

4. Vasilev V. G. *Geologiya nefi* [Oil geology], Moscow, Nedra Publ., 1968, vol. 2. Read 1. Oil fields of the USSR. 763 p.
5. Milanovskiy Ye. Ye. *Riftogenez v istorii Zemli (Riftogenez na drevnikh platformakh)* [Genesis of rifts in the history of the Earth (Genesis of rifts on paleoplatforms)], Moscow, Nedra Publ., 1983. 280 p.
6. Milanovskiy Ye. Ye. *Riftogenez v istorii Zemli (Riftogenez na drevnikh platformakh)* [Genesis of rifts in the history of the Earth (Genesis of rifts on paleoplatforms)], Moscow, Nedra Publ., 1987. 297 p.
7. *Nefi i gazy mestorozhdeniy zarubezhnykh stran* [Oil and gas fields of foreign countries], Moscow, Nedra Publ., 1977, 327 p.
8. Pushcharovskiy Yu. M. Geologicheskoe vyrazhenie nelineynykh geodinamicheskikh protsessov [Geological expression of non-linear geodynamical processes]. *Geotektonika* [Geotectonics], 1998, no. 1, pp. 3–14.
9. Reznikov A. N. *Geokhimicheskie osobennosti gazov, kondensatov i neftey zony katageneza* [Geochemical characteristics of gas, condensates and oil zone of catagenesis], Baku, Azineftekhimik Publ., 1970. 52 p.
10. Reznikov A. N. Prognoz fazovogo sostoyaniya uglevodorodnykh skopleniy na bolshikh glubinakh po khronobarotermicheskim kriteriyam [Forecast of phase state of hydrocarbon accumulations on the deep by the chronobarothermal criteria]. *Sovetskaya geologiya* [Soviet Geology], 1988, no. 5, pp. 34–43.
11. Reznikov A. N. Khronobarotermicheskie usloviya razmeshcheniya uglevodorodnykh skopleniy [Chronobarothermal conditions of location of oil and gas accumulation]. *Sovetskaya geologiya* [Soviet Geology], 1982, no. 6, pp. 17–30.
12. Trofimuk A. A., Cherskiy N. V., Tsarev V. P., et al. Seysmotektonicheskie protsessy – faktor, vyzyvayushchiy preobrazovanie organicheskikh veshchestv osadochnykh porod [Seismotectonic processes as factor resulting in transformation of organic matter of sedimentary rocks]. *Doklady Akademii nauk SSSR* [Proceedings of the USSR Academy of Sciences], 1983, no. 3, pp. 1460–1464.
13. Sianisyan Ye. S. Novaya metodika kolichestvennoy otsenki dinamokatageneticheskoy napryazhennosti osadochnykh basseynov [New method of quantitative estimation of dynamocatagenetic intensity of sedimentation basins]. *Otechestvennaya geologiya* [Domestic Geology], 1993, no. 11, pp. 3–9.
14. Sianisyan Ye. S., Reznikov A. N. Opyt otsenki paleotemperatur i dinamokatageneticheskogo faktora osadochnykh otlozheniy na primere sverkhglubokikh skvazhin Predkavkazya [Estimation experience of paleotemperature and dynamocatagenetic factor of sedimentary deposits by the example of superdeep wells of Pre-Caucasian region]. *Litologiya i poleznye iskopaemye* [Lithology and Mineral Resources], 1994, no. 3, pp. 140–143.
15. *Spravochnik po neftyanym i gazovym mestorozhdeniyam zarubezhnykh stran* [Oil and gas fields of foreign countries reference book], Moscow, Nedra Publ., 1976, read 1. 600 p.
16. *Spravochnik po neftyanym i gazovym mestorozhdeniyam zarubezhnykh stran* [Oil and gas fields of foreign countries reference book], Moscow, Nedra Publ., 1976, read 2. 584 p.
17. Khant Dzh. *Geokhimiya i geologiya nefi i gaza* [Geochemistry and geology of oil and gas], Moscow, Mir Publ., 1982. 704 p.

