

Низкое содержание гомолога C_{17} вытекает из строения изопреноидной боковой цепи биологических предшественников арил-изопреноидов – ароматических каротиноидов изорениератена и β -изорениератена (рис. 2). Эти изопреноиды присутствуют в фотосинтетических зеленых серных бактериях (*Chlorobiaceae*), которые существуют в строго анаэробной среде и для их метаболизма требуется свет и H_2S [4]. Следовательно, наличие арил-изопреноидов в нефтях обеспечивает свидетельство того, что накопление органического вещества протекало в фотической зоне эвксинного бассейна. Сам изорениератен был зафиксирован на 89 минуте выхода хроматограммы в одном из образцов, отобранных из тогурской пачки, что подтверждает образование арилизопреноидов путем распада молекулы изорениератена.

Оценить стабильность фотической зоны эвксинного бассейна можно используя индекс AIR, который рассчитывается отношением арилизопреноидов с алкильной цепью короткой длины C_{13-17} к арилизопреноидам с алкильной цепью средней длины C_{18-22} . Значение арилизопреноидного индекса свидетельствует о перемешивании толщи воды и нестабильности фотической бескислородной зоны [5]. Отмечена зависимость величины пристана к фитану от индекса AIR, что подтверждает зависимость изопреноидов ТМА с алкильной цепью разной длины от окислительно-восстановительных условий осадконакопления.

В составе РОВ пород Арчинской площади впервые были обнаружены арилизопреноиды с длиной изопреноидной цепи от C_4 до C_{12} . Исходя из полученных данных о составе n-алканов, стеранов, терпанов, МАБ можно заключить, что исследованное РОВ пород Арчинской площади отлагалось в морских и прибрежно-морских условиях с нормальной соленостью, основные биопродукты морские водоросли. В ходе накопления ОБ была стратификация толщи воды, с присутствием фотической бескислородной зоны и сероводородного заражения, что объясняет наличием арилизопреноидов в составе ОБ. Индекс AIR говорит о периодическом перемешивании толщи воды и вымывании зоны сероводородного заражения, что позволило накопиться никелиевым порфиринам. По данным о составе n-алканов, стеранов и фенантронов исследованное РОВ пород достигло главной зоны нефтеобразования.

Литература

1. Moldowan J.M., Dahl J.E.P., Huizinga B.J., Fago F.J., Hickey L.J., Peakman T.M., Taylor D.W. The molecular fossil record of oleanane and its relation to angiosperms // *Science*, 1994. – V. 265. – P. 768 – 771.
2. Huang W.Y., Meinschein W.G. Sterols as ecological indicators // *Geochimica et cosmochimica acta*, 1979. – V. 43. – № 5. – P. 739 – 745.
3. The Biomarker Guide – Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments / Peters K.E., J.M. Moldowan. – Hall, Englewood Cliffs, New Jersey Prentice, 1993. – 363 p.
4. Summons R.E., Powell T.G. Identification of aryl isoprenoids in source rocks and crude oils: Biological markers for the green sulfur bacteria // *Geochim. Cosmochim. Acta*. 1987. – V. 51. – P. 557 – 566.
5. Schwark L., Frimmel A. Chemostratigraphy of the Posidonia Black Shale, SW-Germany II. Assessment of extent and persistence of photic-zone anoxia using arylisoprenoid distributions // *Chemical Geology*, 2004. – V. 206. – P. 231 – 248.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАРБИГСКОЙ ПЛОЩАДИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

К.И. Шарун

Научный руководитель доцент Н.М. Неволишко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В работе изучалось геологическое строение, литологические особенности и перспективы нефтегазоносности Парбигской площади. Площадь расположена на территории Бакчарского района Томской области, в географическом отношении – в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности, у истоков реки Парбиг – левого притока р. Оби.

