

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ СТРУКТУР И РАЗВЕДОЧНЫХ ПЛОЩАДЕЙ ТАДЖИКИСТАНА

Дж.Ш. Зияев, Н.С. Сафаралиев, Ш.А. Одинаев

Научный руководитель доцент Н.С. Сафаралиев

Таджикский национальный университет, г. Душанбе, Республика Таджикистан

Для гидрогеологической оценки перспектив нефтегазоносности территории Таджикистана нами учитывались существующие гидрогеологические классификации показателей нефти и газа, а также в комплексе принимались общие гидрогеологические, гидрохимические, гидродинамические условия, воднорастворенные газы, органический состав воды, геотермические палеогидрогеологические условия бассейна, коэффициенты-

показатели $\frac{r_{Na}}{r_{Cl}}, \frac{r_{SO_4}}{Cl}, \frac{r_{K}}{r_{Na}}, \frac{r_{Cl}}{r_{Br}}, \frac{r_{Cl}-r_{Na}}{r_{Mg}}$, радиоактивность подземных пластовых вод. В данной статье гидрогеологические перспективы нефтегазоносности Таджикистана рассматриваются отдельно по бассейнам.

Вахшский бассейн. На территории Вахшского бассейна открыты 3 месторождения – Кичик-Бель, Акбаш-Адыр, Кызыл-Тумшук. Месторождение нефти Кичик-Бель бурением изучено до K_2 , и в пределах изученности установлены I и II горизонты залежи нефти (бухарские слои палеогена P_1bh). Пластовые воды P_1bh и P_1ak (акджарские слои палеогена) – высокоминерализованные, тип воды хлоридно-кальциевый, минерализация доходит до 226 г/л. В контактирующих водах с залежами в растворенном состоянии повышено содержание тяжелых углеводородов.

Пластовые воды K_2m также обогащены углеводородами и такими микроэлементами как I, Br, B, NH_4 , Sr и др. Водонасыщенный комплекс относится к эллизионному водонапорному комплексу с хорошими гидродинамическими условиями для сохранения залежей углеводородов. Поэтому верхнемеловые отложения на месторождении Кичик-Бель мы относим к числу перспективных горизонтов на нефть и газ.

Месторождение Акбаш-Адыр. Здесь перспективными горизонтами являются P_2al , P_1bh (палеоцен) и K_2m . В гидрогеологическом разрезе, начиная с алая, в водах повышается содержание брома с максимумом в туроне (K_2) – до 691,6 мг/л (скв. 41, интервал 1940-1960 м). Повышенные концентрации бора связаны с водами, контактирующими с залежами нефти. Таким образом, по показателям гидрохимии микрокомпонентов и др. K_2 отложения на месторождении Акбаш-Адыр являются перспективными на залежи углеводородов.

Месторождение Кызыл-Тумшук. Первый эоценовый водоносный комплекс представлен слабо минерализованными водами, тип воды сульфатно-натриевый, гидрокарбонатно-натриевый, инфильтрационного происхождения. Начиная с P_2al , повышается минерализация, тип воды – хлоридно-магнийевый и хлоридно-кальциевый, повышается содержание микроэлементов. Здесь, в маастрихте, установлен V-горизонт газовой залежи. Поэтому состав растворенных газов месторождения Кызыл-Тумшук отличается от растворенных газов месторождения нефти Кичик-Бель и Акбаш-Адыр. На Кызыл-Тумшук в составе растворенного в воде газа метан, бутан, легкие углеводороды, тяжелые углеводороды нефтяного ряда почти отсутствуют, а на Кичик-Бель и Акбаш-Адыре, наоборот, в состав газов входят тяжелые углеводороды. Начиная с P_1bh ниже K_2 , в разрезе месторождений Кызыл-Тумшук увеличивается минерализация, повышается содержание микроэлементов: аммония – 583 мг/л, брома – 652 мг/л (скв. 37, интервал 1024 – 992 м), тип воды – хлоридно-кальциевый.

Разведочные площади Кичик-Донгоуз. На разведочной площади Кичик-Донгоуз содержание йода по разрезу изменяется от 7 мг/л до 45 мг/л, максимальное содержание бора отмечается в K_2 отложениях. В P_1bh содержание нафтеновых кислот доходит 3,4 мг/л (скв. 3, интервал 840-845), в водах отложений K_2sm содержание брома 785 мг/л, йода 45 мг/л. Растворенные газы в K_2m – с глубиной увеличивается метан – до 74 % и этан – 125 % (скв. 115, интервал 2468-2535 м).

