

ISSN 1818-5169

АСТРАХАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ASTRAKHAN STATE UNIVERSITY

АТЫРАУСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
ATYRAU OIL AND GAS INSTITUTE

ВОРОНЕЖСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
VORONEJ STATE UNIVERSITY

КАЛМЫЦКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
KALMYK STATE UNIVERSITY

КУБАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
KUBAN STATE UNIVERSITY

РОСТОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ROSTOV STATE UNIVERSITY

САРАТОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
SARATOV STATE UNIVERSITY

МЕЖДУНАРОДНАЯ АКАДЕМИЯ МИНЕРАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ
INTERNATIONAL ACADEMY OF MINERAL RESOURCES

**ГЕОЛОГИЯ, ГЕОГРАФИЯ
И ГЛОБАЛЬНАЯ ЭНЕРГИЯ**

**GEOLOGY, GEOGRAPHY
AND GLOBAL ENERGY**

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL

№ 1 (28)

МЕЖДУНАРОДНЫЕ И ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
ОСВОЕНИЯ ПРИРОДНЫХ МИНЕРАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ
И ГЛОБАЛЬНОЙ ЭНЕРГИИ

INTERNATIONAL AND HOME TECHNOLOGIES
OF EXPLORATION OF NATURAL MINERAL RESOURCES AND GLOBAL ENERGY

МАТЕРИАЛЫ VII МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
MATERIALS OF THE VII INTERNATIONAL SCIENTIFIC PRACTICAL CONFERENCE

24–26 сентября 2008 г.
September 24–26, 2008



Издательский дом «Астраханский университет»
2008

гового) смятия горных пород, имеющие совершенно отличный от вышележащих толщ структурный план;

✓ подвижки по надвигам, носившие импульсивный, прерывистый характер. Наиболее заметными являлись предпалеогеновый, предмайкопский и предтортонский импульсы, когда территория испытывала осушение и происходил размыв накопившихся ранее отложений, в максимальной степени проявившийся во фронтальных частях аллохтонных структур;

✓ многие дислокации дна Азовского моря, активные в новейшее время, что подтверждается проявлением грязевого вулканизма, наличием в осадочном чехле тектонической брекчированности, АВПД, температурных и гидрогеохимических аномалий, приуроченностью к некоторым из них очагов местных землетрясений. Особенно это характерно для дислокаций южного прикладчатого борта Индоло-Кубанского прогиба.

Кайнозойская история развития внутриплитных структур бокового сжатия Азовского моря достаточно хорошо коррелируется с основными тектоническими событиями, происходящими в пределах Альпийского пояса, что указывает на общий характер этих причин, обусловленных, вероятно, причленением к Евразийскому континенту Аравийской плиты.

Работа выполнена при поддержке РФФИ, проект 08-05-00342-а.

Литература

1. *Исмагилов, Д. Ф.* Аллохтонные структуры Азовского моря / Д. Ф. Исмагилов, В. И. Попков, А. А. Терехов, Р. В. Шайнуров // Докл. АН СССР. – 1991. – Т. 313, № 4. – С. 792–795.
2. *Казанцев, Ю. В.* Структурная геология Крыма / Ю. В. Казанцев, Т. Т. Казанцева, М. Ю. Аржавитин и др. – Уфа : БНЦ УрО АН СССР, 1989. – 152 с.
3. *Попков, В. И.* Стресс-тектоника Скифской плиты / В. И. Попков // Тр. СевКав-ГТУ. Сер. Нефть и газ. – Ставрополь, 2001. – Вып. 4. – С. 17–29.
4. *Попович, С. В.* Развитие структур горизонтального сжатия в пределах акватории Азовского моря / С. В. Попович // Геология нефти и газа. – 1989. – № 1. – С. 22–25.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СРЕДНЕГО КАСПИЯ

Л.В. Шестоперова, О.С. Турков, А.П. Пронин

*ТОО «КазНИГРИ» (г. Атырау), ТОО «Меридиан Петролеум» (г. Алматы),
ТОО «Казкорреспеч» (г. Атырау)*

В настоящее время продолжается изучение перспектив нефтегазоносности структур, расположенных в Каспийском море. Как известно, в Российском секторе моря продуктивные горизонты выявлены на структурах им. Ю. Кочагина, «170 км», Ракушечное, Хвалынское, им. Филановского [1]. Согласно нефтегеологическому районированию, эти месторождения входят в состав Карпинско-Центрально-Мангистауской нефтегазоносной области. Формирование залежей, вероятно, происходило в результате миграции углеводородов из Терско-Каспийского прогиба по юрско-нижнемеловым коллекторам.

Месторождение им. Ю. Корчагина многопластовое: в аптских отложениях выявлены газовый и газоконденсатный горизонты, в неокомских и верх-

неюрских волжских – нефтегазоконденсатные залежи, в среднеюрских батских – газоконденсатная залежь. На структуре «170 км» нефтяные, газовые и конденсатные залежи связаны с верхнеюрской толщей. На Хвалынском месторождении нефтяной и газоконденсатные горизонты залегают в верхнеюрских и нижнемеловых барремских отложениях, на Ракушечном – залежь газа и конденсата приурочена к аптскому горизонту. Коллектором в верхнеюрских отложениях служат мелководно-морские карбонатно-глинистые породы оксфордского и киммеридж-волжского ярусов, а в других отложениях – песчаники и алевролиты.

