

Т.Х.Шоймуротов, Н.Ш.Хайитов, М.А.Ахадов, У.А.Нуриддинов

**СОСТОЯНИЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА МЕЛОВЫХ
ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОГО УЗБЕКИСТАНА И ПЕРСПЕКТИВЫ
ПРИРАЩЕНИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА**



**Шоймуротов Туйчи
Халикулович** –
главный советник по науке
и научной деятельности
ГУ «ИГИРНИГМ»,
докт. г.-м. наук.
E-mail: Shoymurotov.
tuychi@mail.ru



**Хайитов Норбута
Шоймарданович** –
заместитель директора
ГУ «ИГИРНИГМ»,
канд. г.-м. наук.
E-mail: igirnigm@ing.uz



**Ахадов Махмуджон
Абдуманнон угли** –
инженер 1 категории
ГУ «ИГИРНИГМ»,
E-mail: igirnigm@ing.uz



**Нуриддинов Улутбек
Абдуллох угли** –
инженер 1 категории
ГУ «ИГИРНИГМ»,
E-mail: igirnigm@ing.uz

Введение. Мировая практика геолого-разведочных работ на нефть и газ показала, что в хорошо изученных нефтегазоносных регионах, как правило, наблюдается многоэтажное размещение залежей УВ сырья. Подобное явление характерно и в истории развития поисково-разведочных работ Западного Узбекистана. В 50-60 годах прошлого века роль главного поискового объекта играли меловые отложения. Позднее стратиграфический диапазон нефтегазоносности расширился за счет юрских отложений, которые в настоящее время являются основными источниками УВ сырья в нефтегазодобыче республики.

В рамках исследуемой территории, а также смежной Амударьинской синеклизы рассматриваемые образования изучены достаточно полно, причем на многих площадях в них обнаружены залежи нефти и газа. В начале второй половины XX в. на территории Бухаро-Хивинского региона почти одновременно был открыт ряд месторождений, что подтвердило справедливость вывода о региональной продуктивности верхнеюрских и нижнемеловых отложений. Вместе с тем, все более и более обращала на себя внимание продуктивность меловых или меловых и юрских отложений, располагающихся в таких структурно-формационных зонах, где разделяющая эти образования соляно-ангидритовая толща либо вообще

отсутствует, либо выражена 20-25-метровой пачкой ангидритов. По мере расширения разведочных работ в южной части региона (зоне, где соляно-ангидритовая формация распространена повсеместно, а мощность ее составляет 400-1000 м) выявилось, что здесь на абсолютном большинстве месторождений продуктивна только карбонатная толща келловей-оксфорда.

Опираясь на эти факты, многие исследователи утвердились во мнении, что в Западном Узбекистане продуктивными являются только юрские отложения, а залежи, размещающиеся в меловых, образовались либо латерально вдоль подошвы соляно-ангидритовой толщи, либо сместились в зону их выклинивания и здесь насытили нижнемеловые отложения. Соответственно, одним из заключений изучения нефте- и газоносности данного региона явился вывод о производящей природе только юрских образований и вторичности всех залежей, размещающихся в меловых отложениях.

Со временем информативный материал по меловым отложениям пополнился новыми многочисленными данными, полученными не только по Западному Узбекистану, и по всему Амударьинскому нефтегазоносному бассейну. Наиболее существенным фактом по Амударьинскому бассейну следует считать открытые здесь большой группы крупных (Байрамали, Шехитлы-Джуджуклы, Фараб, Яшлар)

и уникальных (Шатлык, Даулетабад-Донмез) месторождений УВ сырья, расположенных в меловых отложениях, причем как в зоне регионального распространения мощной толщи соляно-ангидритовой формации, так и за ее пределами (таблица).

