые на блоки (рифтогенный геодинамический режим) и облекаемые осадочными породами, играющими роль флюидоупоров и нефтематеринских толщ. Флюидоупорами для залежей нефти (газа) в образованиях фундамента Западной Сибири могут являться юрские глинисто-аргиллитовые, карбонатные флюидоупоры, а также плохопроницаемые породы фундамента в верхней части кристаллических массивов.

Результаты: учитывая то, что на большинстве опробованных площадях, где получены промышленные и непромышленные притоки нефти из верхней части разреза (коры выветривания) – 50–100 м, мы обработали фактические материалы по 72 площадям и, используя геолого-математические программы, дали прогноз нефтеносности для глубоких горизонтов толщи фундамента [8, 9]. При обработке данных разными математическими программами, например, «Выбор» и с применением алгоритмов нечёткой логики, получены близкие результаты. Наиболее перспективными оказались разведочные площади на Красноленинском своде и на Шаимском валу.

1. *Левянт В. Б., Шустер В. Л.* Выделение в фундаменте зон трещиноватых пород методами сейсморазведки 3D // Геология нефти и газа. 2002. № 2. С. 21–26.

2. *Дмитриевский А. Н., Шустер В. Л., Пуанова С. А.* Доюрский комплекс Западной Сибири – новый этаж нефтегазонаосности. Проблемы поиска, разведки и освоения месторождений углеводородов. Lambert Academic Publishing. Saarbrucken, Deutschland. 2012. 135 с.

3. *Кирюхина Т. А., Ульянов Г. В., Дзюбло А. Д.* Геохимические аспекты газонефтеносности юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири и прилегающего шельфа // Газовая промышленность. 2011. № 7. С. 66–70.

4. *Пуанова С. А., Шустер В. Л.* Геолого-геохимические предпосылки нефтегазонаосности доюрских отложений Западно-Сибирской платформы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 6. С. 20–26.

5. *Шустер В. Л., Пуанова С. А., Самойлова А. В., Левянт В. Б.* Проблемы поиска и разведки промышленных скоплений нефти и газа в трещинно-кавернозных массивных породах доюрского комплекса Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2011. № 2. С. 26–33.

6. *Конторович А. Э., Фомин А. Н., Красавчиков В. О., Истомин А. В.* Катагенез органического вещества мезозойских и палеозойских отложений Западной Сибири // Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазонаосности. СПб.: ВНИГРИ, 2008. С. 68–77.

7. *Фомин А. Н.* Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазонаосности осадочных отложений триаса Западно-Сибирского мегабассейна // Горные ведомости. 2011. № 9. С. 11.

8. *Богоутдинов Ш. Р., Шустер В. Л., Агаян С. М. и др.* Оценка перспектив нефтегазонаосности фундамента в центральной части Западной Сибири с применением алгоритмов нечёткой логики и системного анализа. Международный электронный журнал «Наука о земле». 2015.

9. *Шустер В. Л., Пуанова С. А.* Вероятностная оценка перспектив нефтегазонаосности доюрского комплекса Западной Сибири с помощью геолого-математической программы «Выбор» // Нефтяное хозяйство. 2014. № 1. С. 16–19.