13. Савинов Ю. А. Четвертичная геология севера Русской равнины [/ Ю. А. Савинов. – Л. : ЛГУ им. А.А. Жданова, 1971. – 192 с.
14. Синяков В. Н. Экологические исследования солянокупольных бассейнов / В. Н. Синяков, С. В. Кузнецова, Ю. П. Николаев. – Астрахань : ООО «ЦНТЭП», 2001. – 220 с.
15. Свиточ А. А. Большой Каспий: строение и история развития / А. А. Свиточ. – Московский государственный университет им. Ломоносова, 2014. – С. 32–34.

References

1. Borevsky B. V., Drobnokhod N. I., Yazvin A. S. *Otsenka of inventories of underground waters*. 2nd prod., reslave. and additional Kiev, the Higher school, 1989. 106 p.
2. Vasilyev Yu. M. Anthropogen of the southern Zavolzhye. *Academy of Sciences of the USSR. Tr. Geol. Ince-that.*, 1961, issue 49. 128 p.
3. Vakhidova L. M., Ushivtsev L. F. *Resources and characteristic of underground mineral waters of the Astrakhan region*. Astrakhan, Astrakhan state university, pp. 63–65.
4. Voskresensky S. S. *Geomorfologiya of the USSR*. the Higher school, 1968. 368 p.
5. *Geography of Russia*. Available at: <https://geographyofrussia.com/astraxanskaya-oblast/>.
6. *The geologist – geomorphological researches of the Caspian Sea*, Moscow, Science, 1983. 368 p.
7. Klyonova M. V. *Geologiya of the delta of Volga*, 1951. 393 p.
8. Lavrushkin Yu. A., Leonov Yu. G., Spiridonova E. A. Natural catastrophic events of quarter in the basin of the Northern Caspian Sea. *Ecology of an anthropogene and present: nature and person*, P.: "Gumanistika", 2004, pp. 5–14.
9. Leontyev O. K., Mayev E. G., Rychagov G. I. *Geomorfologiya of coast and bottom of the Caspian Sea*, Moscow State University. 1977. 208 p.
10. Losev K. S. *Klimat: yesterday, today ... and tomorrow?*, L., Gidrometizdat, 1985. 176 p.
11. Moskvitin A. I. Pleystotsen of Lower Volga area. *Tr. GIN of Academy of Sciences of the USSR*, 1957, pp. 121–128.
12. Nikolaev Yu. P., Bruises V. N., Serebryakov A. O., Serebryakov O. I. *Engineering geology and minerals of Prikaspiya* of [Text] / Yu.P. Nikolaev, V.N. Sinyakov, A.O. Serebryakov, O.I. Serebryakov, LLC TsNTEP, 2007, pp. 61–89.
13. Savinov Yu. A. Quarternary geology of the North of East European Plain, L., I LIE of A.A. Zhdanov, 1971. -192 p.
14. Sinyakov V. N., Kuznetsova S. V., Nikolaev Yu. P. *Ecological researches solyanokupolnykh of pools*, Astrakhan. LLC TsNTEP, 2001. 220 p.
15. Torch A. A. *Big Caspian Sea: structure and history of development*, Lomonosov Moscow State University, 2014, pp. 32–34.

НАКОПЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ОТЛОЖЕНИЯХ БАСЕЙНА ПАЛЬМИРА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Ал Халум Ахмед Абдул Маджид, аспирант, Кубанский государственный университет, 350040, Российская Федерация, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 149, e-mail: malak198525@yahoo.com

Геохимические исследования пород бассейна Пальмира дают положительный результат с точки зрения нефтегазогенерационного потенциала осадочного комплекса. Углеводородные образования в Сирии оказались в двух системах нефти – триаса и мела. Триасовая нефтяная система включает в себя нефтематеринские породы Аманос сланец, Курчайн – доломит, Муласс и Сэржело формациях. Коллекторами являются являются триасовые и меловые карбонатные породы. Эта система активно генерирует нефть с конца мелового периода, и жидкого газа и газового конденсата в неогеновое время. Вторая система нефтей связана с поздне меловый временем-Шираниш свита (и их эквивалент мергели Пальмира), генерация была получен с конца мелового периода в сланцах и битуминозных мергелей. Коллекторами были

меловые и третичные карбонатные породы. Нефть производилась во время неогенового периода.