также необходимо для развития теории нефтяной геологии [2, 3]. Именно в связи с этим целесообразно заново рассмотреть перспективу продуктивности меловых отложений – проблему, в которой мнения специалистов разделились. Суть проблемы состоит в уточне-

Распределение залежей нефти и газа в меловых отложениях Амударьинского нефтегазоносного бассейна

Стратиграфическая приуроченность	Зоны малых мощностей или полного выклинивания соляно-ангидритовой формации	Зоны регионального распространения мощной толщи соляно-ангидритовой формации
Верхний мел	Газли, Ташкудук, Акджар, Калтакыр, Чальджульба*, Дарваза, Шиих*, Такыр, Топджульба*, Чашхын*, Атабай*	Карабиль*, Гельчешме*, Карачоп*
Нижний мел	Янгиказган, Газли, Муллахол, Калтакыр, Чукуркуль, Куюмазар, Караулбазар-Сарыташ, Шурчи, Акджар, Джаркак, Сеталантепе, Юлдузкак, Гарбий Юлдузкак, Жанубий-Гарбий Юлдузкак, Чембар, Шуртепе, Жанубий Мубарек, Карабаир, Карактай, Сарыча, Увада, Яккасарай, Западный Яккасарай, Гарби, Учкыр, Дарваза, Ёркин, Купук*, Такыр*, Топджульба*, Гиммерли*, Чашхын*, Атабай*, Сакарчага*, Джералтакыр* и др.	Гарбий Тошли, Шаркий Тошли, Кувачи-Алат, Ислим*, Ачак*, Наип*, Байрамали*, Шарапли*, Кели*, Шатлык*, Майское*, Марыйское*, Шехитлы-Джуджуклы*, Беурдешик*, Фараб, Яшлар*, Даулетабад-Донмезское* и др.

Примечание. *Промышленные залежи УВ, обнаруженные в меловых отложениях на территории Туркмении.

Таким образом, становится еще более очевидной необходимость опоискования меловых отложений на каждой структурной и гидродинамической ловушке, независимо от того, залегают они непосредственно на продуктивной карбонатной толще (J_{kl-ok}) или на мощной толще эвапоритовых (соляно-ангидритовых) отложений (J_{km-ll}).

Отметим, что в пределах Западного Узбекистана меловые отложения выделены тремя последовательно сменяющимися друг друга во времени толщами: неоком-аптской, альб-сеноманской, турон-сенонской, сформировавшимися в процессе непрерывно нарастающей по масштабу трансгрессии [1].

Материалы и методология исследований. Основной проблемой формирования залежей нефти и газа является вопрос о миграции УВ, который тесно связан с динамикой самих вод, способствующих перемещению их как в горизонтальном, так и вертикальном направлении из одних гидродинамических зон в другие. Следовательно, неразрывность водной миграции химических элементов, УВ и в целом единство динамики и химизма подземных флюидов являются тем важным моментом, который во многом определяет и их нефтепоисковое значение в конкретных геологических условиях. Подземные воды, как и породы представляют среду нефтегазообразования и нефтегазонакопления, и знание ее эволюции при литогенезе

нии схемы формирования и размещения УВ залежей меловых отложений путем изучения закономерностей динамики (флюидных) водонапорных систем и их гидрохимической метаморфизации.

Учитывая все эти особенности, при всестороннем изучении миграции флюидов по вертикали и латерали, с целью определения влияния пластовых вод на данный процесс (в качестве носителя флюидов), с общегеологических позиций проведено изучение взаимосвязи юрских и меловых водонапорных комплексов исследуемой территории.

Современное состояние изученности региона позволяет накопившуюся информацию по гидрохимии, равномерно распределенную по площади и разрезу, обобщить методами математической статистики, с использованием в анализе дополнительных подходов и показателей. В частности, наряду с содержаниями химических элементов состава пластовой воды и их суммы (минерализации) рассматриваются и относительные характеристики – так называемые «хлорные отношения», широко и успешно используемые в химии моря [2]. Относительные характеристики весьма эффективны для контроля достоверности абсолютных величин минерализации и компонентов химического состава, для описания вертикальной и латеральной зональности пластовых вод по отдельным водоносным комплексам. Такой подход

был успешно принят при обобщении материалов и изучении гидрохимических условий подземных вод Западно-Сибирского бассейна [4].

Кроме того, характеристика крупных геологических структур осуществлялась не только через характеристику отдельных проб или скважин, но и через обобщенную характеристику отдельных тектонических элементов исследуемой территории (поднятий, прогибов, структуры).