ПАЛЕОЗОЙСКИЕ РИФЫ ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Федорова Надежда Федоровна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Астраханский государственный университет, 414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: nadezhda.fedorova.59@inbox.ru

Быстрова Инна Владимировна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Астраханский государственный университет, 414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: geologi2007@yandex.ru

Завьялов Алексей Викторович, магистр, Астраханский государственный университет, 414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: nadezhda.fedorova.59@inbox.ru

Предметом исследований являются подсолевые отложения осадочного чехла юго-западной части Прикаспийской впадины. Опыт нефтегазопроисковых работ за рубежом и в нашей стране показывает, что значительная часть мировых разведанных

запасов нефти и газа приурочена к ловушкам неструктурного типа, в том числе и к погребенным рифовым постройкам различных морфогенетических типов. Существует большое разнообразие продуктивных рифовых построек, отличающихся особенностями геологического строения и закономерностями распространения. Такие залежи характеризуются запасами, достигающими нескольких сотен миллионов тонн. Площади залежей колеблются в широких пределах. Специфика строения каждого типа определяет методику их выявления и проведения поисково-разведочных работ. Благоприятным фактором возникновения рифов является быстрое прогибание дна морского бассейна. Прикаспийская впадина является территорией длительного некомпенсированного осадками прогибания. В результате такого процесса в подсолевых отложениях был захоронен гигантский объем осадочных пород преимущественно морского генезиса. Свое влияние оказала и тектоническая активность. Она способствовала созданию расчлененного рельефа дна и тем самым обеспечивала поступление к рифам чистых вод с большим содержанием питательных веществ. Рифогенные породы обладают высокими коллекторскими свойствами. Для них характерна первичная и вторичная пористость, а также трещиноватость. Цель работы – выделить на основе геолого-геофизических данных перспективные нефтегазонасыщенные территории, связанные с рифогенными формациями в подсолевой части разреза в пределах юго-западной части Прикаспийской впадины. Высокие перспективы нефтегазонасыщенности палеозойских рифов связаны с юго-западной частью Прикаспийской впадины – территорий Астраханского свода. Материалы поисково-разведочных работ последних десятилетий на территории Астраханского свода позволили получить данные, подтверждающие, что свод представляет собой изолированную внутрибассейновую карбонатную платформу девонско-башкирского возраста. По широкому распространению, значительной амплитуде рифовых построек, а также благоприятным условиям аккумуляции и консервации в них углеводородов данная территория является уникальным регионом. Поиски залежей в стратиграфическом диапазоне от каменноугольных до девонских отложений рассматриваются как наиболее эффективное и перспективное направление геологоразведочных работ российских нефтегазовых компаний в настоящее время.

Ключевые слова: Прикаспийская впадина; Астраханский свод, подсолевые отложения, рифы, карбонатная платформа, нефтегазонасыщенные комплексы, залежи углеводородов, месторождение, пористость, трещиноватость

PALEOZOIC REEFS OF THE SOUTH-WESTERN PART OF CASPIAN BASIN

Fedorova Nadezhda F., C.Sc. in Geology and Mineralogy, Associate Professor, Astrakhan State University, 1 Shaumyan sq., Astrakhan, 414000, Russian Federation, e-mail: nadezhda.fedorova.59@inbox.ru

Bystrova Inna V., C.Sc. in Geology and Mineralogy, Associate Professor, Astrakhan State University, 1 Shaumyan sq., Astrakhan, 414000, Russian Federation, e-mail: geologi2007@yandex.ru

Zavyalov Aleksey V., master, Astrakhan State University, 1 Shaumyan sq., Astrakhan, 414000, Russian Federation, e-mail: nadezhda.fedorova.59@inbox.ru

The subject of research is the subsalt deposits of the sedimentary cover of the southwestern part of the Caspian basin. Experience in oil and gas exploration abroad and in our country shows that a significant portion of the world's known oil and gas reserves are confined to the traps of non-structural type, the buried reef structures of various morphogenetic types. There is a wide variety of productive reef structures, different features of the geological structure and regularities of distribution. Such deposits are characterized by stocks, up to several hundred million tons. Square deposits vary widely.