Ключевые слова: Сирия, Пальмира, месторождений, накопления, карбонатные породы, углеводородов, геохимические, породы, Формация, нефтегазовые, триас, мел

ACCUMULATION OF HYDROCARBONS IN SEDIMENTS PALMIRA BASIN THE RESULTS OF GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL RESEARCH AND GEOHIMICHEKIH

Ahmed Alhaloum A., post-graduate student, Kuban State University, 149 Stavropolkaya st., Krasnodar, 350040, Krasnodar region, Russian Federation, e-mail: malak198525@yahoo.com

A geochemical study of Palmyra Basin rocks give a positive result in terms of the hydrocarbon potential of the sedimentary complex. Hydrocarbon education in Syria were in the two oil systems – the Triassic and Cretaceous. Triassic Oil system includes oil shale source rocks Amanos, Kurchayn-dolomite and Mulass Serzhelo formations. Collectors are Triassic and Cretaceous carbonate rocks. This system actively produces oil from the late Cretaceous period, and liquid gas and gas condensate in the Neogene period. The second system is connected with the oil pozdнемеловый time-Shiranish Formation (and their equivalent marl Palmyra), the generation was produced from the late Cretaceous shales and bituminous marl. Collectors were Cretaceous and Tertiary carbonate rocks. Oil was produced during the Neogene period.

Keywords: Syria, Palmyra, deposits, savings, carbonate rocks, hydrocarbon geochemical, rock, formations, oil and gas, Triassic, Cretaceous

Полуострове, который в геологическом прошлом был частью материка Гондваны. В девонский период началось формирование прогиба Пальмира, связанное с герцинской тектонической фазой складчатости. Зона прогибания располагалась в центре северной части Арабской плиты [7].

Нефтегазовые комплексы осадочного бассейна Пальмира лучше всего охарактеризованы по площади Хаян, которая приурочена к одноименному блоку, расположенному в центральной части осадочного бассейна Пальмира.

По геологическому разрезу нефтегазовые продуктивные горизонты соответствуют трем отделам триасовых отложений (формаций Аманаус – сланец, Курчайн – Доломит, Бутмах) и двум отделам меловых отложений (формации Сухна и Шираниш).

К нефтегазопроизводящим отложениям триаса относится формация Аманос Шале, которая представлена черными аргиллитами, известковистыми и глинистыми сланцами морского генезиса со средним содержанием органического вещества (Сорг) до 8–9 %, с максимальным содержанием Сорг. равным 20 %.

Основные коллекторы триаса представлены формацией Курчайн – Доломит сложенной чередованием темно – серых доломитов, аргиллитов и известняков, и в тоже время имеющей прослой черных аргиллитов со средним содержанием Сорг, равным 2 %. В основании формации Бутмах содержится несколько мощных пластов толщиной около 6-8 м ангидритов и аргиллитов, имеющих содержание Сорг до 2 %.

Юрские образования – формации Харамум не содержат нефтегазоматеринских пород и выступают как покрывающие триасовым коллекторам.

В меловых отложениях выделено два уровня нефтегазоматеринских пород, формации Сухна и Шираниш.

Последние открытия в блоке Хаян месторождений (Жихар, Жазаль и Мазрур) указывают, что основными нефтематеринскими отложениями являются породы формации Курчайн – Доломит. По представлениям авторов Jamal M., Vizga Y. и Caron C. (2000г.) потенциал нефтематеринских пород не так высок [3] по сопоставлению с запасами нефти в открытых залежах. Потенциал нефтематеринских пород измеряется водородным индексом HI или величиной генетического потенциала S1+S2 по данным пиролитического метода, полученного при исследовании нефти из пород Месопотамского прогиба, северо-восточной Сирии в бассейне Пальмира, и центральной части Сирии [2].