Учитывая вышесказанное, при изучении характера распределения гидрохимических полей, вертикальной и латеральной гидрохимической зональности подземных вод меловых отложений Западного Узбекистана в работе рассмотрены: значения ионов натрия, кальция, магния, гидрокарбоната, содержание йода, брома, бора и проанализированы их хлорные отношения по всем водоносным комплексам верхнего и нижнего мела в отдельности. Для этого использованы гидрохимические данные пластовых вод меловых отложений 560 проб из 84 площадей и месторождений. Обработаны более 15 тыс. химических компонентов ионно-солевого состава, макро- и микрокомпонентов, а также использованы генетические коэффициенты.

Результаты исследований. Некоторые из ионных отношений в процессе метаморфизации морских вод претерпевают глубокие изменения. Отдельные ионы (K^+ , Na^+ , Mg^{++} , Ca^{++}), вследствие их способности к адсорбции глинистым веществам, или осаждения (Mg^{++} , Ca^{++} , SO_4^{--}), для других ионов – вследствие способности сравнительно легко восстанавливаться или окисляться (SO_4^{--} , NO_3^- , J^-). Надо отметить, что отношение брома к хлору (Br/Cl), связанное с большой устойчивостью обоих ионов, и нарушение этого отношения наступает лишь тогда, когда прогрессивно идущее концентрирование морских вод приводит уже к уходу из раствора ионов Cl^- , выпадающих в осадок в форме $NaCl$. Тогда в морской воде, теряющей $NaCl$, отношение брома к хлору значительно возрастает, а воды, выщелачивающие впоследствии осадки с каменной солью, отличаются очень низкими значениями Br/Cl [5].

Решающее влияние на направленность преобразования растворов по названным двум путям, бесспорно, оказывает соотношение содержания натрия и кальция в водовмещающих породах, а также минерализация и состав первичных седиментогенных вод.

Учитывая вышесказанное, нами при изучении характера распределения гидрохимических полей подземных вод меловых отложений Западного Узбекистана рассмотрены ионы: Na^+ , Ca^{++} , Mg^{++} , HCO_3^- , J^- , Br^- , $B_2O_3^-$, минерализация и их хлорные отношения.

Подземные воды мелового водоносного комплекса исследуемой территории чрезвычайно разнообразны, встречаются все генетические типы, минерализация колеблется от 1 до 231 г/л. Менее минерализованные и метаморфизованные воды, имеющие явные черты вод инфильтрационного генезиса, распространены в сенонских отложениях верхнемелового водоносного комплекса Бухарской ступени с минерализацией от 1,38 (Азляртепинская зона дислокаций) до 9,52 г/л (Газлинское поднятие), преимущественно гидрокарбонатно-натриевого и сульфатно-натриевого типа. На Чарджоуской ступени минерализация пластовых вод верхнемелового водоносного комплекса варьирует от 10,0 (Кульбешкакское поднятие) до 52,3 г/л (Бешкентский прогиб), слабо метаморфизованные, гидрокарбонатно-натриевого и сульфатно-натриевого типа [6].

В нижнемеловых отложениях Бухарской ступени минерализация пластовых вод изменяется от 2,3 (Азляртепинская зона дислокаций) до 20,7 г/л (Мубарекское поднятие), слабо метаморфизованные, гидрокарбонатно-натриевого и хлор-кальциевого типа. Крепкие рассолы (100-150 г/л) хлоридно-кальциевого типа отмечены в Кашкадарьинском прогибе (Шурасан, Яккасарай) с коэффициентом метаморфизации 0,5-0,8. В пределах Чарджоуской ступени минерализация от 48,0-112 (Испанлы-Чандырское, Култакское поднятия) до 230,5 г/л (Кульбешкакское поднятие), метаморфизованные, хлор-кальциевого и хлор-магниевого типа.