Разведочная площадь Кара-Дум. На этой площади изучены пластовые воды от P_1bh до K_2t включительно. В бухарских (P_1bh) водах содержание йода доходит до 22,34 мг/л (скв. 71, интервал 860-1080 м, открытый ствол), содержание брома в этом интервале 569 мг/л, хлор-бромный коэффициент – 293. Пластовые воды по всему разрезу вскрытых отложений – хлоридно-кальциевого типа. На площади Кара-Дум в растворенных газах содержание жирных углеводородов (C_3H_8 , C_4H_{10} и др.) в маастрихт-туроне повышается. Например, (скв. 4к, в интервале 790-1050 м) содержание C_2H_6 – 7,4 %, C_3H_8 – 0,4 %, C_4H_{10} – 0,4 %, в этом интервале содержание газов (O_2 , N_2 , CO_2) незначительно.

Разведочная площадь Кара-Бура. В разрезе площади Кара-Бура изучены пластовые воды от алая (P_2al) до маастрихта. Максимальное содержание йода имеется в пластовых водах акджарских слоёв (P_1ak), – 104 мг/л (скв. 156, интервал 2648-2655 м). В бухарских слоях палеогена содержание брома повышено – 686 мг/л (скв. 156, интервал 2592-2575 м). По всему разрезу площади Кара-Бура хлорбромный коэффициент изменяется от 200 до 280, т.е. меньше 300, минерализация этих вод высокая.

Исходя из геолого-гидрогеологических и гидрохимических данных, можно заключить, что в Вахшском бассейне перспективными площадями являются Кичик-Донгоуз, Кара-Дум, Кара-Бура. Поиски и разведку на нефть и газ можно проводить на этих площадях, а также на уже открытых месторождениях с целью обнаружения новых залежей нефти и газа в нижележащих меловых и юрских отложениях.

Таким образом, на месторождениях Кичик-Бель, Акбаш-Адыр, Кызыл-Тумшук и площадях Кичик-Донгоуз, Кара-Дум возможно выделить перспективные эоценовые (P_2al), палеоценовые (P_1bh), верхнемеловые (K_2m -km, K_2s), нижнемеловые (K_1alb , K_1g , K_1v) и юрские отложения (J_3gr).

Душанбинский бассейн. На территории Душанбинского бассейна выделены три зоны антиклинальных поднятий: Северная, Центральная и Южная.

В геологическом строении Душанбинского бассейна участвуют осадки Mz-Kz, а также кристаллические породы палеозойского фундамента, на которых с угловым стратиграфическим несогласием залегают отложения P-T и терригенные породы, проблематично J₂ возраста, которые перекрываются нерасчлененными J₁ отложениями, представленными толщей пород переслаивания карбонатов, ангидритов с пропластками песчаников и алевролитов. Мощность отложений юры колеблется в пределах от 200 до 350 м.

На территории Душанбинского бассейна выявлены три месторождения – Шаамбары, Комсомольское и Андыген, в которых установлено 28 залежей нефти, газоконденсата и газа. На месторождении Комсомольское – 11, Шаамбары и Андыген – 14 залежей [2]. Скопления нефти рассматриваемой территории связаны с коллекторами эоцена (P₂al) и валанжина, скопления газа и газоконденсата – с коллекторами K₂s, K₁alb, K₁ar, K₁g и J₃gr. Наличие многочисленных дизъюнктивных дислокаций создаёт благоприятные условия для образования тектонических ловушек экранированного типа. Такой ловушкой в пределах Душанбинского бассейна можно назвать структуру Западные Шаамбары, перспективную на нефть и газ.

Месторождение Комсомольское. В разрезе этого месторождения можно выделить четыре водоносных комплекса. Для первого водоносного комплекса характерны инфильтрационные воды, которые являются бесперспективными на нефть и газ. Бухара-акджарский водоносный комплекс приурочен к карбонатным породам. Пластовые воды этого комплекса различны: хлоридно-кальциевые, хлоридно-магниево-сульфатно-натриевые с минерализацией от 4,3 до 50,6 г/л. Месторождение Комсомольское сильно разбито тектоническими нарушениями, поэтому иногда инфильтрационные воды проникают вглубь до нижнемеловых отложений.