В зоне прогибания грабена Ефрата, верхнемеловой формации Сухна происходило формирования нефтенгазоматеринских пород серии Рмах шерт и Арак мергель, сложенных черными, битуминозными, известковыми и кремнистыми аргиллитами морского генезиса, с содержанием Сорг до 8,6 %, а в формации Шираниш (маастрихт) содержание в породах Сорг увеличивается до 14,3 %.

От палеоцена до эоцена нефтегазоматеринские породы в северной и центральной Пальмира формации Джадала формировались в морских условиях и представлены карбонатными породами и аргиллитами, с содержанием Сорг до 4% в районе Евфрата. По – видимому, по аналогии, данных района Евфрата, осадки палеоцен – эоцена бассейна Пальмира также могут быть потенциальным источником углеводородов. Однако, они в основном залегают не глубоко, и вероятно, содержат незрелые углеводороды нефти в мелких залежах. Формирование жидких углеводородов (главная зона нефтеобразования) фиксируется с глубин 2000–2100 м до 3000 м, в зависимости от теплового режима территории, с величинами пластовых температур начала генерации жидких углеводородов (t° 435–450 °С температурного градиента) [5].

Потенциальными источниками углеводородов в бассейне Пальмира также рассматриваются каменноугольные отложения формации Маркада, которые доказаны как нефтепроизводящие породы в районе Евфрата. Формация Маркада содержит газоносные битуминозные сланцы, которые прошли через зоны «нефтяного окна» с образованием газоконденсата в начале мелового периода. Каменноугольные сланцы и глинистые сланцы формации Маркада в бассейне Пальмира также указывают на повышенное содержание органического вещества сапропелевого происхождения. Темные сланцы были классифицированы как средние и хорошие нефтематеринские породы, достигшие только газовой и конденсатной фазы образования углеводородов под воздействием теплового режима недр.

Ранее сформированные породы силура формации Танф включают в себя темные частично силицитовые аргиллиты морского генезиса. Они соответствуют по качеству и генезису породам, с наличием источников углеводородов, аналогичных в Омане, Саудовской Аравии и Южном Иране. По аналогии некоторые авторы считают, что формация Танф может быть потенциальным источником углеводородов в районе Хаян [4].

Основные нефтематеринские породы встречены в доломитовых образованиях формаций Аманос – сланец, Шале, Курчайн, Муласс и Сэржело, коллекторы в которых представлены карбонатными породами триаса и мела.

Нефтепроизводящая система этих формаций активно генерирует жидкие углеводороды с конца мелового периода, которая затем в течение неогена сменилась генерацией жидкого газоконденсата. Формация Аманос шале раннего триаса сложена сланцами, известковыми-глинисто-илистыми доломитами с редкими прослоями известняков и песчаников. Сланцы и доломитовые сланцы богаты органическим веществом. Среднетриасовые породы формации Курчайн – доломиты включают в себя прослойки сланцев и аргиллитов с различными пластами доломита. Они представляют собой региональный источник углеводородов, поскольку богаты органическим веществом почти по всей территории.

Имеются различные точки зрения на нефтегазогенерационный потенциал области Пальмира, не всегда положительный, и это надо учитывать. В северо-восточной части области Пальмира в месторождения углеводороды поступают из формации Аманос Шале, являющейся главным источником углеводородов. По результатам углеродно-изотопного и биомаркерного анализов из пород среднего триаса показали на генетическую общность некоторых углеводородов (по хемофоссилиям) формации Аманос – Шале, они генетически связаны со сланцами формаций Аманос и доломитовыми образованиями Курчайн [1].