В результате анализа гидрохимической зональности пластовых вод меловых водонапорных систем Западного Узбекистана в пределах газонефтяных участков (ГНУ) и районов (ГНР) выделены четыре типа гидрохимических разрезов, свидетельствующих о наличии многих, часто разнонаправленных, процессов ее формирования (рис. 1):

- *нормальный* (минерализация и другие рассматриваемые параметры возрастают с глубиной) в пределах Янгиказганского, Учкульского, Атбакорского, Западно-Рометанского, Байбуракского, Южно-Мубарекского, Азляртепинского, Яккасарайского, Аккумского, Ку-

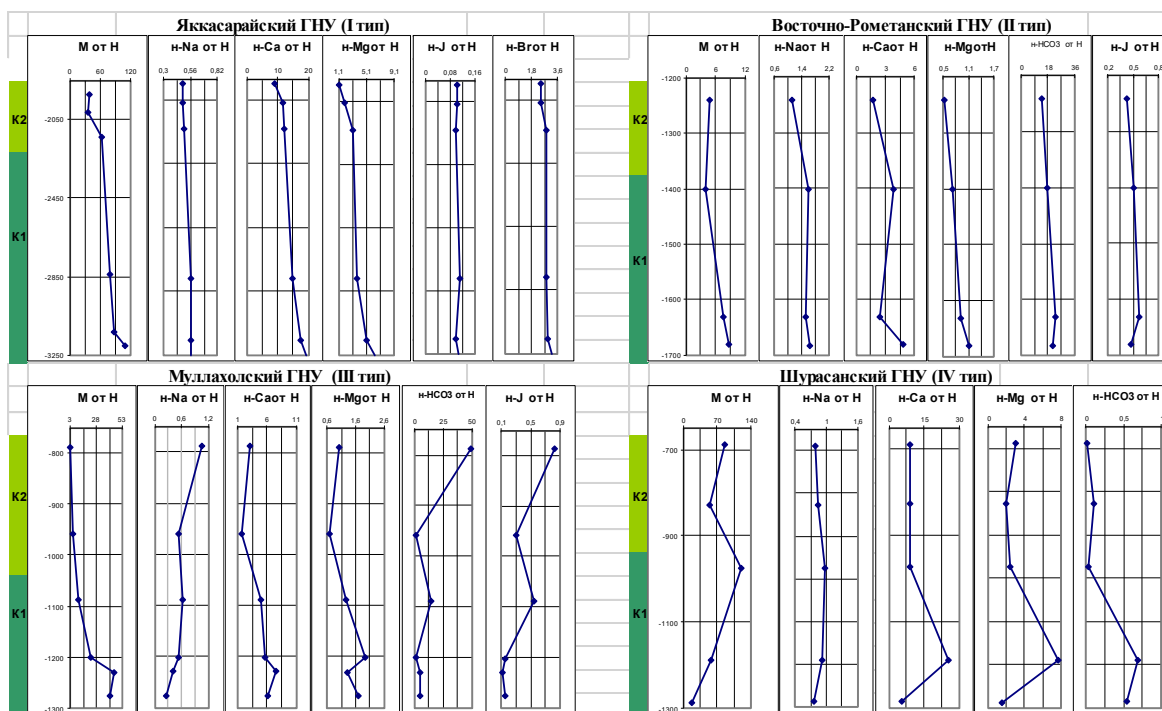


Рис. 1. График зависимости нормированных значений макро- и микрокомпонентов пластовых вод меловых отложений от глубины (Бухаро-Хивинский нефтегазоносный регион), 2021 г.

шабского, Гавана-Истмоковского ГНУ и Гугуртлинского, Талимарджанского ГНР;

- *частично нормальный* (параметры возрастают при переходе к альб-сеноманскому водоносному горизонту) в пределах Восточно-Рометанской зоны антиклинальных поднятий Рометанского прогиба и Карачукурской моноклинали Каганского поднятия;
- *частично инверсионный* (минимум значений в альб-сеноманском комплексе) в пределах Ащикудукского, Муллахольского, Чукуркульского, Центрально-Каганского и Аланского ГНУ;
- *инверсионный* (уменьшение параметров с ростом глубины) в пределах Куюмазарского, Карактайского, Шурасанского и Гарбинского ГНУ.