The specificity of the structure of each type determines the methods of their identification and exploration works. A favorable factor for the occurrence of reefs is the rapid subsidence of the sea bottom of the pool. The Caspian basin is an area of long uncompensated sediments subsidence. As a result of this process in subsalt sediments were buried, a giant amount of sedimentary rocks predominantly of marine origin. The impact and tectonic activity, which contributed to the creation of dissected bottom topography, and thereby provided entry to the reef's clear waters with a high content of nutrients. Reef rocks have high reservoir properties. For them characteristic of primary and secondary porosity, and fracturing. The aim of this work is to allocate on the basis of geological and geophysical data of prospective oil and gas areas associated with reef formations in the subsalt part of the section within the South-Western part of the Caspian basin. High oil and gas potential of the Paleozoic reefs are associated with the South-Western part of the Caspian basin - the territories of the Astrakhan arch. The materials of exploration of the last decades on the territory of the Astrakhan arch allowed us to obtain convincing evidence that the chronicle is a standalone in-basin carbonate platform, Devonian Bashkirian age. For widespread, significant amplitude of reef structures and favorable conditions of accumulation and preservation of hydrocarbons in them, this area is a unique region. Searching for deposits in a stratigraphic range from Carboniferous to Devonian sediments are considered as the most effective and promising direction of exploration of the Russian oil and gas companies at the present time.

Keywords: Caspian basin, Astrakhan arch, subsalt sediments, reefs, carbonate platform, petroleum systems, hydrocarbon deposits, deposit porosity, treceinvest

Изучение нефтегазоносности зарубежных стран показывает, что значительная часть мировых разведанных запасов нефти и газа приурочена к ловушкам неструктурного типа, в том числе более 40 % запасов – к погребенным рифовым постройкам различных морфогенетических типов.

В США, Канаде, Мексике, Ливии, странах Персидского залива и других регионах имеется ряд бассейнов, в которых именно с рифовыми ловушками связаны основные запасы нефти и газа. Так, в Западно-Канадском нефтегазоносном бассейне в погребенных рифах открыто около 250 месторождений, обеспечивающих 75 % добычи нефти всей Канады [3].

В России также известен ряд районов, в которых основные запасы связаны с рифовыми постройками (Камско-Кинельская система прогибов и др.). Однако в целом по стране проблеме нефтегазоносности погребенных рифов не уделяется еще должного внимания.

Международный опыт нефтегазопроисковых работ показывает, что существует большое разнообразие продуктивных рифовых построек, отличающихся особенностями геологического строения и закономерностями распространения.

Анализ нефтегазоносности рифогенных отложений ряда нефтегазоносных бассейнов мира позволяет отметить, что месторождения нефти и газа, связанные с погребенными рифами, пользуются широким распространением. Залежи характеризуются запасами, достигающими нескольких сотен миллионов тонн. Площади залежей колеблются в широких пределах, причем залежи небольшие по площади обладают значительными запасами.

На протяжении многих лет учеными обосновываются представления о длительном некомпенсированном осадками прогибании Прикаспийской синеклизы в докунгурское время и рифообразовании на ее бортах. При этом рифовые постройки рассматриваются в качестве важного объекта нефтегазопроисковых работ. В подсолевых отложениях Прикаспийской впадины захоронен гигантский объем осадочных пород преимущественно морского генезиса. Они

могут быть приурочены к присводовым частям поднятий, находящихся в зоне общего погружения. Резкая дифференциация тектонических движений, приведшая к обособлению области относительного поднятия на фоне общего погружения территории юго-западной части Прикаспийской синеклизы, явилась благоприятным фактором для рифообразования. Тектоническая активность также способствовала созданию расчлененного рельефа дна и тем самым обеспечивала поступление к рифам чистых вод с большим содержанием питательных веществ [12].

Гигантские объемы высокотемпературных газов из центральной части Прикаспийской впадины попадали в ее бортовые зоны, где фациальный состав пород, температурные условия главной зоны нефтеобразования (ГЗН) и зоны АВПД способствовали генерации преимущественно жидких УВ [5].

Современные бортовые зоны Прикаспийской впадины характеризуются достаточно широким развитием позднепалеозойских карбонатных комплексов. Эти комплексы образуют изолированные зоны, получившие название «внутрибассейновых карбонатных платформ» [1].

Практически все открытия в подсолевых отложениях Прикаспия связаны с палеозойскими рифами: Карачаганакское, Тенгизское, Тажигалинское, Астраханское, Жанажольское, Западно-Тепловское, Кашаганское и др.

Геологоразведочные работы в юго-западной части Прикаспийской впадины велись только силами российских компаний, таких как ОАО «Газпром», ООО «Газпром добыча Астрахань», ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», ОАО «Астраханская нефтегазовая компания» и др.

Основные перспективы нефтегазоносности данной территории связываются с Астраханским сводом. Его размеры по оконтуривающей изогипсе, минус 8,0 км, составляют 200 км × 150 км.