В результате геохимического изучения отложений в районе Хаян в центральной части бассейна Пальмира, был сделан вывод, что отложения верхнего мела изученного прогиба Пальмира, очень богаты органическими веществами, но в основном расположенных в невыгодных условиях так как не вошли в главную зону генерации жидких углеводородов, и сейчас находятся в зоне гипергенеза, в условиях невыгодных для генерации углеводородов. Возможно, нефтегазоматеринские породы, погрузились на глубины более 2000 м, и находятся глубже, на юге бассейна Пальмира, в прогибе Адавв, где они могли бы иметь положительный потенциал для производства углеводородов. Рассеянное органическое вещество триасовых и более древних отложений, представлено сапропелевым типом ОВ хорошего качества исходного нефтегенерационного материала, но, к сожалению, его содержание в породах формации Бутмах значительно меньше, т.е. породы обеднены ОВ по сравнению с каменноугольными отложениями формации Маркада, так как имеют характеристики, с низким нефтегенерационным потенциалом углеводородов [6].

На площади Хаян в бассейне Пальмира накопленные углеводороды представлены четырьмя мегациклами образования углеводородов (А, В, С, D). Породы с кажущимся сопротивлением 20 Ом/м является типичным для этих отложений, и представляет собой пороговое значение между незрелыми и зрелыми нефтегазоматеринскими породами.

Первый «мегацикл А» составляют породы формации Аманос Шале (раннего триаса), и нижней части формации Курчайн – Доломит (среднего триаса) вырабатывающих газ и конденсат.

«Мегацикл Б» относятся к формированию конденсатов и нефтегазовых залежей. Нефтяные коллекторы D1 и нижняя часть C2 Курчайн представляют собой доломитовые образования. Средняя и верхняя часть коллектора C2 являются газоконденсатными.

По данным авторов Vulama и Špiljak Vulama (2007) [8] геохимический анализ карбонатных пород формации Курчайн – Доломит по месторождениям (Жихар и Жазаль) в центральных участках бассейна Пальмира, не дал однозначного результата, так как при интерпретации геохимических данных, вызванной из-за загрязнения образцов пород маслами с добавленными химикатами.

Соотношение геохимических и геофизических параметров по каротажным диаграммам помогает сделать выводы о качестве и генерационных показателях для пород формации Курчайн – Доломит как источников углеводородов. Авторы Vulama и Špiljak Vulama (2007) [8] выяснили, что образование углеводорода представляет собой такой же процесс осадконакопления, как и исходный породный коллектор. Зрелые источники углеводородов были определены по лигнита – отражающей способности витринита, и по корреляции петрофизических и геохимических параметров. Формирование пород с кажущимся сопротивлением 20 Ом/м является типичным для этой области, и представляет собой пороговое значение между незрелыми и зрелыми нефтегазоматеринскими породами.

Интенсивная тектоническая деятельность, связана с повышенным тепловым потоком и подходящим температурным потенциалом, в породах порождает зрелость УВ, образовавшихся в зоне тектонического разрыва, как в благоприятных нефтегазоматеринских толщах. Отмечено, что в некоторых районах, практически не зафиксировано наличие процессов миграции УВ, или они находятся на коротком расстоянии от источников УВ. Зрелые УВ в интервале генерационной зоны формации Курчайн – Доломит на месторождении Жихар находятся в интервале от 70 до > 150 м мегацикла D2/2 верхнего триаса.

Зоны, которые подвергались сильной тектонической переработке, находятся в благоприятных условиях для накопления УВ, благодаря наличию структур, где сформированы ловушки, которые могут аккумулировать образовавшиеся углеводороды, из двух источников. Одним из них являются породы формации Курчайн – Доломит, и второй транзитный, расположенный глубже из битуминозных сланцев формации Аманос.

