

нефтей являются доманикиты верхнедевонских отложений, расположенные в пределах Республики Татарстан. С учетом новых данных выделены районы, наиболее перспективные для проведения геологоразведочных работ с целью открытия новых залежей и месторождений углеводородов в девонских отложениях.

Ключевые слова: девонские отложения, Республика Татарстан, доманикиты, биомаркеры, источник генерации, нефти рифей-ведских отложений.

© E.E. Kozhevnikova

GEOLOGICAL AND GEOCHEMICAL FEATURES OF DEVONIAN DEPOSITS OF THE REPUBLIC OF TATARSTAN IN CONNECTION WITH THEIR OIL AND GAS POTENTIAL

Perm State University, 15,
ulitsa Bukireva,
614990, Perm, Russian Federation,
e-mail: eekozhevnikova@bk.ru

The article is devoted to studying the geological structure of the Devonian deposits in the Republic of Tatarstan and reconstructing the formation history of existing tectonic elements. The sedimentary cover of the region consists of several structural stages. The amplitudes and sizes of the tectonic elements are irregular along the section, which makes it difficult to trace their boundaries. The article describes the main tectonic elements recognized by the basement roof, as well as in the Eifelian-Lower Frasnian and Middle Famennian deposits. The paper summarizes information on the sources of oil generation in the Devonian rocks. Geochemical parameters were used, such as the content of vanadyl porphyrins, the pristane/phytane ratio, the carbon isotopic composition of the oils of Riphean-Vendian, Devonian terrigenous and Devonian carbonate deposits. The use of geochemical data and statistical methods made it possible to find genetic similarities between Eifelian and Lower Frasnian oils and those of the Middle Famennian age on the territory of the republic. By their genetic and physicochemical parameters, oils from the "anomalous" wells do not differ from Devonian oils in the area under investigation. It was also found out that Devonian oils of the Republic of Tatarstan are close by their biomarkers to Devonian oils of the Perm region, but differ considerably from Riphean-Vendian oils. According to geochemical data, all Devonian oil samples are formed out of organic matter of the sapropelic type, so the most likely source of oil generation is the Upper Devonian domanik deposits located within the Republic of Tatarstan. Based on the new data, the most promising areas for geological exploration were identified with the aim of discovering new hydrocarbon accumulations and reservoirs in the Devonian deposits.

Key words: Devonian deposits, Republic of Tatarstan, domanikites, biomarkers, source of generation, Riphean-Vendian oil accumulations

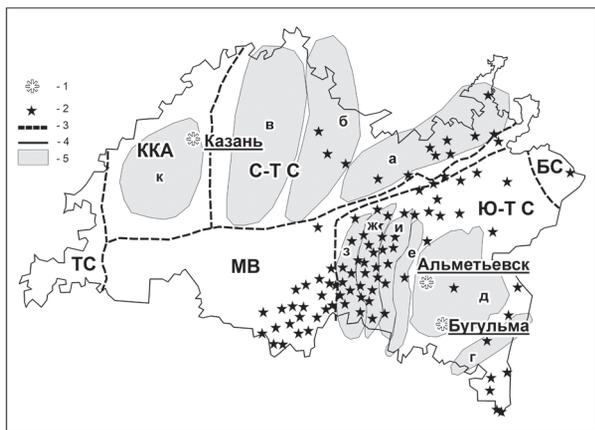


Рис. 1. Тектоническая карта района исследований (из работы А.И. Камалеевой [9] с добавлениями автора).

Условные обозначения: 1 – города; 2 – месторождения УВ; 3 – границы крупных тектонических элементов: С-ТС – Северо-Татарский свод, Ю-ТС – Южно-Татарский свод, МВ – Мелекесская впадина, ТС – Токмовский свод; ККА – Казанско-Кажимский авлаоген, БС – Бирская седловина; 4 – административная граница Республики Татарстан; 5 – структуры II порядка. Выступы: а – Камский, б – Кукморский, в – Ковалинский, г – Фоминовско-Кандызский, 6 – Ромашкино-Миннибаевский купол, валы: е – Акташско-Новоелховский, ж – Уратьминско-Черемшанский, з – Ульяновский, и – Онбийско-Ерсубайкинская валообразная зона, к – Казанская седловина.