Актуальность исследований связана с перспективами нефтегазоносности доюрских, верхнеюрских, а также меловых комплексов пород (палеозойских отложений, из верхней части доюрских образований, пешковская свита, и пород среднеюрского комплекса изучаемой территории, расположенной в юго-западной части Бакчарского нефтегазоносного района Пайдугинской нефтегазоносной области [1]. При испытаниях скважины Парбигская-1 получены непромышленные притоки нефти из верхней части. По данным И.В. Гончарова и др. [2], нефть относится к тогурскому типу. Начальные извлекаемые ресурсы углеводородов по всем нефтегазоносным комплексам по району составляют 19911 тыс. т при плотности 2–3 тыс. т/км² [1].

Несмотря на то, что геологическое изучение Парбигской площади и прилегающих территорий начато еще в 1947–1950 гг., геолого-геофизическая изученность района крайне низкая. Проведенными в ограниченном объеме сейсморазведочными работами методом отраженных волн (МОВ) Парбигская структура по основным отражающим границам разделилась на 3 самостоятельных структурных элемента – Парбигский I, II и III. В 2003–2004 гг. сейсморазведочными работами МОГТ-2Д была подготовлена и паспортизирована Восточная структура.

В геологическом строении разреза площади принимают участие в различной степени доюрские метаморфизированные породы палеозойского фундамента, перекрытые несогласно залегающими терригенными мезозойско-кайнозойскими отложениями платформенного чехла. Юрский комплекс представлен свитами с которыми в основном и связаны нефтегазоносные отложения. В эту группу входят: пешковская, тюменская, наунакская и марьяновская свиты. Вскрытая мощность осадочного чехла 2,5 км.

В тектоническом отношении район приурочен к юго-восточной окраине Западно-Сибирской плиты и расположен на северо-восточном склоне Калгачского выступа, погружающегося в сторону Бакчарской впадины. фундамент Западно-Сибирской плиты. Здесь образует зоны складчатых систем докембрия, палеозоя и раннего триаса, сформированные байкальским, салаирским, каледонским, герцинским тектономагматическими циклами, а также этапом раннетриасового рифтогенеза [3].

Перспективность территории связана с 3 нефтегазонными комплексами : доюрский НГК, верхнеюрский НГК и нижнемеловой НГК. Эти НГК были сформированы в различных обстановках осадконакопления: от морских до континентальных, а потому в разрезе встречаются как песчаники и алевролиты с известковистыми остатками морской фауны, так и глинистые отложения с включениями пирита и растительного детрита.

Первым по значимости комплексом отложений, перспективных на обнаружение залежей УВ, является доюрский комплекс отложений. На структурном плане наиболее контрастными элементами рельефа доюрской эрозионной поверхности являются Восточное локальное поднятие, осложненное разломами, затрагивающими все отложения, от палеозоя и до палеогена включительно и Парбигская группа поднятий, которая разделяется на три самостоятельных антиклинальных структуры (Парбигская I, II, III).

По результатам испытания скважины Парбигская I, был получен непромышленный приток нефти дебитом 0,51 м³/сут. и пластовой воды дебитом 1,02 м³/сут., в связи с чем перспективность первой структуры оценивается как высокая.

Второй нефтеперспективный участок располагается на востоке площади и приурочен к Восточному л.п. Кроме того, на восточном склоне поднятия выявлены также два нефтеперспективных объекта – Восточный II, площадью 2,3 км² и Восточный III, площадью 1 км².

Перспективность палеозойского комплекса связана со всеми структурами, но Восточная структура может рассматриваться как высокоперспективная в связи с развитием ярко выраженной разрывной тектоники.

Отложения пешковской свиты, залегающие на основании палеозойского фундамента со стратиграфическим несогласием, развиты почти повсеместно, за исключением сводовой части структуры Парбигская II. Мощность отложений пешковской свиты составляет 110 м. Песчаные отложения преобладают над аргиллитами, но незначительно. Песчаники имеют низкие фильтрационно-емкостные показатели. Испытания скважины Парбигская-3 показали, что пластов, способных отдавать пластовые флюиды, нет.

Таким образом, можно сделать вывод, что отложения пешковской свиты в пределах площади на современной стадии изученности следует считать малоперспективными для обнаружения в них залежей углеводородов.