По личному сообщению исследователей Michels и Malartre, ими предложены модели образования углеводородов согласно стратиграфической последовательности для триаса и формации Маркада каменноугольного возраста, основанные на анализе пород района Хаян:

1) в нефтяной системе (месторождения Рмах Черт, Джадала). Геохимический анализ пород приводит к выводу, что тяжелая нефть в коллекторах Джадала получена из меловых пород. Залежи Рмах Черт – Джадала формировались в условиях интенсивного температурного режима, по данным исследования керогена, с входом пород в «нефтяное окно» или зоны газонефтеобразования, и с угасанием на участке месторождения Жихар, в бассейне Пальмира и они рассматриваются как активный источник углеводородов;

2) в нефтяной системе Курчайн – Доломит. Углеводородные биомаркеры показывают, что формация Курчайн – Доломит содержит активные источники углеводородов из различных триасовых субфаций, которые распределены неравномерно, и значительно различаются своим геохимическим составом УВ;

3) система формаций Курчайн – Доломит, Аманос нефтяных песков в нескольких скважинах месторождения Жихар: формации Курчайн – Доломит является коллектором для углеводорода из пермской формации Аманос – песок, предполагается, что углеводороды могли мигрировать по трещинам из подстилающих отложений нефтяной системы триаса в стратиграфических ранних бассейнов, несмотря на наличие сланцевой региональной покрывки в формации Аманос – песок. Появление углеводородов в формации Аманос – песок в месторождении Жихар, вероятно, ограничены местными структурными условиями. Нефть мигрировала в формацию Курчайн – Доломит из песчаных фаций формации Маркада. Аналогично коллекторы формации Аманос –

песок, насыщались углеводородами в связи с миграцией. Тем не менее, наоборот к Аманос-Песок, песчаные фации формации Маркада не имели хороших коллекторов, чтобы накопить значительное количество углеводородов.

4) система нефтяных формаций Курчайн – Доломит, Маркада в бассейне Пальмира очень разнообразна. Из нефтематеринских пород формации Курчайн-Доломит нефть мигрирует в резервуары формации Маркады и в многослойную систему коллекторов формации Курчайн. Разделение коллекторов в многослойном разрезе триаса идет между сланцевыми породами, которые являются флюидоупорами.

Другими авторами Barić и Smoljanović (2007) рассмотрены геохимические анализы месторождения Жихар, где они обнаружили, что среднетриасовые материнские породы имеют тонкие прослои сланцев в резервуаре пород Курчайн – Доломит, с ограниченным нефтематеринским потенциалом. Относительно низкий углеводородный потенциал ($S_2 < 4,66$ мг УВ / г породы) является результатом формирования карбонатных и галогенных литофаций.

Авторы Barić и Smoljanović (2007) пришли к выводу, что углеводороды в резервуаре пород района Хаян имеют вторичную миграцию из палеозойских отложений, полученную из формации Маркада (каменноугольных отложений) и формации Танф (силурийского возраста). Они пришли к выводу, что по геохимическим данным источниками углеводородов более вероятно являются морские сланцы формации Маркада и более древние пелитовые осадки формации Танф.

В бассейне Пальмира количественным анализом УВ является 555–650, макс. Уровень 850 мгНС / г (незрелых материнских пород в этой области). Также другие геохимические параметры поддерживать высокий потенциал генерации. Кроме того, мы не можем согласиться о существовании только тонкослойных исходных пород. Интерпретация ГИС и корреляция геохимических анализов Vulama и Špiljak Vulama (2007) [8] доказали, что мощные слои осадочных толщ в D2/2 резервуара Курчайн-Доломит формировались с общей мощностью > 150 м зрелых нефтегазоматеринских пород.