Казанско-Кажимский авлаоген на территории РТ представлен южной частью – Казанско-Кировским прогибом, в некоторых источниках эта часть именуется Казанской седловиной. Ширина достигает 80 км, на боратах выделяются уступы. Отличается сложным строением и повышенными мощностями рифей-вендских и девонских терригенных отложений.

Рифей-вендский комплекс. Комплекс представлен верхнепротерозойскими терригенными отложениями, на территории республики присутствует по периферии Южно-Татарского и Северо-Татарского сводов, в ККА и Мелекесской впадине, где заполняют крупные грабены фундамента. Отложения данного комплекса, в отличие от всех вышележащих, характеризуются повышенным магматизмом [6], также встречены многочисленные дизъюнктивные нарушения [1].

Эйфельско-нижнефранский (девонский терригенный) комплекс

Комплекс представлен терригенными отложениями, начиная с эйфельского времени, и заканчивая отложениями тиманского возраста. Осадконакоплению данного комплекса предшествовали длительные континентальные условия, а в пределах комплекса существовали региональные перерывы в осадконакоплении на границе эйфельских и живецких отложений, также между пашийскими и тиманскими [1]. Структурный план комплекса унаследовал основные тектонические элементы фундамента, но произошло нивелирование отрицательных структур, за счет заполнения осадка мирифей-вендского возраста и терригенного девона. В пределах ККА и Мелекесской впадины отмечаются наибольшие мощности комплекса, достигающие более 100 м. На Северо-Татарском своде мощность комплекса и стратиграфическая полнота разреза значительно меньше, чем на Южно-Татарском и представлена породами, начиная с пашийских. В пределах Южно-Татарского свода мощность отложений увеличивается от центральной части к периферии. Исходя из распределения мощностей комплекса на сводах, можно предположить, что Северо- и Южно-Татарские своды сформировались до эйфельского времени, но Северо-Татарский имел большую амплитуду. В ходе геологической истории Южно-Татарский свод, испытывал нисходящие движения, начиная с эйфельского времени и к окончанию живецкого времени полностью погрузился под уровень моря, в то время как Северо-Татарский свод прекратил свое существование, как суша только к началу тиманского времени. Подобное течение геологической истории описывал Н.Н. Тихонович [10].

Из всех открытых месторождений 81 имеет залежи нефти в отложениях данного комплекса, при этом большая часть запасов приходится именно на эти отложения. Более 60% месторождений с залежами в терригенном девоне расположены в пределах Южно-Татарского свода и по 20% месторождений находятся в Мелекесской впадине и на Северо-Татарском своде (рис.1).

Строение среднефранско-фаменского комплекса (карбонатного девона). Отложе-

Установленная закономерность, вероятно, связана с ухудшением качества и надежности флюидоупоров [8], а также с влиянием гипергенных процессов, а не с различными источниками генерации.

Связь нефтегазоносности девонских и рифей-вендских отложений

В работе Ф.Н. Хайрутдинова и Э.А. Абля [16] по данным биомаркерного исследования получена хорошая корреляция параметров органического вещества рифейских отложений и пород фундамента РТ. В связи с этим авторы предположили о существовании в теле кристаллического фундамента осадочных пород, перекрытых пластинами фундамента, являющихся одним из возможных источников углеводородов Татарстана.

