

**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 углеводов.

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 - km . 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.