По личному сообщению исследователей Michelis и Malalre, ими определены породы свиты Курчайн Доломит по данным Рок-Eval из скважины Пальмиры – 1. Данные пород формации Маркада по данным Рок-Eval указывают на формирование газа и подверженных незрелых углеводородов, переходящих к высокой степени зрелых исходных породах ($P_o = 1,31-1,54$ %, $TAI = 3 - 3 + TOC = 0,82-1,07$ %). Относительно формации Танф, породы которой расположены глубоко в этом районе, поэтому они должны иметь более зрелые углеводороды. И что еще более важно, что при бурении в центральной части бассейна Пальмира, по данным рок-Eval не получено никакой информации о начальном нефтяном потенциале формирования углеводородов. Только в одной скважине, пробуренной в разрезе формации Танф, около 45 км юго-восток от месторождения Жихар, в южных Пальмира. По вторичному заключению Barić и Smoljanović (2007 г.), о миграции углеводородов, в пластовых породах блока Хаян не подтверждено геохимическими (Rock-Eval) аналитическими данными. Они только предположили, что основные региональные нефтегазоматеринские породы, представлены морскими сланцами сформированными в месторождениях формаций Маркада и Танф. Разрез формации Маркада был вскрыт только в нескольких скважинах, и оба резервуара имели мощный источник углеводородов, но низкого и среднего качест-

ва, и эти исследования не дали достаточно подробных геохимических характеристик нефтегазоматеринских пород.

Геохимические анализы триасовых отложений по стратиграфической последовательности в месторождениях Жихар, Пальмира и Аль Махир хорошо определены по данным генерирующего потенциала, и они находятся в тепловом режиме нефтегенерирующей фазы, согласующимися с данными керогена II–III и I типов

Наилучшие результаты анализов по Сорг. имеют месторождения Жихар и Пальмира, низкий потенциал отмечен в месторождении Аль–Махир.

При сопоставлении резервов бассейна Пальмира с месторождениями Ирака и Ирана выделены единые уровни – трассирующих реперов (TR) нефтегенерационных пород и пород – коллекторов, что дает основание для регионального распространения коллекторов с углеводородом по всему Арабскому региону.

5. Предварительная корреляция между мегациклами Пальмира и более широкой области в Ираке и Иране.

TR10, представляет собой сланцевый слой в основании формации Аманос сланец.

TR20, коррелируется с основанием доломита слоя в Аманос сланец.

TR30, представляет собой доломит слой в сланцах в Аманос сланцевой формации.

TR40, коррелируется с карбонатным слоем на основе D2 / 2.

TR50, возможно, идентифицированы в качестве слоя известняка в верхней части D2 / 2, и, как полагают, возможно соли.

TR60, может представлять собой первый слой, карбонатных пород после D2 соли в Курчай-Доломит.

TR70, коррелируется с карбонатными слоями над галогенами свиты Курчайн Ангидрит, что откроет формацию Алан/Мусс следующих обломочных отложений Адайах

TR80, норий карбонатный слой на в основании пород юры.

По данным исследования керогена в породах формации Курчайн – Доломит выделяются три типа УВ, месторождений нефти Жихар и Мазрур, сформированных при t° 435 – 450 $^{\circ}$ C . По коэффициенту витринита Ro(%) в месторождениях Жихар, Мазрур, Жазаль газовые углеводороды генерируются на глубинах 2500-3000 м.

В целом геохимические исследования пород бассейна Пальмира дают положительный результат с точки зрения нефтегазогенерационного потенциала осадочного комплекса.

Углеводородные образования в Сирии оказались в двух системах нефти – триаса и мела.

Триасовая нефтяная система включает в себя нефтематеринские породы Аманос сланец, Курчайн – доломит, Муласс и Сэржело формациях. Коллекторами являются являются триасовые и меловые карбонатные породы. Эта система активно генерирует нефть с конца мелового периода, и жидкого газа и газового конденсата в неогеновое время.

Вторая система нефтей связана с позднемеловыми временем – Шираниш свита (и их эквивалент мергели Пальмира), генерация была получен с конца мелового периода в сланцах и битуминозных мергелей. Коллекторами были меловые и третичные карбонатные породы. Нефть производилась во время неогенового периода.