В данной работе выполнен линейный дискриминантный анализ по генетическим параметрам нефтей терригенного девона, карбонатного девона РТ и Пермского края, а также нефтей рифей-вендских отложений. Пермский край, как и РТ входит в Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию, условия осадкообразования в девонский период схожи. В связи с ограниченностью данных по нефтям рифей-вендских отложений, в анализе учтены только нефти из указанного комплекса Пермского края. В анализе использованы такие параметры, как содержание ванадилпорфиринов (VOp), соотношение пристан/фитан (pf) и изотопный состав углерода нефтей (C¹³), применением программного продукта Statistica позволило получить уравнения следующего вида:

$$Z_1 = 7,7 \times pf + 0,01 \times VOp - 1,77 \times C^{13} - 57,54, (1)$$

$$Z_2 = 5,8 \times pf + 0,01 \times VOp - 1,28 \times C^{13} - 33,38, (2)$$

В результате установлено, что нефти девонских отложений, как терригенных, так и карбонатных, независимо от административного положения территории, не разделяются. Нефти рифей-вендских отложений по первой дискриминантной функции со значениями Z₁ более 4 надежно обособились в самостоятельную область (рис. 2). Рифей-вендские нефти Волго-Урала детально изучены [17], установлены их специфические свойства, не похожие на нефти вышележащих отложений

во всех регионах. Полученные результаты позволяют делать выводы о невозможности образования открытых залежей углеводородов РТ за счет вертикальной миграции из рифей-вендской толщи, используя информацию по образцам нефтей рифей-вендских отложений только Пермского края.

Источник генерации нефтей девонских отложений Республики Татарстан.

В ходе изучения установлено, что вертикальная миграция нефтей из рифей-вендских отложений исключена, так как это должно было

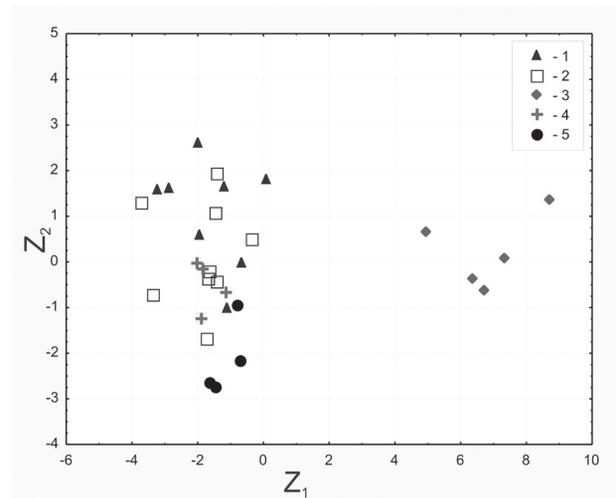


Рис. 2. Соотношение значений Z₁ и Z₂

Условные обозначения: 1 – нефти девонского терригенного комплекса Пермского края; 2 – нефти девонского карбонатного комплекса Пермского края; 3 – нефти рифей-вендских отложений Пермского края; 4 – нефти девонского терригенного комплекса Республики Татарстан (в том числе нефти из аномальных скважин Ромашкинского месторождения); 5 – нефти девонского карбонатного комплекса Республики Татарстан.

отразиться на свойствах нефтей, но установлено четкое обособление нефтей рифей-вендских отложений. По укрепившимся представлениям, вторичная миграция углеводородов ограничена расстоянием 20-25 км от зоны генерации, при больших расстояниях происходит полное рассеивание УВ [18]. Таким образом, источник генерации нефтей девонских отложений республики находится в ее пределах.