Среди юрских отложений перспективными можно считать отложения тюменской свиты. Потенциально нефтеносными здесь являются пласты от Ю₉ до Ю₂. В нижнетюменской подсвите и низах среднетюменской подсвиты пластов, представляющих интерес в нефтепоисковом отношении, не выявлено

Первый потенциально нефтеносный пласт – пласт Ю₅, при испытании которого был получен слабый приток воды в скважине Парбигская-1 дебитом 1,68 м³/сут.

Так как на Парбигской структуре пласт представлен алевроитовыми разностями, а на восточном локальном поднятии песчаников на данном стратиграфическом уровне практически нет, то перспективы нефтегазосности этого пласта можно считать очень небольшими.

Второй пласт – пласт Ю₄, приуроченный к низам верхнетюменской подсвиты, при испытании скважины Парбигская-1 также дал приток пластовой воды дебитом 1,19 м³/сут. Учитывая, что на Парбигской структуре пласт водоносен, основные перспективы данного комплекса следует связать с Восточным поднятием.

Вторым по значимости, после доюрского, крупным комплексом отложений, перспективным на обнаружение залежей УВ, является верхнеюрский.

Так как наука свита формировалась преимущественно в континентальных условиях и без следов стратиграфического несогласия залегаем на тюменской, в этих условиях трудно ожидать площадного развития песчаных пластов, скорее это будут линзовидные тела, достаточно локализованные по площади. По результатам испытания скважин и данным динамического и кинематического анализа Западная часть площади представляется малоперспективной.

В тоже время на Восточной структуре совпадают несколько факторов, благоприятных для формирования залежей УВ. К числу таких факторов следует отнести: наличие густой сетки подводящих каналов для миграции флюидов (разлом), прогнозируемое улучшение коллекторских свойств в надугольной части разреза и относительно повышенные прогнозные мощности песчаных пластов Ю₁¹⁻², составляющие в среднем 54 м.

Таким образом, после детального рассмотрения перспектив нефтеносности отдельных перспективных комплексов можно сделать следующие выводы:

- наиболее перспективной структурой на Парбигской площади является Восточное л.п., где потенциально нефтеносными являются образования доюрского комплекса, а также отложения юры и нижнего мела;

- в результате проделанной работы были выделены перспективные объекты в верхней части доюрских образований, а также в пластах Ю₄, Ю₁¹⁻², Б₈₋₁₂.

Литература

1. Геология нефти и газа Западной Сибири // А.Э.Конторович, И.И. Нестеров, В.С. Сурков и др. – М.: Недра, 1975. – 680 с.

2. Гончаров И.В., Носова С.В., Самойленко В.В. Генетические типы нефтей Томской области / Химия нефти и газа: Материалы V международной конференции. – Томск: Изд-во Института оптики атмосферы СО РАН, 2003. – С. 10 – 13.
3. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М. Недра, 1981. – 143 с.

ВЛИЯНИЕ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРОВ (НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАЙМЫСОВСКОГО СВОДА)

К.В. Шенделева

Научный руководитель инженер Н.С. Мурзина

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

Цель исследовательской работы заключалась в выяснении особенностей фильтрационно-емкостных (ФЕС) и электрических свойств по пластам и их связей с литологическими параметрами. Для достижения поставленной цели использовались результаты определения коллекторских и петрофизических свойств, а также описания петрографических шлифов.

Объектом исследования являлись песчаники продуктивных пластов Ю₁¹ и Ю₁², вскрытых скважиной 1 в интервалах 2754,0–2760,2 м (Ю₁¹), 2762,0–2766,0 м (Ю₁²) и скважиной 2 – в интервалах 2566,0–2574,0 (Ю₁¹), 2576,5–2579,0 м (Ю₁²). Отложения пласта Ю₁¹ представлены песчаниками разнозернистыми при преобладании средне-мелкозернистых, с медианным диаметром зерен (Md) 0,16–0,29 мм, в верхней части карбонатными и слабокарбонатными, а в нижней – слабоглинистыми. Сортированность песчаников пласта улучшается вверх по разрезу от средней до хорошей с коэффициентом сортировки (So) 1,39–2,00. Пласт Ю₁² представлен средне-мелкозернистыми слабоалевритистыми песчаниками (Md=0,22–0,25мм) хорошо сортированными (So=1,29–1,37).