Согласно современной оценке Астраханский свод по удельной плотности прогнозных запасов относится к высокоперспективной территории 1 категории. Основная их часть (97,8 %) связана с подсолевыми отложениями на глубинах 4–6 км.

Материалы поисково-разведочных работ последних десятилетий на территории Астраханского свода и сопредельных территорий позволили расширить ранние исследования и получить убедительные данные, что свод представляет собой изолированную внутрибассейновую карбонатную платформу девонско-башкирского возраста [2].

Карбонатная платформа изрезана заливами с островными зонами различных размеров. Самая крупная островная зона приходится на левобережную часть Астраханского газоконденсатного месторождения. Остальные островные зоны отделены от Астраханского газоконденсатного месторождения заливообразными проливами и располагаются как в левобережной, так и в правобережной части Центрально-Астраханского поднятия [4].

В строении плато Астраханского газоконденсатного месторождения принимали участие известняки детритово-водорослевые, органогенно-детритовые с единичными прослоями известняков оолитовых, органогенно-обломочных. Содержание органических остатков в породах составляет 80–90 %. Известняки чистые (нерастворимый остаток 1,3 %).

Изучение вскрытых отложений Центрально-Астраханских поднятий выявило структурно-тектоническую взаимосвязь геологических разрезов глубоких скважин с сопредельными территориями Астраханского свода [6].

На территории Центрально-Астраханских поднятий в ранне-башкирское время продолжала существовать сложно построенная карбонатная платформа, унаследованная от серпуховского века. Эта платформа заключала в себя однотипные рифовые сообщества и отражала обстановки мелкого морского шельфа с нормальной соленостью, попеременно активной подвижностью вод и слабой загрязненностью взвешенным материалом.

Наиболее перспективными участками по керновым данным из скважин 1 Приморская, 2, 3 Центрально-Астраханские выделены литогенетические типы известняковых пород, вторичных преобразований и типов коллекторов. В водорослевых, бактериально-водорослевых, детритово-водорослевых, органо-генно-обломочных разностях известняков в этих скважинах прослежены различные литолого-фациальные комплексы, в которых установлены изменения пористости от долей процента до 14,35 %.

В результате интенсивно развитых вторичных процессов кальцитизации, окремнения, трещинообразования (открытые, минеральные трещины) и слабо развитых процессов грануляции, выщелачивания коллекторские свойства карбонатных пород претерпевали различные изменения.

При облучении ультрафиолетовым светом известняков и доломитов наблюдалось их люминисцирование, что характерно для легкого битума [7].

На Астраханском своде, по нашему мнению, рифовое тело также установлено и в девонских отложениях на Правобережной площади. Здесь параметрической скважиной № 1 Правобережная в интервале глубин 5618–6155 м вскрыты доломиты и доломитизированные известняки. С генетической точки зрения наличие во вскрытом геологическом разрезе довольно больших масс доломитов может указывать на повышенную минерализацию вод и их щелочность, высокую температуру, а также обилие углекислоты. Такие породы относятся к карбонатным разностям, возникшим, как отмечает Л.Б. Рухин, в морских заливах и лагунах с повышенной соленостью за счет непосредственного выпадения из воды.

Керн, отобранный в указанном выше интервале, представлен доломитом интенсивно кавернозным с высокой пористостью и трещинноватостью. Развитие кавернозности происходило за счет выщелачивания первоначально присутствующей в породе фауны (раковин). В процессе длительной геологической истории, как видно по керну, породы претерпели интенсивную кальцитизацию. В результате эпигенетических изменений структура доломитов стала порфири-бластовой. На отдельных участках разреза прослеживаются огипсованные породы [10].

В некоторых интервалах данной скважины по керну верхнедевонского карбонатного разреза в доломитах отмечается изобилие известковых водорослей, которые в современных коралловых рифах составляют 25–50 %.

При микроскопическом изучении доломитов и доломитизированных известняков из скважины наблюдается инкрустационная структура, связанная с заполнением разнообразных полостей выщелачивания.

Все эти признаки характерны для рифовых массивов и это дает основание считать, что скважиной № 1 Правобережная вскрыта рифовая постройка. Областями возможного широкого развития рифогенных построек являются большой протяженности зоны сопряжения крупных поднятий и окаймляющих их прогибов. Еще одной наиболее перспективной рифогенной областью может быть Харабалинско-Еленовская зона, приуроченная к полосе сочленения Астраханского свода и Заволжского прогиба [9].

