

ки. Разведанные запасы Таримского бассейна на 1998 г. составили около 0,5 млрд т в основном нефти. Палеогеографические реконструкции и геологическая ситуация показывают, что потенциальные ресурсы углеводородов Таримского бассейна не могут превышать ресурсов Прикаспийского бассейна. Вероятно, они в 2–3 раза ниже.

Шу-Сарысуйский нефтегазоносный бассейн расположен в центральной более устойчивой части раннепалеозойского Казахстанского континента. Чехол сформирован в шельфовых и континентальных условиях в позднем девоне – перми. При наличии соленосной покрывки образовались небольшие газовые месторождения.

Окраинно-континентальные части Казахстанского микроконтинента в карбоне – перми были активными с проявлением вулканизма, магматизма, складчатости, орогенеза и длительной эрозии. В связи с чем эти территории имеют незначительные перспективы нефтегазоносности.

Из мезозойских осадочных бассейнов Центральной Евразии наибольшим углеводородным потенциалом обладают Амударьинский и Северо-Кавказско-Мангистауский. Они также располагаются на пассивной окраине Восточно-Европейской плиты, имеют непрерывные разрезы мезозой-кайнозой, сложенные морскими терригенными и карбонатными осадками. В Амударьинском бассейне сформировалась надежная соляная покрывка.

Достаточно высоким углеводородным потенциалом при малых размерах обладают Южно-Торгайский и Ферганский осадочные бассейны. Они приурочены к региональному Таласо-Ферганско-Каратаускому сдвигу. Здесь в бассейнах типа пул – апарт, в аллювиально-озерных условиях в позднем триасе – юре сформировались глинистые образования с высоким содержанием сапропелевой органики. Имеются хорошие коллекторы и надежные покрывки.

При небольших размерах бассейнов углеводородный потенциал их достигает многих сотен миллионов тонн нефти.

Таким образом, анализ истории формирования осадочных, в первую очередь нефтегазоносных, бассейнов показал, что при их прогнозной оценке необходимо учитывать не столько современную геодинамическую обстановку, но и палеогеографические и палеогеодинамические условия их развития.

НЕФТЕМАТЕРИНСКИЕ ПОРОДЫ ПОДСОЛЕВОГО КОМПЛЕКСА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

А. П. Пронин, Л. В. Шестоперова
(ОАО «Казахстанкаспийшельф», КазНИГРИ)

В результате литолого-фациального анализа пород совместно с геохимическими исследованиями ОВ во вскрытом разрезе подсолевого комплекса выделены нефтематеринские отложения. Они характеризуются зональным и локальным распространением. Тип ОВ и его содержание зависят от фациальных условий осадконакопления.

Наилучшими нефтематеринскими свойствами обладают породы морского генезиса, являющиеся глубоководным аналогом шельфовых мелководных карбонатов. К их числу относятся породы башкирского, московского и ассельского ярусов. В них установлено повышенное содержание ОВ (2–7%), а суммарная величина остаточного нефтяного потенциала, по данным пиролиза (S_1+S_2), достигает 20 г/кг породы. Эти породы наиболее распространены по площади, но толщина их небольшая – 10–20 м.

Удовлетворительными генерационными свойствами обладают склоновые отложения карбонатных платформ каменноугольного и нижнепермского возраста, распространенные локально и имеющие толщину 200–300 м. В этих породах содержание ОВ зависит от количества глинистого материала – в более карбонатных разностях содержится небольшое количество органики.

Богатым генерационным потенциалом обладают породы среднего и верхнего девона в северной части Прикаспийской впадины на площади Карачаганак. Специалисты НВНИИГГ (г. Саратов) в разрезе франских отложений выявили аналоги доманикоидных фаций. Глинистые известняки и аргиллиты содержат органическое вещество в количестве 0,7–5,0%, а величина $S_1 + S_2$ превышает 10 г/кг. Кроме этого, имеются единичные сведения о хороших свойствах силурийских пород восточной бортовой зоны.

Таким образом, в Прикаспийской впадине часть нефтематеринских пород с хорошим генерационным потенциалом формировалась вблизи карбонатных платформ. Общий генерационный потенциал пород зависит от контуров и размеров карбонатных платформ.

РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ООО “ОРЕНБУРГГАЗПРОМ” В ПРИБОРТОВОЙ ЗОНЕ СЕВЕРО-ВОСТОКА ПРИКАСПИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

*С. М. Карнаухов, С. М. Побережский, М. А. Политыкина,
В. И. Днистрянский, А. М. Тюрин*
(ООО “Оренбурггазпром”, ООО “Волго-УралНИПИгаз”, Россия)

Комплекс ГРР, проводимых ООО “Оренбурггазпром” в прибортовой зоне северо-востока Прикаспийской синеклизы (участка, расположенного на территории России) в 1993–2000 гг., включает параметрическое, поисковое и разведочное бурение, региональную, поисковую и детальную сейсморазведку МОГТ в модификациях ШП, 2D и 3D, а также “легкие” методы исследований – площадную гравиметрию масштаба 1:25 000, низкочастотную акустическую разведку (АНЧАР), сейсмическую локацию бокового обзора (СЛБО), электроразведку ДНМЭ и газогеохимическую съемку.

Суммарный объем параметрического, поискового и разведочного бурения составил 48 922 пог. м. Бурение параметрических скважин 1 Каинсайская (глубина 6516 м), 1 Буранная (глубина 6506 м) и 1 Нагумановская (глубина 6007 м) закончено. Бурение параметрической скважины 1 Юж-