По результатам интерпретации гидрогеохимических параметров пластовых вод меловых отложений исследуемой территории, в некоторых газонефтяных участках и районах выявлена вертикальная и латеральная гидрогеохимическая зональность флюидов меловых и юрских водоносных комплексов. В частности, эти зоны выявлены в пределах Муллахольского, Атбагорского, Аккумского, Алатского, Аланского, Карактайского, Яккасарайского ГНУ и Гугуртлинского, Денгизкуль-Зевардинского, Бешкент-Акназарского, Шуртанского ГНР.

Накопленный к настоящему времени материал в наиболее изученной части региона поисково-разведочными скважинами свидетель-

ствует и о наличии гидрохимической зональности меловых отложений с подстилающими комплексами юрских и палеозойских пород. Гидрохимическая связь установлена почти по всему комплексу осадочного чехла в северо-восточной части Газлийского поднятия (Муллахольский ГНУ) и в пределах Северно-Сюэзма-Кандымской зоны (Аккумский ГНУ). Анализ гидрогеохимического поля показывает, что на отдельных участках региона весь осадочный чехол представляет единую водонапорную систему. Очевидно, гидрохимическая связь (окно) подземных вод влияет на миграцию флюидов из одних гидродинамических зон в другие [6].

Отметим, что использование формальных методов при обработке максимально возможного объема фактического материала дает возможность производить обобщение данных по гидрохимии мезозойской водонапорной системы, что является крайне важным этапом установления, на современной информационной основе, региональных закономерностей структуры гидрогеохимического поля исследуемой территории по всем стратиграфическим уровням юрских и меловых отложений (J, K₁, K₂).

В свете приведенных представлений, с целью подтверждения результатов статического метода (изучение нормированных значений) для уточнения вертикальной гидрохимической

зональности пластовых вод верхнеюрских и меловых отложений исследуемой территории также построены продольные и поперечные гидрогеохимические разрезы по профильным линиям I-I (Култук-Караиль) и II-II (Западный Майманак-Западный Аляуды).

В первом разрезе на трех ее пересечениях (месторождения Бузахур, Илим, Култук) отмечаются вертикальные гидрохимические зональности в верхнеюрских и меловых отложениях, в частности:

- В северо-восточной части Шуртанского поднятия (месторождение Бузахур) пластовые воды верхнеюрских отложений имеют местами минерализацию более 300,0 г/л, Cl-Na-Ca типа, здесь же, выше по вертикали, находятся воды нижнемеловых отложений $K_{(ne+art)}$ с минерализацией 113,6 г/л (Cl-Na-Ca типа), выше по разрезу расположены пластовые воды альб-сеноманского водоносного горизонта

($K_{alb-K_{cm}}$), которые по гидрохимическим параметрам близки к нижележащим водоносным горизонтам: минерализация – 112,8 г/л, тип – Cl-Na-Ca-Mg.

- В районе Илимской седловины (месторождение Илим) минерализация пластовых вод верхнеюрских отложений находится в пределах 200 г/л, Cl-Na типа, выше по разрезу – в альб-сеноманском водоносном горизонте также наблюдается высокоминерализованная вода (80 г/л) аналогичного гидрохимического типа (Cl-Na-Ca).

- Далее, на крайнем западе Бешкентского прогиба, на границе с Култукским поднятием (структура Камар) минерализация пластовых вод верхнеюрских отложений составляет около 100 г/л, Cl-Na-Ca типа с такими же гидрохимическими показателями, как и в неокм-аптских и альб-сеноманских водоносных горизонтах (рис. 2).