Эпохи доломитообразования совпадали с эпохами усиленного накопления известняков, что подтверждается значительными их толщинами на Астраханском своде в разрезах позднего девона, раннего и среднего карбона.

Модель строения рифогенных построек на Еленовской и Табаковской площадях Харабалинско-Еленовской зоны по своей сути аналогична подобной модели правобережной девонской рифовой структуры.

Факт наличия рифового тела установлен на Табаковской и Еленовской площадях. Керн, отобранный из скважины 1-Табаковская в интервалах глубин 3900–3893 м и 4027–4021 м, представлен известняками биогермнетритовыми перекристаллизованными, иногда с включением редких оолитов, оолитовых, водорослевых. Встречается также фауна аммонитов, брахиопод, кораллов, фораминифер. Из водорослей в первом интервале в большом количестве обнаружены *Maslovioporidium cf. delicata* (Berchenko) и *Donezella* sp.

Комплексы фораминифер представлены следующими формами: *Endothyra spirilliniformis* Brazhn. et Pot., *Bradyina cribrostomata* Raus. et Reitl. и др.

Встреченные в породах комплексы фауны, особенно фораминифер, широко распространены в отложениях нижнебашкирского подъяруса среднего карбона в рифовых фациях карбонатных формаций. Такая же геологическая «картинка» наблюдается на соседней Еленовской площади.

Одним из аргументов в пользу наличия в Харабалинско-Еленовской зоне рифов может быть и то, что слагающие рифогенное карбонатное тело известняки, характеризуются почти полным отсутствием обломочного материала и массивным характером залегания [11].

Другим аргументом может также служить наличие внутри рифового тела плотного ядра. Это установлено скважиной № 2 на Еленовской площади. Там, начиная с поверхности карбонатного разреза до глубины 4070 м, в известняках наблюдаются интервалы с пористостью пород-коллекторов до 17–21 % и нефтегазонасыщенностью 85–93 %. Затем до глубины 4100 м геологический разрез сложен плотными известняками, далее вновь появляются отдельные пористые пропластки (пористость до 7 %).

О наличии рифогенного тела на Еленовской площади могут свидетельствовать структурные особенности разреза, полученные в результате выполненных здесь сейсморазведочных работ. В частности, глубинный динамический разрез данной территории вполне объективно демонстрирует это (рис. 1) [9].

Приуроченность рифов к зонам сочленения положительных и отрицательных тектонических структур, каковой является Харабалинско-Еленовская, широко освещена в геологической литературе. В качестве примера можно привести заимствованную у Л.Б. Рухина схему расположения каменноугольных рифов в Пеннинском нагорье Англии. На ней четко отображено кулисообразное расположение рифовых тел сверху вниз по разрезу (рис. 2) [8].

На Табаковской и Еленовской рифовых структурах открыты газоконденсатные залежи с довольно значительными дебитами углеводородов. На северо-западном фланге Харабалинско-Еленовской зоны развития рифовых тел также отмечались благоприятные предпосылки нефтегазоносности.

Новейшие исследования Астраханского свода показали, что толщи карбонатных пород (около 2000 м) слагающие сам свод, резко сокращаются в толщине в краевых его частях, образуя клиноформу, типичную для барьерно-рифовых сооружений. Могут быть встречены огромные по амплитуде локальные рифы, превышающие сотни и тысячи метров [2].