Список литературы

1. Blanchard D. C. petroleum system in search of a reservoir References / D. C. Blanchard, H. J. Dembicki & G. D. Wallace. – Syria, Palmyride region, 1995. – 1199 p.
2. Brew G. Tectonic map and geologic evolution of Syria: The role of GIS The Leading Edge / G. Brew, M. Barazangi, T. Sawaf, K. Al-Maleh. – Syria, 2000. – Pp. 176–182.
3. Jamal M., Caron C. Paleogeography and hydrocarbon habitat of the Triassic series in Syria. C.R. Acad. Sci., Science de la Terre et des planetes Earth and Planetary Sciences / M. Jamal., Y. Bizra. and C. Caron –Paris, 2000. – Pp. 133–139.
4. LUČIĆ D. Lithostratigraphical and petrographical Guidebook of the typical facies in the wider area of the Hayan Block Palmyrides Syria / D. LUČIĆ. – Damascus. – Pp. 20–47.
5. LUČIĆ D. Depositional environment of the Triassic Carbonate Evaporitic «Magacycles» in the Central Palmyrides / D. LUČIĆ., G. FORŠEK, J. BUBNIĆ. and S. MARETIĆ. – Syria, Abu Dhabi, 2004.
6. Metwalli H. M. Petroleum-Bearing Formations in northeastern Syria and northern / H. M. Metwalli, G. Philip and M. M. Moussly. – Iraq, 1974. – Pp. 1781–1796.
7. Saleh J. F. Late Cretaceous to Palaeogene thin-skinned tectonics of the Palmyrides belt Syria Tectonophysics / J. F. Saleh and M. Seguret. – Syria, 1994. – Pp. 265–290.
8. Vulama I. Source Rock Potential and Maturity Characteristics of Kurrachine Dolomite Formation of Central Palmyrides Evaluated From Correlation and Calibration of Well Logs and Geochemical Analyses / I. Vulama, Š. Vulama // 4th International oil and gas conference, Zadar, Oral presentation, Proceedings and Poster Section. – Syria, 2007. – Pp. 127.

References

1. Blanchard D. C. Dembicki H. J. & Wallace G. D. *A Petroleum System in Search of a reservoir*, Syria, Palmyride region, 1995. 1199 p.
2. Brew G., Barazangi M., Sawaf T., Al-Maleh K. *Tectonic map and geologic evolution of Syria: The role of GIS The Leading Edge*, Syria, 2000, pp. 176–182.
3. Jamal M., Bizra Y. & Caron C. *Paleogeography and hydrocarbon habitat of the Triassic series in Syria. C.R. Acad. Sci., Science de la Terre et des planetes Earth and Planetary Sciences*, Paris, 2000, pp. 133–139.
4. LUČIĆ D. *Lithostratigraphical and petrographical Guidebook of the typical facies in the wider area of the Hayan Block Palmyrides*, Damascus, pp. 20–47.
5. LUČIĆ D., FORŠEK G., BUBNIĆ J. & MARETIĆ S. *Depositional environment of the Triassic Carbonate Evaporitic «Magacycles» in the Central Palmyrides*, Syria, Abu Dhabi, 2004.
6. Metwalli H. M., Philip G. & Moussly M. M. *Petroleum-Bearing Formations in northeastern Syria and northern, Iraq*, 1974, pp. 1781–1796.
7. Saleh J. F. & Seguret M. *Late Cretaceous to Palaeogene thin-skinned tectonics of the Palmyrides belt Syria Tectonophysics*. Syria, 1994, pp. 265–290.
8. Vulama I, Vulama Š. *Vulama Source Rock Potential and Maturity Characteristics of Kurrachine Dolomite Formation of Central Palmyrides Evaluated From Correlation and Calibration of Well Logs and Geochemical Analyses. 4th International oil and gas conference, Zadar, Oral presentation, Proceedings and Poster Section*, Syria, 2007, pp. 127.

**ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ
ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА 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: geologi2007@yandex.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