



УДК 553.98(569.1)

НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОМПЛЕКСЫ ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА ПАЛЬМИРА (СИРИЯ)



OIL AND GAS COMPLEXES OF SEDIMENTARY PALMYR POOL (SYRIA)

Ал Халум Ахмед

аспирант,

Кубанский государственный университет

malak198525@yahoo.com

Al Halum Ahmed

Graduate student (PhD),

Kuban State University

malak198525@yahoo.com

Аннотация. Бассейн Пальмира расположен на Аравийском 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.

Ключевые слова: нефтегазовые комплексы осадочного бассейна Пальмира; Основные карбонатные коллекторы триаса; диаграмма центральных участков бассейна Пальмира; нефтегазогенерационный потенциал бассейна Пальмира.

Annotation. The Palmyra Basin is located on the Arabian Peninsula, which in the geological past was part of the mainland of Gondwana. In the Devonian period, the formation of the Palmyra Trough began, associated with the Hercynian tectonic folding phase. The deflection zone was located in the center of the northern part of the Arabian plate.

Keywords: oil and gas complexes of the sedimentary basin of Palmyra; The main carbonate reservoirs of the Triassic; diagram of the central sections of the Palmyra Basin; oil and gas potential of the Palmyra basin.

Нефтегазовые комплексы осадочного бассейна Пальмира можно охарактеризовать по площади Хаян, которая приурочена к блоку Хаян, расположенному в центральной части осадочного бассейна Пальмира. По разрезу нефтегазовые продуктивные горизонты соответствуют трем отделам триасовых отложений (формаций Аманаус-сланец, Курчайн-Доломит, Бутмах) и двум отделам меловых отложений (формации Сухна и Шираниш) (рис. 1).

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

Основные карбонатные 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 % на породу. Основание формации Бутмах содержит несколько мощных пластов толщиной около 6–8 м ангидритов и аргиллитов с Сорг до 2 %. В меловых отложениях выделено два уровня нефтегазоматеринских пород формаций Сухна и Шираниш.

Последние открытия в блоке Хаян месторождений (Жихар, Жазаль и Мазрур) указывают, что основными нефтематеринскими отложениями являются породы формации Курчайн-Доломит.

По некоторым представлениям потенциал нефтематеринских пород не так высок по сопоставлению запасов нефти в открытых залежах. Потенциал нефтематеринских пород измеряется водородным индексом Н_И или величиной генетического потенциала S₁+S₂ по данным пиролитического метода, полученного при исследовании нефти из пород Месопотамского прогиба, северо – восточной Сирии в бассейне Пальмира, в центральной части страны (2). Вскрыты триасовые нефтематеринские породы формации Курчайн-Доломит, залежи подстилаются нижележащими солями среднего девона, и перекрыты солями формации Курчайн-Ангидрит.

В зоне прогибания грабена Ефрата формации Сухна проходило формирования свит Рмах шерт и Арак Марль, сложенных черными породами, битуминозными, известковыми, кремнистыми аргиллитами морского генезиса, с содержанием Сорг до 8,6 %, а в формации Шираниш 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 % близкими к району Евфрата. По-видимому, по аналогии, данных района Евфрата, осадки палеоцен-эоцена в бассейне 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 для начала генерации жидких углеводородов (t° – 435–450 °С температурного градиента).