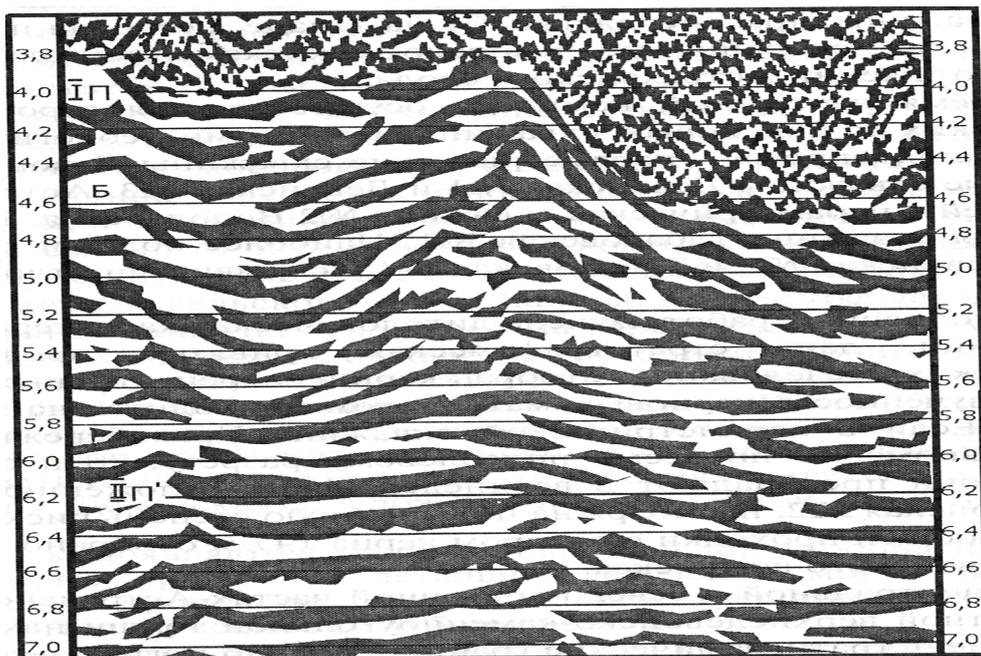


Рис. 1. Еленовская площадь. Глубинный динамический разрез по профилю 22 02 94. 1994 г.

Учитывая факт некомпенсированного осадконакоплением прогибания Прикаспийской синеклизы, начиная с позднедевонского времени, можно сказать, что Астраханский свод в позднедевонско-башкирское время развивался как гигантская рифовая платформа.

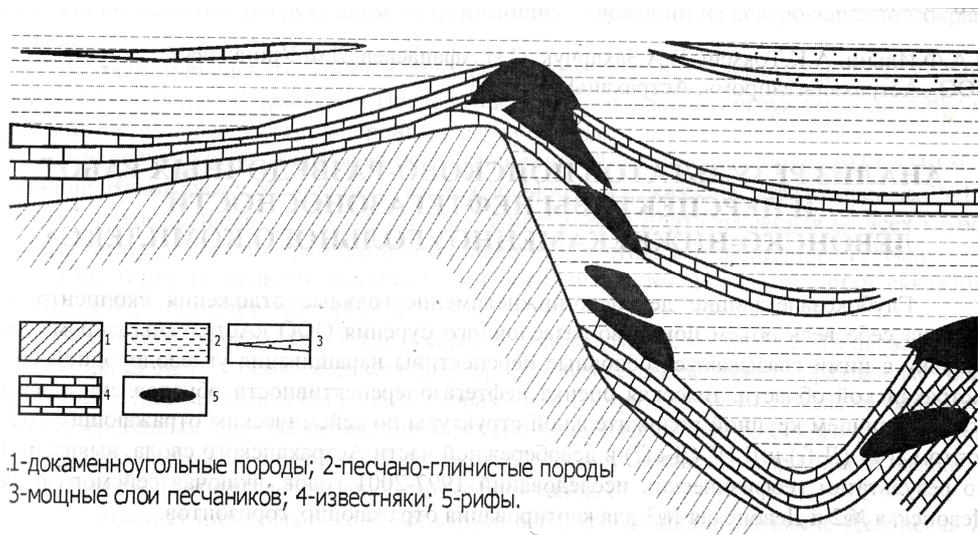


Рис. 2. Схема расположения каменноугольных рифов в Пеннинском нагорье Англии

Таким образом, широкое распространение высокочемких рифогенных коллекторов, наличие непроницаемой перекрывающей толщи, а также аналогия с известными за рубежом нефтегазоносными рифовыми районами позволяет весьма высоко оценивать потенциальные ресурсы юго-западной части Прикаспийской впадины в целом.

В настоящее время большинство нефтегазовых компаний испытывают недостаток в нефтегазопословых объектах с прогнозными ресурсами 10 млн т у.т. и более, расположенных на территориях с развитой инфраструктурой. В связи с этим поиск рифовых построек является весьма актуальным.