Пористость песчаников (Кпо) пласта Ю₁¹ варьирует в диапазоне 6,1–21,5 %, пласта Ю₁² – 5,5–21,0 %. Для пласта Ю₁¹ зафиксированы значения проницаемости (Кпр) до 75,7 мД, для Ю₁² – до 224,47 мД, которые демонстрируют умеренно низкую зависимость от пористости с коэффициентами корреляции 0,69 (скв. 1) и 0,64 (скв. 2). Удельное электрическое сопротивление (УЭС) полностью насыщенных моделью пластовой воды образцов по пластам варьирует в диапазоне 2,6–7,3, единично 19,9 и 22,4 Ом·м, что объясняется присутствием в песчаниках кальцитового цемента. УЭС характеризуется отрицательной связью с Кпо (K_{корр} = -0,86) и Кпр (K_{корр} = -0,48) и положительной – с коэффициентом карбонатности (Ск) пород (K_{корр} = 0,58). В обеих скважинах для пласта Ю₁² характерны низкие и выдержанные по глубине по сравнению с пластом Ю₁¹ значения УЭС. Коэффициент карбонатности по ФЕС песчаников в среднем не превышает 4 %, за исключением нескольких образцов из пласта Ю₁¹ с коэффициентом карбонатности 17–31 %. Параметр пористости (Рп) варьирует от 15,2 до 389,6 в пласте Ю₁¹ и от 14,8 до 124,8 – в пласте Ю₁². На рисунке показаны изменения ФЕС с глубиной на примере скв. 1.

С целью выяснения причины неравномерности распределения ФЕС по пластам была поставлена задача выявления зависимостей этих свойств от зернистости, степени сортированности пород, вещественного состава обломочной части и цемента.

Для решения задачи построено более 60 диаграмм и рассчитаны парные коэффициенты корреляции (K_{корр}) (табл.), критические значения уровней значимости которых 0,51 (скв. 1) и 0,75 (скв. 2), исходя из размеров выборки [4]. Анализ зависимостей показал, что с увеличением размера зерен возрастают пористость и проницаемость песчаников и уменьшается УЭС. С увеличением коэффициента сортированности, т. е. понижения степени сортированности, пористость и проницаемость песчаников уменьшаются, но увеличивается УЭС образцов.

С увеличением содержания кварца, характеризующего зрелость пород, возрастают пористость и проницаемость. Среднее количество кварца в песчаниках составляет 49 %. Кварц представлен обломками разнообразной формы, нередко подверженными умеренной коррозии, которая выражается в наличии неровных и нечетких границ. Реже наблюдается регенерация кварца, сопровождающаяся появлением у зерен хорошо проявленных граней, углов.

Увеличение количества полевых шпатов (ПШ), составляющего в среднем 37 %, отрицательно влияет на пористость и проницаемость песчаников. Изменения ПШ проявлены преимущественно в слабой степени и выражены в их растворении, пелитизации и серицитизации. Среднее количество обломков пород, представленных кремнистыми, слюдисто-кремнистыми, слюдистыми, эффузивами, хлоритами и пегматитами, составляет 13 %.

В песчаниках скв. 1 наблюдается возрастание, а в скв. 2 – уменьшение пористости и проницаемости с увеличением количества обломков пород, что указывает на отсутствие однозначной связи между этими параметрами.

Пирит содержится в количестве 1–4 % и встречается в шлифах в виде многочисленных мелких неравномерно рассеянных глобулей, кристаллов и их сростков размером до 0,4 мм, звездчатых агрегатов, тонкозернистых скоплений и плотных включений. Реже пирит встречается в прослоях в ассоциации с органическим веществом и глинисто-гидрослюдистым материалом. Установлено, что с увеличением количества пирита наблюдается слабозаметная тенденция уменьшения электрического сопротивления (близкий к критическому K_{корр} = -0,49), но этого не достаточно для утверждения о том, что пирит является возможной причиной низких УЭС в исследуемых песчаниках.