В Казахском секторе Среднего Каспия в последние годы получена нефть из среднеюрских отложений на структурах Каламкас-Море и Хазарская. Залежи по типу пластовые. Месторождения расположены северозападнее Бузачинского поднятия, на юге солеродного Прикаспийского бассейна. В плане эта зона соответствует Южно-Эмбинскому палеозойскому палеопрогнбу, простирающемуся вдоль границы Прикаспийской впадины и Туранской плиты. Не исключено, что он служил очагом генерации УВ при формировании месторождений Каламкас-Море и Хазарское [2].

В 2006 г. на поднятии Курмангазы, расположенном севернее морских месторождений Ракушечное и др., на границе Прикаспийской впадины и Туранской плиты, пробурена поисковая скважина глубиной 2002 м. В тектоническом отношении Курмангазинское поднятие находится в пределах Карпинско-Центрально-Мангистауской системы поднятий и прогибов, выделяющихся в мезозойском комплексе. Скважина была заложена в наилучших структурных условиях, при бурении пройдены отложения триаса, юры, мела. Признаки нефти и газа в разрезе не отмечены, лишь в нижнемеловых отложениях, на границе со среднеюрскими и в верхних частях батских образований, в шламе обнаружены частички твердого битума.

Одна из причин отсутствия нефти и газа – плохие нефтематеринские свойства пород мезозоя и их слабое катагенетическое преобразование. Другая причина – отсутствие «питающей кухни», региональные потоки УВ в юрских и меловых коллекторах, направленные с юга на север, которые способствовали образованию залежей на структурах Хвалынская, Ракушечная и других, практически не достигли структуры Курмангазы. Аналогичные процессы могли происходить севернее этого поднятия – при миграции углеводородов из Южно-Эмбинского прогиба, в первую очередь, заполнялись ловушки на структурах, расположенных севернее курмангазинского поднятия.

Третья причина – отсутствие надежных покрышек в разрезе. Анализ формационной модели показал, что площадь Курмангазы расположена в пределах палеоподнятия, в центральной части которого, где пробурена скважина, наблюдается большое количество перерывов осадконакопления. Эти выводы хорошо согласуются с региональными литолого-палеогеографическими построениями. В среднеюрскую эпоху площадь Курмангазы располагалась на выступе суши, протягивающейся с востока от полуострова Бузачи. В раннем мелу она располагалась преимущественно на выступе мелководного открытого шельфа. Вследствие этого, в сводовой части палеоподнятия были уничтожены верхнемеловые и верхнеюрские флюидоупоры, а глинистые пачки в альбе, апте, неокоме, верхней и средней юре потеряли свои экранирующие свойства. Появление верхнемеловых флюидоупоров и пачек плотных глин в юре и неокоме прогнозируется на северной, южной и восточной перифериях поднятия, что подтверждается данными сейсмической интерпретации мате-

риалов, выполненных специалистами ЗАО «НПЦ «Геонефтегаз» (г. Москва). По их данным, на склонах поднятия в среднеюрской толще предполагается развитие песчаников фронтальной морской части дельты, в некоем и апте – песчаных тел подводных конусов выноса.

Мельчайшие образцы битума из скважины Курмангазы-1 исследованы геохимическими методами во ВНИГНИ под руководством доктора геолого-минералогических наук М.В. Дахновой. Исследования проводились на автоматизированном SR анализаторе американской фирмы Humble Instruments & Service (аналог Rock-Eval) методом объемного термического экстрагирования и пиролиза с использованием пламенно-ионизационного детектора (FID) при программированном нагреве навесок пород в диапазоне температур 300–600 °С в токе инертного газа. Сбор и предварительная обработка данных проводилась при помощи программного обеспечения Chem Station фирмы Hewlett Packard.

Как показал анализ, изученные фрагменты битума почти полностью состоят из органического углерода, содержание $C_{орг}$ равно 87,3–89,2 %. Примечательно, что они не содержат растворимых в хлороформе компонентов. При пиролизе этих высокоуглеродных частиц отмечены низкие значения параметров S_1 и S_2 (0,39–0,54 и 1,58–1,6 мг/г породы, соответственно), незначительный по величине индекс водорода ($H_I = 2,0$). Вероятно, битум является продуктом высокотемпературного преобразования нефтей, вертикально мигрировавших с больших глубин. Не исключено, что нафтиды асфальтенинового ряда мигрировали вместе с газом, но из-за отсутствия надежных покрышек в юрско-меловой толще легкие УВ рассеивались, а битум осаждался во вмещающей породе.

Исходя из полученных результатов, сводовая часть поднятия Курмангазы по юре-мелу является бесперспективной, возможно лишь существование небольших по размеру залежей легких нефтяных и газообразных углеводородов в прилегающих, более погруженных частях. Наиболее перспективная зона для поисков нефти в юрско-меловой толще расположена севернее поднятия Курмангазы.

Литература

1. **Бочкарев, В. А.** Прогноз фазового состояния углеводородов в залежах Самурско-Центрально-Каспийской системы и поднятий / В. А. Бочкарев, П. А. Карпов, Е. В. Сербина // Вопросы геологии и нефтегазоносности Прикаспия и шельфа Каспийского моря / ВолгоградНИПИМорнефть. – 2002. – Вып. 59. – С. 12–21.
2. **Куандыков, Б. М.** Геологическое строение и оценка углеводородного потенциала северо-восточного сегмента Каспийского моря (в пределах Казахстана) / Б. М. Куандыков, О. С. Турков, Л. В. Шестоперова // Геология регионов Каспийского и Аральского морей. – Алматы : Казахстанское геологическое общество «КазГео», 2004. – 472 с.