РАЗДЕЛ VII. ГЕОЛОГИЯ

Нурсултанова С.Н.¹, Нурпейсов Е.Т.¹, Шестоперова Л.В.²

Геохимические особенности органического вещества и нефти юго-востока Прикаспийской впадины

¹Атырауский институт нефти и газа²ТОО КазНИГРИ

(Казахстан, Атырау)

doi: 10.18411/lj-10-2019-53

idsp: ljournal-10-2019-53

Аннотация

В данной работе систематизированы данные геохимической характеристики органического вещества пород палеозойского комплекса юго-востока Прикаспийской впадины.

В последние годы уделяется значительное внимание геохимическому прогнозированию типов залежей в подсоловом палеозойском комплексе отложений Прикаспийской впадины. Изучением состава углеводородных флюидов Прикаспийской впадины на основе геохимических исследований начали заниматься с 70-х годов прошлого столетия в связи с проблемой определения источника образования залежей в подсоловых и надсоловых отложениях.

Прикаспийская впадина представляет собой уникальный нефтегазоносный бассейн, заполненный метаморфизованными осадочными породами, обладающими огромными запасами углеводородов, сосредоточенными в подсоловом комплексе пород. Литологический состав пород крайне разнообразен, их стратиграфический диапазон – от среднего палеозоя до кайнозоя. В толще широко распространены ловушки нефти и газа различных типов и разнообразных форм.

Как известно, формирование генетического типа исходного органического вещества (ОВ) зависит в основном от геохимических условий накопления осадков, в связи с чем геохимические особенности пород нефтематеринских толщ Прикаспийской впадины рассматривались одновременно с их литолого-фациальными характеристиками.

Значительные геохимические исследования органического вещества и нефти надсоловых и подсоловых отложений проведены для юго-восточной части Прикаспийского нефтегазоносного бассейна, где открыты крупнейшие месторождения Тенгиз и Кашаган. Пластовые резервуары их связаны с карбонатными породами, преимущественно, каменноугольного возраста. Признаки нефти и газа, а также небольшие по запасам залежи нефти выявлены в терригенных отложениях нижнепермско-каменноугольного возраста на северо-западном борту Южно-Эмбинского поднятия. Среди них – месторождения Тортай, Равнинное, Елемес.

В юго-западной части Южно-Эмбинского мегавала открыто месторождение Толкын, притоки нефти получены на структурах Сазтобе, Бекбулат, где шельфовые карбонатные отложения нижней перми (P1a-ar), среднего-нижнего карбона (C₂-C_{1v}²) с глубоким стратиграфическим и азимутальным несогласием перекрыты юрскими и триасовыми отложениями. К северу и северо-западу карбонаты мелководной морской седиментации меняются на депрессионные глубоководные отложения. Соленосные отложения кунгура здесь полностью отсутствуют. Нижне-среднетриасовые отложения представлены аргиллитами, плотными глинами, песчаниками темно-коричневого цвета. Верхний триас сложен песками, песчаниками, алевролитами и глинами с преобладанием песчаных пород серого и светло-серого цвета. Максимальная вскрытая толщина триасовых отложений составляет 525 м. Юрская толща, где установлены

Наиболее древний из изученных образцов - порода верхнедевонского возраста из скважины П-1 Сев. Мынсуалмас из интервала 2861-2867м. Судя по графику зависимости HJ от $T_{max}^{\circ}C$, органическое вещество относится к смешанному II - III типам, что отвечает прибрежно-морскому, континентальному условиям образования (рис.2). По классу нефтематеринских пород, они относятся к числу «бедных». По данным витриниметрии, величина R_o пород на глубине 3,2 км достигает 1,01-1,04%, то есть они преобразованы до стадии катагенеза MK_3 .

Образцы из скважины Бекбулат,1 (интервал 4977-5471 м), представленные серыми аргиллитами визе-серпуховского возраста, содержат органическое вещество (ТОС) в количестве от 0,6 до 1,97%. По пиролитической характеристике, они относятся к типу III (гумусовому), накопившемуся в континентальным условиях, значение T_{max} изменяется от 453 до 464 $^{\circ}C$. Органическое вещество характеризуется невысоким генерационным потенциалом - параметр S_1 изменяется от 0,03 до 0,76; S_2 - от 0,14 до 0,81г УВ /100г. породы. Отношение $S_1 / S_1 + S_2$ (OPJ) колеблется в пределах 0,17-0,49. По остаточному генерационному потенциалу породы относятся к «средним» и «бедным», находятся в нижней части «нефтяного» окна. Образец аргиллита из серпуховских отложений, отобранный из скважины П-1 Сазтобе Южный (инт.4717-4724м), более обогащен органическим веществом, ТОС составляет 1,03%, индекс водорода (HJ) равен 159, $T_{max}^{\circ}C$ - 454, S_2 – 1,64г УВ /100г. породы. По всем пиролитическим показателям, органическое вещество пород обладает «хорошим» остаточным генерационным потенциалом, толща находится в конце «нефтяного окна».