Нефти всего девона, по данным генетических параметров, имеют единый источник генерации – это органическое вещество сапропелевого типа с примесью гумусовой и аквагумусовой составляющих. Учитывая усло-

ЛИТЕРАТУРА

1. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. В 2 т. Т. 1 / под ред. проф. Р.Х. Муслимова. Казань: Фэн, 2007. 316 с.
2. Кристаллический фундамент Татарстана и проблемы его нефтегазоносности / под ред. Р.Х. Муслимова, Т.А. Лапинской. Казань: Дента, 1996. 487 с.
3. Муслимов Р.Х., Трофимов В.А. Бурение специальных параметрических скважин на прогнозируемые нефтеподводящие каналы – оптимальный путь получения доказательств наличия современной подпитки нефтяных месторождений глубинными углеводородными флюидами // Георесурсы. 2012. № 5 (47). С. 41–44.
4. Плотникова И.Н. Геолого-геофизические и геохимические предпосылки перспектив нефтегазоносности кристаллического фундамента Татарстана. СПб: Недра, 2004. 172 с.
5. Plotnikova I.N. Nonconventional hydrocarbon targets in the crystalline basement, and the problem of the recent replenishment of hydrocarbon reserves // Journal of Geochemical Exploration. 2005. V. 89. P. 335–338.
6. Белоконь (Карасева) Т.В., Горбачев В.И., Балашова М.М. Строение и нефтегазоносность рифейско-вендских отложений востока Русской платформы. Пермь: ИПК «Звезда», 2001. 108 с.
7. Геология Татарстана: стратиграфия и тектоника / под ред. Б.В. Бурова. М.: ГЕОС, 2003. 402 с.
8. Ларочкина И.А. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан. Казань: ООО «ПФ Гарт», 2008. 210 с.
9. Камалева А.И. Исследование возможных источников нефти месторождений Татарстана: автореф. дис.... канд. геол.-мин. наук. Москва, 2014. 26 с.
10. Тихонович Н.Н. Девонские отложения Русской платформы и Приуралья / под ред. акад. С.И. Миронова. М-во нефт. пром-сти. Моск. филиал Всесоюз. нефт. науч.-исслед. геол.-развед. ин-та «МФ ВНИГРИ» М.; Л.: Гостоптехиздат, 1951. 336 с.
11. Алиев М.М., Батанова Г.П., Хачатрян Р.О. и др. Девонские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / М.: Недра, 1978. 216 с.
12. Гордадзе Г.Н., Тихомиров В.И. Об источниках нефтей на северо-востоке Татарстана // Нефтехимия. 2007. Т.47. № 6. С. 422–431
13. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти: пер. с англ. М.: Мир, 1981. 501 с.
14. Чахмахчев В.А., Виноградова Т.Л. Геохимические показатели фашиально-генетических типов исходного органического вещества // Геохимия. 2003. № 5. С. 554–560.
15. Кожевникова Е.Е. Карасева Т.В. Особенности изменения свойств нефтей терригенного девона на севере Башкирского свода и прилегающих территорий // Вестник Пермского ун-та. Вып. 4 (17). 2012. С. 86–89.
16. Хайрутдинов Ф.Н., Абля Э.А. Корреляция состава углеводородов докембрийского и палеозойского органического вещества, битумидов пород кристаллического фундамента и палеозойских нефтей Южно-Татарского свода и прилегающих территорий // Материалы VI Межд. конф. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр». Кн. 1. М.: ГЕОС, 2002. С. 278–281.
17. Башкова С.Е., Карасева Т.В. Особенности органического вещества пород рифейских отложений севера Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного федеральных округов на 2007 и последующие годы: Тезисы докл. научно-практической конференции, Саратов, 2006. С. 87–89.
18. Ahlbrandt T.S. Assessment of global oil, gas and NGL resources based on the total petroleum system concept //AAPG Foundation. Denver. 2002. P. 10–12.
19. Кодина Л.А., Кузнецова О.В., Плотникова И.Н., Пронин Н.В. и др. Изотопно-геохимическое исследование органического вещества карбонатных пород верхнего девона Татарского свода в связи с проблемой их нефтеносности // Тезисы докл. XIX Симпозьевf по геохимии изотопов им.академика А.П. Виноградова. М.: Акварель, 2010. С. 158–159.