Список литературы

- 1.Абилхасимов Х. Б. Сравнительная характеристика палеозойских карбонатных платформ Прикаспийской впадины / Х. Б. Абилхасимов // Геология нефти и газа. – 2008. – № 3. – С. 6–18.
- 2.Астраханский карбонатный массив. Строение и нефтегазоносность / под ред. Ю. А. Воложа, В. С. Парасыны. – Москва : Научный мир, 2008. – 221 с.
- 3.Высоцкий И. В. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран / И. В. Высоцкий, В. И. Высоцкий, В. Б. Оленин. – Москва : Недра, 1990. – 405 с.
- 4.Делия С. В. Литолого-палеогеографические условия осадконакопления нижнебашкирских отложений Астраханских поднятий / С. В. Делия, Н. В. Даньшина // Вопросы геологии и обустройства месторождений нефти и газа : сборник статей. – 2013. – Вып. 72. – С. 70–76.
- 5.Иванов Ю. А. Перспективы открытий крупных скоплений углеводородов в российской части Прикаспийской впадины / Ю. А. Иванов // Геология нефти и газа. – 2003. – № 5. – С. 6–15.
- 6.Кошель В. Г. Условия формирования и характеристика верхнепалеозойских карбонатных коллекторов Центрально-Астраханских поднятий / В. Г. Кошель и другие // Принципы и методы изучения нефтегазовых месторождений : сборник статей. – 2015. – Вып. 73. – С. 20–27.
- 7.Пронин А. П. Палеозойские отложения приграничной зоны северного и среднего Каспия / А. П. Пронин, Л. В. Шестопова // Прогноз и разработка нефтегазоперспективных месторождений НК «ЛУКОЙЛ» : тезисы Международной научно-технической конференции. – Волгоград, 2014. – С. 45.
- 8.Рухин Л. Б. Основы литологии / Л. Б. Рухин. – Ленинград : Недра, Ленинградское отд., 1969. – С. 704.
- 9.Федорова Н. Ф. Рифовые формации Астраханского свода – прогноз и реальность / Н. Ф. Федорова и другие // Разведка и освоение нефтяных и газоконденсатных месторождений : сб. научн. тр. АстраханьНИПИГаз. – Астрахань, 2003. – С. 17–18.
- 10.Федорова Н. Ф. Формации и нефтегазоносность осадочного чехла юго-западной части Прикаспийской впадины : обзорная информация / Н. Ф. Федорова. – Москва : ИРЦ Газпром, 2005. – С. 4–52. – (Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений).
- 11.Федорова Н. Ф. Цикличность осадконакопления и нефтегазоносность отложений осадочного чехла Астраханского свода : обзорная информация. Серия Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений / Н. Ф. Федорова, В. А. Григоров. – Москва : ИРЦ Газпром, 2004. – 64 с.
- 12.Федорова Н. Ф. Формации осадочного чехла Прикаспийской впадины / Н. Ф. Федорова, И. В. Быстрова. – Saarbrücken : LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012. – 195 с.

References

- 1.Abilkasimov Kh. B. Sravnitel'naya kharakteristika paleozoyskikh karbonatnykh platform Priskaspiyskoy vpadiny [Comparative characteristics of the Paleozoic carbonate platforms of the Caspian basin]. *Geologiya nefiti i gaza* [Geology of Oil and Gas], 2008, no. 3, pp. 6–18.
- 2.Volozh Yu. A., Parasyana V. S. (ed.) *Astrakhanskiy karbonatnyy massiv. Stroenie i neftegazonosnost* [Astrakhan carbonate array. Structure and oil and gas], Moscow, Nauchnyy mir Publ., 2008. 221 p.
- 3.Vysotskiy V. I., Vysotskiy V. I., Olenin V. B. *Neftegazonosnye basseyny zarubezhnykh stran* [Petroleum basins in foreign countries], Moscow, Nedra Publ., 1990. 405 p.
- 4.Deliya S. V., Danshina N. V. Litologo-paleogeograficheskie usloviya osadkonakopleniya nizhnebashkirskikh otlozheniy Astrakhanskikh podnyatiy [Lithologic and paleogeographic conditions of sedimentation of deposits of the Astrakhan nizhnebakansky elevations]. *Voprosy geologii i obustroystva mestorozhdeniy nefiti i gaza : sbornik statey* [Problems of the Geology and Arrangement of Oil and Gas Fields. Proceedings], 2013, issue 72, pp. 70–76.
- 5.Ivanov Yu. A. Perspektivy otkrytiy krupnykh skopleniy uglevodorodov v rossiyskoy chasti Priskaspiyskoy vpadiny [Prospects for discovery of large accumulations of hydrocarbons in the Russian part of the Caspian basin]. *Geologiya nefiti i gaza* [Geology of Oil and Gas], 2003, no. 5, pp. 6–15.
- 6.Koshel V. G., et al. Usloviya formirovaniya i kharakteristika verkhnepaleozoyskikh karbonatnykh kollektorov Tsentralno-Astrakhanskikh podnyatiy [Formation conditions and characteristics

of upper Paleozoic carbonate reservoirs of the Central-Astrakhan elevations]. *Printsiipy i metody izucheniya neftegazovykh mestorozhdeniy : sbornik statey* [Principles and methods of studying oil and gas fields. Proceedings], 2015, issue 73, pp. 20–27.