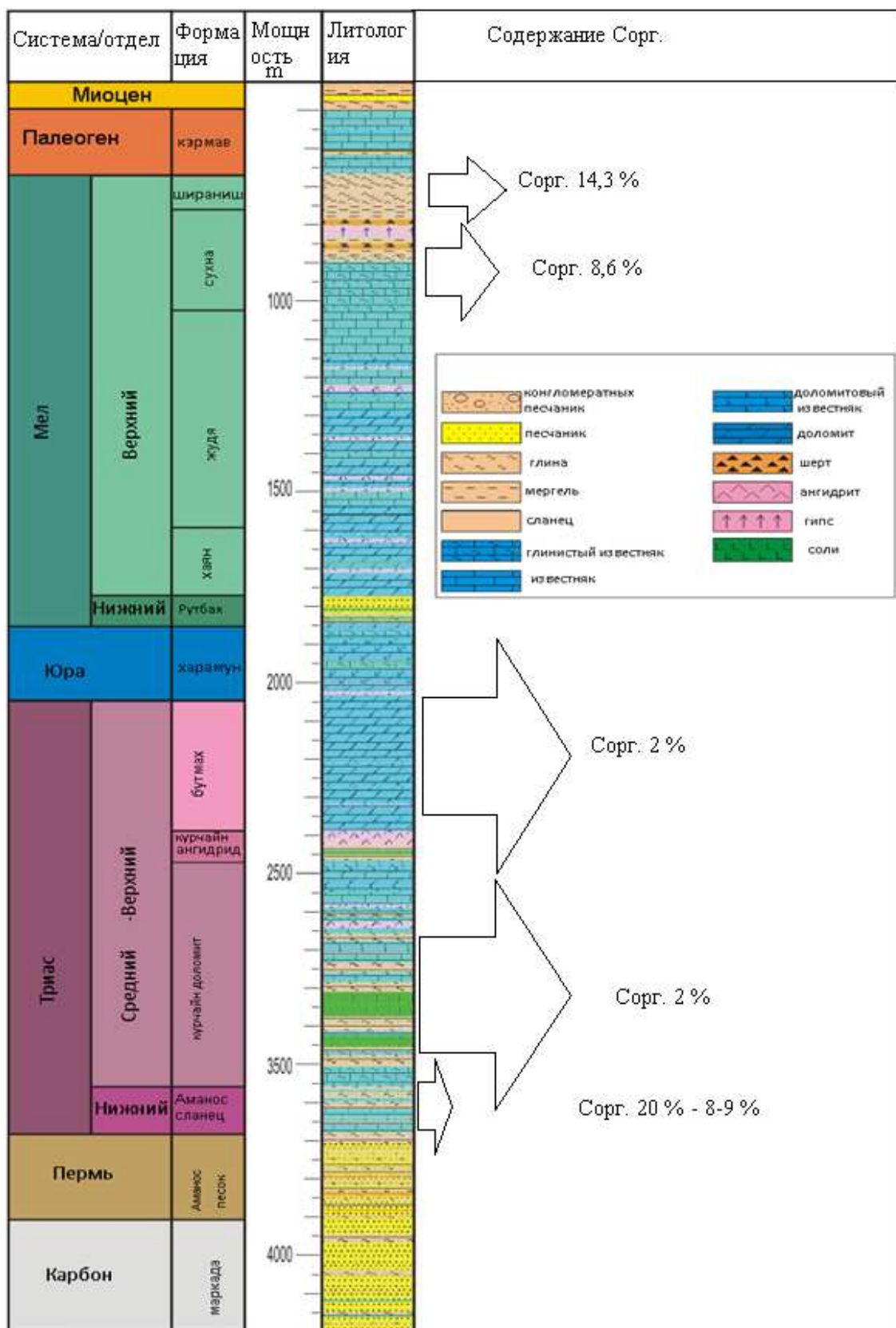


Рисунок 1 – Распределение и содержание органического вещества в нефтегазоматеринских отложениях триаса и мела, в районе блока Хаян [1, 4]