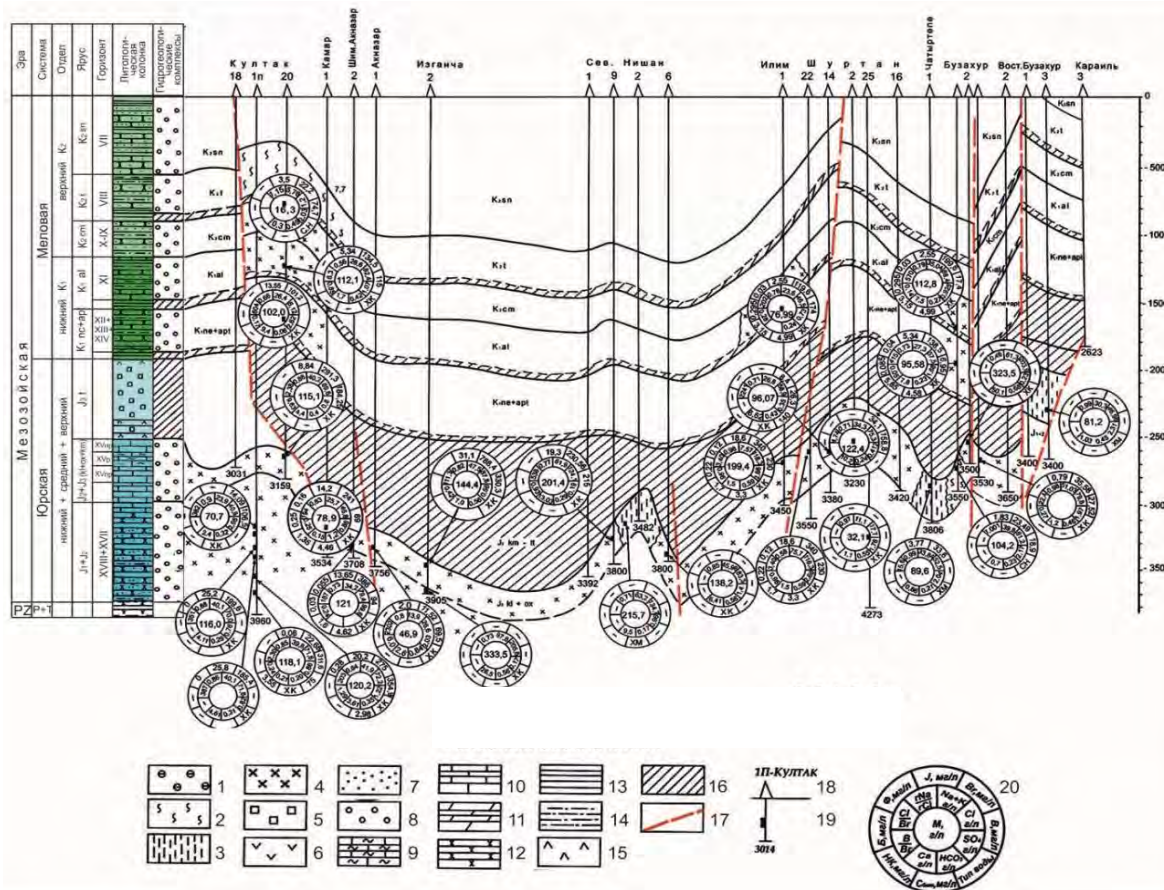


Рис. 2. Гидрогеохимический разрез по профилю Култук-Караиль. Тип воды: 1 – гидрокарбонатно-натриевый, 2 – сульфатно-натриевый, 3 – хлоридно-магниевый, 4 – хлоридно-кальциевый; 5 – соль; 6 – гипс; 7 – песок; 8 – водоносные комплексы; 9 – известняк мелоподобный и рифогенный; 10 – известняк; 11 – мергель; 12 – песчаник; 13 – глина; 14 – алевролит; 15 – ангидрит; 16 – водоупор; 17 – тектонические нарушения; 18 – скважины (номер скв., наименование площади, забой); 19 – интервал опробования пластовых вод; 20 – гидрогеохимические показатели пластовых вод (в центре – М – минерализация, г/л; в среднем сегменте: справа – значения основных ионов, г/л, слева – значения генетических коэффициентов ($r_{Na/Cl}$, Cl/Br , B/Br); в наружном сегменте: справа – значение микрокомпонентов, мг/л, и тип воды; слева – значение водорастворенных органических веществ, мг/л).