7. Pronin A. P., Shestoperova L. V. Paleozoyskie otlozheniya prigranichnoy zony severnogo i srednego Kaspiya [Paleozoic deposits of border zone of the Northern and middle Caspian]. *Prognoz i razrabotka neftegazoperspektivnykh mestorozhdeniy NK «LUKOYL» : tezisy Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii* [Forecast and development of oil and gas fields of LUKOIL. Theses of the International Scientific and Technical Conference], Volgograd, 2014, pp. 45.

8. Rukhin L. B. *Osnovy litologii* [Fundamentals of lithology], Leningrad, Nedra Publ., Leningrad branch, 1969, pp. 704.

9. Fedorova N. F., et al. Rifovye formatsii Astrakhanskogo svoda – prognos i realnost [The reef formations of the Astrakhan arch – forecast and reality]. *Razvedka i osvoenie neftyanykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy : sbornik nauchnykh trudov instituta «AstrakhanNIPigaz»* [Exploration and Development of Oil and Gas Condensate Fields. Proceedings of the Institute “Astrakhan Gas Research and Design Institute”], Astrakhan, 2003, pp. 17–18.

10. Fedorova N. F. *Formatsii i neftegazonosnost osadochnogo chekhla yugo-zapadnoy chasti Prikaspiyskoy vpadiny : obzornaya informatsiya. Seriya Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Formation and petroleum potential of the sedimentary cover of the southwestern part of the Caspian basin. Reviewing information. Series Development and exploitation of gas and gas condensate fields], Moscow, OOO “IRTS Gazprom” Publ., 2005, pp. 4–52.

11. Fedorova N. F., Grigorov V. A. *Tsiklichnost osadkonakopleniya i neftegazonosnost otlozheniy osadochnogo chekhla Astrakhanskogo svoda : obzornaya informatsiya. Seriya Geologiya i razvedka gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Cyclicality of sedimentation and petroleum potential of sedimentary cover deposits of the Astrakhan arch. Reviewing information. Series Geology and exploration of gas and gas condensate fields], Moscow, OOO “IRTS Gazprom” Publ., 2004. 64 p.

12. Fedorova N. F., Bystrova I. V. *Formatsii osadochnogo chekhla Prikaspiyskoy vpadiny* [Formation of the sedimentary cover of the Caspian basin], Saarbrücken, LAP LAMBERT Academic Publ., 2012. 195 p.

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ЛОКАЛЬНОГО ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НА СТАДИИ ВЫЯВЛЕНИЯ И ПОДГОТОВКИ ОБЪЕКТОВ ПОИСКОВОГО БУРЕНИЯ

Григорьев Михаил Александрович, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Кубанский государственный университет, 350040, Российская Федерация, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 149, e-mail: geosarmat@mail.ru

Григорьев Алексей Михайлович, аспирант, Кубанский государственный университет, 350040, Российская Федерация, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 149, e-mail: gemma-geolog@mail.ru

Денекин Иван Александрович, студент, Кубанский государственный университет, 350040, Российская Федерация, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 149, e-mail: denekin.i@yandex.ru

В работе проанализировано современное состояние изученности условий формирования залежей нефти и газа в миоценовом комплексе Западно-Кубанского прогиба. Сделан вывод о неактуальности теоретических представлений формирования залежей углеводородов с последними исследованиями в этой области. На основании приведенной информации высказывается предположение, что формирование конкретного единичного скопления углеводородов должно быть генетически связано с наличием индивидуального подводящего канала. Он отсутствует в других пластах той же ловушки. В качестве таких каналов могут выступать литрические разломы, по которым при разрядке тангенциальных напряжений происходит инъекция углеводородов. С целью повышения достоверности локального прогноза нефтегазоносности предлагается применять комплексирование результатов дистанционных, гидрогеологических,