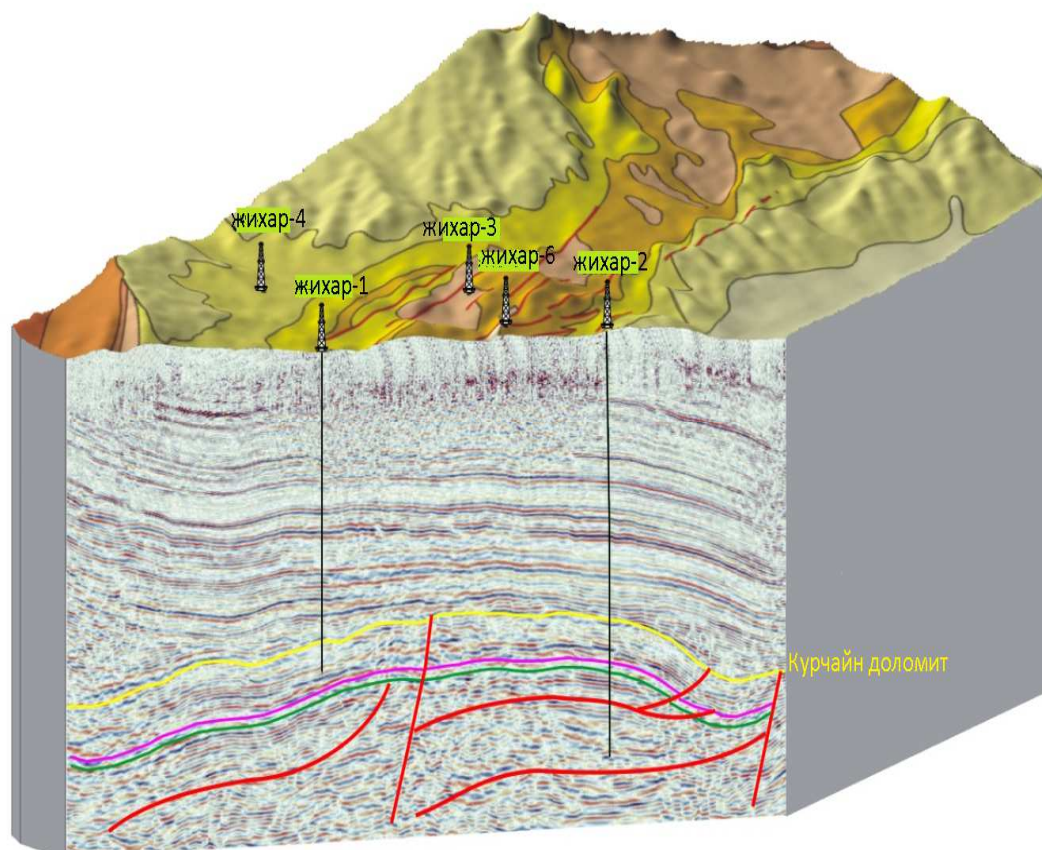


Рисунок 2 – Блок-диаграмма центральных участков бассейна Пальмира, со скважинами (месторождения Жихар), вскрывшими триасовые нефтематеринские породы формации Курчайн-Доломит залежи подстилаются нижележащими солями среднего девона, и перекрыты солями формации Курчайн-Ангидрит [1]

Потенциальными источниками углеводородов в бассейне Пальмира также рассматриваются каменноугольные отложения формации Маркада, которые являются нефтепроизводящими в районе Евфрата. Формация Маркада содержит газоносные битуминозные сланцы, которые прошли через зоны «нефтяного окна» и образования 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 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 источников углеводородов, аналогичных в Омане, Саудовской Аравии и Южном Иране. По аналогии сопоставления с ними, некоторые авторы считают, что формация Танф может быть потенциальным источником углеводородов в районе Хаян [1].

Нефтяные залежи и нефте-газоматеринские отложения по всей Сирии находятся под Алеппской платформой, за исключением мелких деталей как полагают ранние исследователи [2].

Нефтематеринские породы встречены в доломитовых образованиях формаций Аманос-сланец, Шале, Курчайн, Муласс и Сэржело, коллекторы 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-глинистыми доломитами с редкими прослойками 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. Система вторичных нефтей встречена в верхнемеловой формации Шираниш, которые образованы в битуминозных сланцах и мергелях мелового возраста. Коллекторы, насыщенные углеводородами в подземных водах и в карбонатных породах мел-палеогена и, являлись путями транспортировки углеводородов в верхние горизонты и с формированием залежей нефти в течение неогена.