- сырьевого комплекса Приволжского и Южного федеральных округов на 2007 и последующие годы [Features of the organic matter of Riphean rocks in the north of the Volga-Ural oil and gas province. Strategy for developing the mineral raw material complex of the Volga and Southern Federal Districts for 2007 and subsequent years]. Saratov, 2006, pp. 87–89. (In Russian).
18. Ahlbrandt T.S. Assessment of global oil, gas and NGL resources based on the total petroleum system concept. AAPG Foundation. Denver, 2002, pp. 10–12.
19. Kodina L.A., Kuznetsova O.V., Plotnikova I.N., Pronin N.V., Vlasova L.N., Bogacheva M.P., Tokarev V.G., Simakova V.M. Izotopno-geokhimičeskoe issledovanie organičeskogo veshchestva karbonatnykh porod verkhnego devona Tatarskogo Svoda v svyazi s problemoy ikh neftenosti [Isotope-geochemical study of the organic matter of Upper Devonian carbonate rocks of the Tatar Arch in connection with the problem of their oil content]. Proceedings of the 19th Symposium on Geochemistry of Isotopes named after Academician A.P. Vinogradov. Moscow, Akvarel, 2010, pp. 158–159. (In Russian).

УДК 622.357.8

DOI: 10.24411/1728-5283-2019-10404

ТРЕПЕЛЫ НА ЮГО-ВОСТОКЕ БАШКОРТОСТАНА КАК ЦЕННОЕ МИНЕРАЛЬНОЕ СЫРЬЕ

© **В.Ф. Юлдашбаева**,
младший научный сотрудник,
Институт геологии,
Уфимский федеральный
исследовательский центр РАН,
ул. К.Маркса, 16/2,
450077, г. Уфа, Российская Федерация,
эл. почта: venera-tashbulatova@mail.ru

© **В.М. Горожанин**,
кандидат геолого-минералогических
наук,
главный научный сотрудник,
Институт геологии,
Уфимский федеральный
исследовательский центр РАН,
ул. К.Маркса, 16/2,
450077, г. Уфа, Российская Федерация,
эл. почта: gorozhanin@ufarus.ru

© **С.В. Мичурин**,
кандидат геолого-минералогических
наук,
старший научный сотрудник,
Институт геологии,
Уфимский федеральный
исследовательский центр РАН,
ул. К.Маркса, 16/2,
450077, г. Уфа, Российская Федерация,
эл. почта: s_michurin@mail.ru

© **А.М. Карамова**,
кандидат технических наук,
старший научный сотрудник,
Институт геологии,
Уфимский федеральный

В пределах республики Башкортостан проявления опок и опоковидных трепелов особенно широким распространением пользуются в Хайбуллинском районе. Общая мощность этих пород здесь достигает 17–18 м. В верховьях рр. Катырли и Ташлы довольно чистые трепелевидные опоки достигают 12–15 м мощности. Запасы опок и опоковидных трепелов в Хайбуллинском районе и на соседних с ним участках довольно значительны и могут обеспечить несколько крупных предприятий по выработке высокосортных стройматериалов. Проведено минералогическое и геохимическое изучение проявления трепелов в меловых отложениях на левом берегу р. Каин-Кабак. Были изучены макроскопически неоднородные породы. Трепелы кремнисто-карбонатного состава сложены кальцитом, аморфным кремнеземом тридимит-кристобалитового ряда и кварцем с незначительной примесью мусковита и хлорита. Образцы представляют собой агрегаты кремнистых остатков раковин фитопланктона – диатомовых водорослей. Благодаря своим природным характеристикам и крайне низкому содержанию вредных примесей, они могут быть использованы для получения пористого теплоизоляционного материала современными методами низкотемпературного вспенивания с высокими прочностными характеристиками. В связи с этим, выявлена проблема изучения неоднородности в соотношения CaO и SiO_2 в разрезе отложений верхнего мела. От этой неоднородности будут меняться и любые технологические свойства сырья, которое может быть использовано как для обеспечения адсорбционных процессов, так и для изго-