Во втором разрезе также в трех его пересечениях наблюдается вертикальная гидрохимическая зональность (рис. 3). Первая приурочена

В комплексном анализе значений минерализации и содержаний микрокомпонентов пластовых водах верхнеюрских и меловых отложений

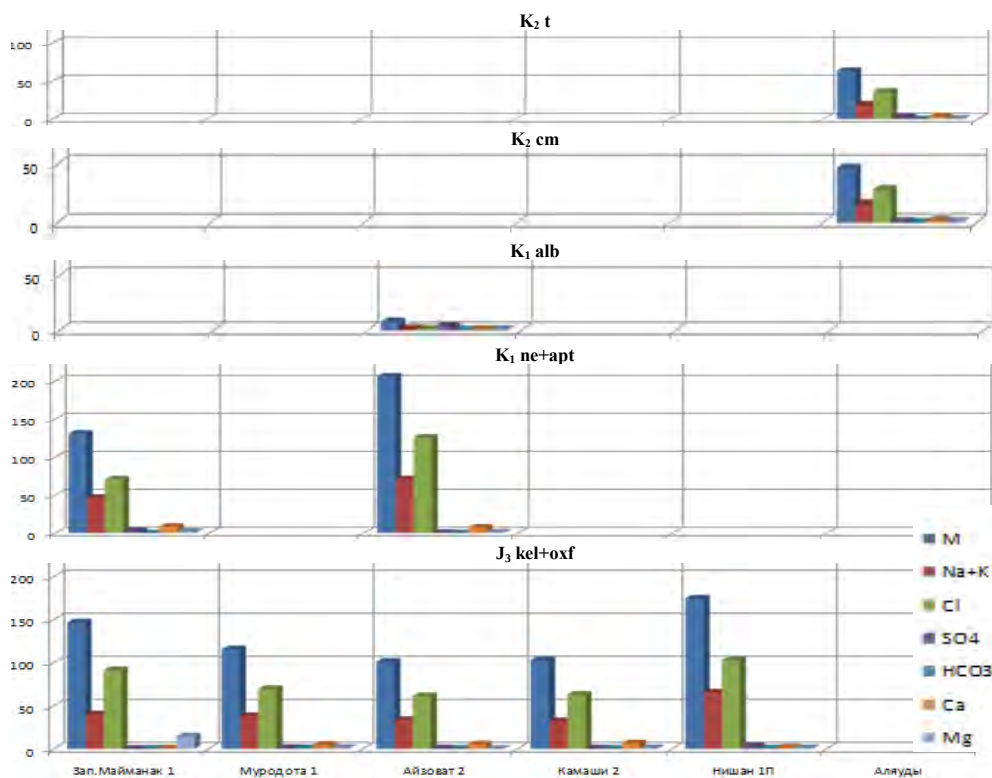


Рис. 3. Гидрогеохимический разрез по профилю Западный Майманак-Аляуды.

на к крайне северо-западной части разреза Топилма-Хилалского вала (структура Западный Майманак). Здесь величина минерализации пластовых вод верхнеюрских отложений в пределах 145,1 г/л, Cl-Na-Ca типа, в то же время пластовые воды неоком-аптского водоносного горизонта имеют почти идентичную минерализацию (131,2 г/л) и такой же гидрохимический тип (Cl-Na-Ca).

Юго-восточнее по разрезу в пределах структуры Айзават пластовые воды верхнеюрских отложений с минерализацией более 100 г/л, Cl-Na-Ca типа, здесь по вертикали пластовые воды вышележащего неоком-аптского водоносного комплекса имеют минерализацию с еще большей величиной (206,4 г/л), с аналогичным гидрохимическим типом (Cl-Na-Ca).

В юго-восточном окончании разреза на структуре Аляуды пластовые воды верхнемеловых отложений $K_2(cm)$ и $K_2(t)$ с минерализацией 46,5 и 63,6 г/л соответственно, воды Cl-Na-Ca типа. Такая же схожесть гидрохимических показателей и на площади Западный Майманак, Айзават, что является прямым показателем вертикальной миграции флюидов [7].

по профилям также выявляются признаки процесса миграции по вертикали. Соответственно, выявленные гидрохимические зоны позволят спрогнозировать интенсивность вертикальной миграции флюидов в юрских и меловых отложениях, в частности, на площадях Култак, Илим, Бузахур, Западный Майманак, Айзават (см. рис. 2 и 3).