Имеются различные точки зрения на нефтегазогенерационный потенциал бассейна Пальмира, не всегда положительный, и это надо учитывать. В северо-восточной части бассейна Пальмира в месторождения углеводороды поступают из формации Аманос Шале, являющейся главным источником углеводородов. Наконец, результаты углеродно – изотопного и биомаркерные анализы из пород среднего триаса показали на генетическую общность некоторых углеводородов (хемофоссилий) формации Аманос-Шале (генетически связаны) со сланцами формаций Аманос и доломитовыми образованиями Курчайн. В результате геохимического изучения отложений в районе Хаян в центральной части бассейна Пальмира, был сделан вывод, что отложения верхнего мела изученной области, очень богаты органическими веществами, но в основном расположенных в невыгодных условиях так как не вошли в главную зону генерации жидких УВ, и сейчас находятся в зоне гипергенеза для генерации углеводородов. Возможно, те же породы (погрузились на глубины более 2000 м) находятся глубже, к югу от изученной района в Адавв, где они могли бы иметь потенциал для производства углеводородов. Рассеянное органическое вещество триасовых и более древних отложений, возможно представлено сапропелевым типом ОВ хорошего качества для исходного нефтегенерационного материала, но к сожалению его содержание в породах значительно меньше, т.е. породы обеднены ОВ по сравнению с каменноугольными отложениями формации Маркада, так как имеют низкие характеристики нефтегенерационного потенциала [3].

Наилучшие результаты анализов по Сорг. Имеют месторождения Жихар и Пальмира, низкий потенциал отмечен в месторождении Аль-махир. При сопоставлении резервуаров 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 углеводородов по всему Аравийскому региону.

Литература

1. Jamal M., Bizra Y. and Caron C. Paleogeography and Hydrocarbon habitat of the Triassic series in Syria. C.R. Acad. Sci. Paris, Sciences de la Terre et des planets / M. Jamal, Y. Bizra, C. Caron // Earth and Planetary Sciences, 2000. – Paris. – Vol. 331(2000) – P. 133–139.
2. Wilson M., and Guiraud R. Late Permian to Recent magmatic Activity on the African-Arabian margin of Tethys / M. Wilson, R. Guiraud. – D.S. 1998. – P. 33–56.
3. Metwalli H.M., Philip G. & Moussly M.M. Petroleum-Bearing Formations in northeastern Syria and northern Iraq / H.M. Metwalli, G. Philip, M.M. Moussly // AAPG. – 1974. – Vol. 58. – № 9. – P. 1781–1796.
4. Ал Халум А.А. Палеогеография области Пальмира (Сирия) // Геология. Геология в развивающемся мире. – 2016. – № 1. – С. 7–10.

References

1. Jamal M., Bizra Y. and Caron C. Paleogeography and Hydrocarbon habitat of the Triassic series in Syria. C.R. Acad. Sci. Paris, Sciences de la Terre et des planets / M. Jamal, Y. Bizra, C. Caron // Earth and Planetary Sciences, 2000. – Paris. – Vol. 331(2000) – P. 133–139.
2. Wilson M., and Guiraud R. Late Permian to Recent magmatic Activity on the African-Arabian margin of Tethys / M. Wilson, R. Guiraud. – D.S. 1998. – P. 33–56.
3. Metwalli H.M., Philip G. & Moussly M.M. Petroleum-Bearing Formations in northeastern Syria and northern Iraq / H.M. Metwalli, G. Philip, M.M. Moussly // AAPG. – 1974. – Vol. 58. – № 9. – P. 1781–1796.
4. Al Halum A.A. Paleogeography of Palmyra region (Syria) // Geology. Geology in the developing world. – 2016. – № 1. – P. 7–10.