Образцы из отложений среднего карбона изучены из скважин, пробуренных на северо-западном склоне Южно-Эмбинского поднятия: П-1 Эмбинская, П-17 Маткен, П-1 Карашунгул, Г-4 Айршагыл, Г-4,8,120 Елемес. Породы представляют собой аргиллиты и глинистые мергели. Величина нерастворимого остатка (Н.О) колеблется от 81,0 до 92,0%. Судя по графику зависимости HJ от $T_{max}^{\circ}C$, органическое вещество относится к смешанному II - III типам, что отвечает прибрежно-морскому и континентальному условиям образования. По классу нефтематеринских пород они относятся к числу «удовлетворительных» и «бедных», которые находятся в конце стадии нефтеобразования. Среди пород встречаются маломощные пропластки глин, обогащенных органическим веществом (ТОС), концентрация которого на площади Елемес достигает 7,77%, HJ - 241, а S_2 – 18,25 г УВ /100г [4]. По своей геохимической характеристике породы относятся к «хорошим» и «очень хорошим».

Рис. 2. График зависимости величин HJ и $T_{max}^{\circ}C$ для пород Южно-Эмбинского поднятия

Хорошие нефтематеринские свойства имеет порода ассельского возраста в разрезе скважины Г-1Сазтобе Восточная. В глинистом известняке из интервала 3976-3981 м нерастворимый остаток (НОП) равен 47,5%, в нем отмечено повышенное содержание хлороформного (46%) и спиртобензольного битумоида (46%). Обращает на себя внимание повышенный генерационный потенциал породы (S_2), достигающий 22 мгУВ/100г породы. Тип органического вещества - I. Нефтегенерационный потенциал ассельских отложений определялся по образцам месторождения Толкын. Исследованию подверглись глинистые мергели (НОП - до 88,0%), известковые мергели (НОП=25,5%), известняки. Из всех пород известняки обладают низким генерационным потенциалом и относятся к числу «бедных» и «очень бедных» пород. Остальные отложения характеризуются как «хорошие», «богатые». Содержание органического вещества в них (Сорг.) составляет 1,45-4,8%, коэффициент НЖ находится в пределах 225-596, параметр S_2 равен 3,6-16,4 мгУВ/100г. Породы находятся в средней и нижней стадиях нефтеобразования ($T_{\max}$ равен 438-451 °C). Тип органического вещества - смешанный (I – II), соответствующий гумусово-сапропелевому.

Глинистые и карбонатные мергели артинского возраста (НОП=40-74%) характеризуются как «удовлетворительные» и «плохие» («средние», «бедные»). Содержание Сорг. в них находится в пределах 0,5-1,8%, коэффициент НЖ варьирует от 46 до 153, параметр S_2 - от 0,84 до 2,41.

На северо-западном склоне Южно-Эмбинского поднятия артинские отложения сложены, преимущественно, грубообломочными образованиями. В разрезе встречаются мергели и глины, характеризующиеся «удовлетворительными» нефтематеринскими свойствами. Эти породы изучены в разрезах скважин Г-13 Кумшеты (4436-4441; 4479-4480м). В разрезах скважин Карашунгул П-2 и Маткен Г-17 породы содержат незначительное количество РОВ - до 0,5%. По своему фациально-генетическому типу оно относится к гумусовому (III) [4].

Образцы пород из верхнетриасовых отложений на месторождении Толкын исследованы из интервалов глубин 3413-3446м. Глины содержат органическое вещество в количестве 0,86-2,35%, коэффициент НЖ составляет 104-157мг УВ/г Сорг., параметр S_2 изменяется от 1,35 до 2,94 мг УВ/г породы. На рис.2 показано, что ОВ-II типа, степень катагенетической преобразованности пород соответствует стадии ПК-МК1 ($T_{\max}$ - 423-442°C). Это свидетельствует о нахождении пород в начальной стадии нефтеобразования.

Геохимические особенности среднеюрских отложений изучены по единичным образцам. Согласно пиролитическим параметрам, они относятся к нефтематеринским с «плохим» остаточным генерационным потенциалом. Толща находится в начальной стадии нефтеобразования.

Таким образом, в разрезе каменноугольно - среднеюрской толщи в юго-западной части Южно-Эмбинского поднятия выявлены породы, обладающие хорошим остаточным нефтегенерационным потенциалом, находящиеся на разных подстадиях зоны нефтеобразования. Вероятно, в них в настоящее время идут процессы эмиграции и первичной миграции углеводородов. Нефтяное месторождение Толкын, обладающее значительными промышленными запасами нефти и газа в артинских и ассельских отложениях, вероятно, образовалось на ранних стадиях формирования залежей за счет миграционного потока УВ с северо-запада из Южно-Эмбинского палеопргиба, служившего основным очагом генерации для месторождений Тенгиз, Кашаган, Бозашинской группы месторождений. В связи с этим, актуальным является изучение геологического строения палеозойской и мезозойской толщ западнее месторождения Толкын, поиск перспективных на нефть и газ структур.

1. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана в 3-томах, т. III под ред. Даукеева С.Ж. и др., г Алматы, 2002. 248 с.

-
2. Тиссо Б. Вельте Д. Образование и распространение нефти . Перевод с англ. А.И. Конюхова и др. Мир,1981. 501с.
 3. Чахмахчев В.А., Тихомирова В.И., Виноградова Т.Л. Термические методы изучения органического вещества в нефтегазопроисходительной геохимии.-М.: Изд-во ВИЭМС, 1989. 59с.
 4. Шестоперова Л.В., Ергалиев Б., Сейткалиева Г. Нефтематеринские отложения в подсоловом комплексе Прикаспийской впадины // Тр. ОНГК, вып.1. Прикаспийская впадина. Актуальные проблемы геологии и нефтегазоносности. Атырау, 2012. С.117-122.
-