Верхнемеловой водоносный комплекс представлен маастрихт-кампан-турон-сеноманскими водоносными горизонтами, сложенными терригенно-карбонатными породами. Воды этого комплекса высокоминерализованные – от 65 г/л до 232 г/л, тип воды хлоридно-кальциевый. Нижнемеловой комплекс имеет различные типы вод – от хлоридно-кальциевых до сульфатно-натриевых и гидрокарбонатно-натриевых.

Юрский водоносный комплекс сложен терригенно-карбонатными и гипсовыми породами. Пластовые воды в основном хлоридно-кальциевые, минерализация от 35 г/л до 144,6 г/л. Сульфатно-натриевые воды вскрыты скважиной 189 в интервале 1865-1856 м, минерализация – 14,9 г/л. Эти воды не присущи юрским водам. На месторождении Комсомольское имеются залежи газа в K₁alb, K₁ar и J₃gr отложениях. Здесь перспективными горизонтами на газ являются кампан-маастрихт-сеноманские слои.

Месторождение Андыген. В гидрогеологическом разрезе месторождения можно выделить следующие водоносные комплексы: эоцен-палеогеновый, маастрихт-туронский, сеноман-баремский, готерив-валанжинский и юрский. В низах первого комплекса выделяются акджарский водоносный горизонт, который содержит рассолы с минерализацией 63 мг/л, тип воды хлоридно-кальциевый.

В Душанбинском бассейне по результатам изучения геологии и гидрогеологии перспективными на нефть и газ являются месторождения Шаамбары, Комсомольское, Андыген – K₂ и J₃gr, а из разведочных площадей перспективными являются Рохати, Южный Гумбулак, где в растворённых газах в воде повышено содержание аммония (70 мг/л) и бора (43 мг/л) и др.

Кулябский бассейн. На территории Кулябского водонефтегазоносного бассейна выявлено более 40 локальных структур, они сгруппированы в 10 групп структур. Многие из них отличаются крупными размерами и характеризуются по данным геологии, геофизики, гидрогеологии и структурного бурения хорошей закрытостью и потенциально продуктивными горизонтами. В пределах Кулябского бассейна до настоящего времени открыты 3 месторождения (нефтегазовая Бештентяк, газовые Сьюлдузи и Ходжа-Сартез).

В первую группу структур входят Кангуртская, Яфучская, Нуранчская. Сводная часть этих структур гипсометрически высоко поднята и сильно разбита разрывными нарушениями, что привело к разрушению залежи нефти и газа. Здесь перспективными на газ является только верхнеюрские отложения.

Северный Таджикистан (ЮЗ Ферганского бассейна). Как известно, в части Ферганского бассейна, находящейся на территории Таджикистана, выделяются три зоны антиклинальных поднятий: Северная, Центральная и Южная. До настоящего времени в Северном Таджикистане открыто 12 месторождений. Залежи углеводородов в основном приурочены к палеогеновым отложениям южного борта Ферганской впадины и центральной мегаграбен-синклинали. Региональными нефтегазоносными горизонтами являются IX, VII, V и II пласты P_{1,2}. XIV, XV пласты в меловых отложениях IXa, VIII, VIIa, VI, IV, IVa, IIa в P, в связи с литологической изменчивостью и невыдержанностью по региону, представляют интерес лишь на отдельных площадях.

По результатам геолого-гидрогеологического изучения состояния месторождений в Северном Таджикистане перспективными отложениями на нефть и газ можно назвать отложения P, K₂ и J₃ из разведочных площадей перспективными являются Махрамская, Восточно Ниязбекская, Патарская, Кировская и Северный Каракчикум.

Таким образом, перспективными на нефть и газ являются палеогеновые, верхнемеловые и верхнеюрские отложения. Нижнемеловые отложения могут быть перспективными в том случае, если происходит миграция углеводородов по тектоническим нарушениям из нижележащих юрских газоносных отложений.

Литература

1. Зияев Дж.Ш. Приведенные давления и направление возможного движения подземных вод в Вахшском нефтегазоводоносном бассейне / Дж.Ш. Зияев, Н.С. Сафаралиев // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XX Междунар. симпозиума им. ак. М.А.Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания ТПУ. – Томск: Изд-во Томского политехнического университет
2. Зияев Ж. Гидрогеологическая оценка перспектив нефтегазоносности Вахшской впадины // Геология и геоэкологические проблемы использования горючих полезных ископаемых Таджикистана: Материалы республиканской конференции. – Душанбе: Изд-во Таджикского национального университета, 2011. – 59 с.