Такая же ситуация отмечена и в зоне развития Лянгаро-Караильского разлома и узлов их пересечений, где пьезометрические напоры в верхнеюрских отложениях понижаются с 1096 (площадь Караиль) до 800-900 м (месторождение Бузахур). Если допустить, что направление падения напоров совпадает с направлением горизонтальной миграции УВ, то можно предположить, что в данной флексурно-разрывной зоне горизонтальная миграция УВ сменилась вертикальной, что, возможно, способствовало перетоку флюидов из отложений одного стратиграфического комплекса в другой [8]. Подтверждением могут служить результаты химического анализа проб воды, отобранные из XII и XIV горизонтов меловых отложений месторождения Бузахур, где они представлены

слабыми рассолами (98,8-114,6 г/л) хлоридно-кальциевого типа, с повышенными значениями водорастворенных органических веществ, характерных для верхнеюрского водонапорного комплекса.

Обсуждение. Все это еще раз свидетельствует о том, что все природные флюидные системы являются саморегулирующимися, т. е. при нарушении целостности массива пород во время тектонической активизации появление трещиноватости приводит к понижению давления на этих участках. Резкое падение гидростатического давления при открытии трещин особенно интенсивно происходит в зонах тектонической напряженности, к которым относятся сводовые участки структур, сбросовые нарушения, разломы и тектонические узлы с оперяющими разломы трещинами. Именно в этих зонах происходит интенсивный переток глубинных флюидов в верхние горизонты фундамента и нефтеносные образования осадочного чехла, где градиент давления является одним из наиболее вероятных механизмов перемещения УВ. Эти движения могли создать каналы для гидродинамической связи меловых и юрских отложений с палеозойским комплексом пород [5, 7].

Следовательно, региональные и локальные разломы в Западном Узбекистане, характеризующиеся большими амплитудами, с одной стороны, обеспечивают надежную гидравлическую изоляцию данной части водонапорной системы, а с другой – облегчают межпластовую миграцию подземных вод по вертикали. То есть эти разломы одновременно выполняют двойную роль – являются экранами, препятствующими (частично или полностью) латеральному движению подземных вод, а также служат каналами гидравлической связи выше- и нижележащих интервалов разреза. Они облегчают развитие межпластовой миграции подземных вод. Это важно при формировании вторичных нефтяных и газовых залежей.

Так, скопления нефти и газа связаны не только с осадочным чехлом, но и с фундаментом как древних, так и молодых платформ. К тому же УВ контролируют не только осадочные толщи, но и разуплотненные метаморфические и магматические породы. Подавляющее большинство месторождений запада Туранской плиты сосредоточены в пределах зон, переходящих между областями интенсивного прогибания и максимального поднятия. Глав-

ной закономерностью пространственного распределения скоплений УВ является приуроченность их к линейно-активным зонам новейшей тектоники [9].

При изучении схемы размещения разломов, секущих толщу пород, и приуроченности к ним промышленных скоплений УВ, сконцентрированных в мезозойских отложениях, так же, как и нефтегазопоявления в палеозойских разрезах в пределах Западного Узбекистана, можно встретить сходные моменты, где большинство месторождений связаны с глубинными параградными разломами или же выявлены в разломах, оперяющих эти крупные разломы. Следовательно, можно предположить, что перспективные зоны и участки находятся в зоне влияния Бухарского, Амударьинского и Лянгаро-Караильского разломов, которые представляют систему сближенных и разноориентированных нарушений сбросово-сдвигового типа. Заложены они в раннепалеозойское время, активно развивались в течение юрского и неогенового времени.

На всей территории региона нефтегазонасность отдельных районов и структур всех комплексов осадочного разреза в общем плане контролируется региональными разломами и разрывами, и ее распределение по площади пространственно соответствует зонам их развития, и особенно, участкам взаимопересечения. Большинство залежей УВ в пределах локальных поднятий приурочены чаще всего к нарушенным дизъюнктивам участкам структур приразломного генезиса. Участки флюидомиграции, установленные в пределах региона, расположены в отдельных тектонических элементах, анализ которых еще раз подтверждает, что газонефтяные участки и районы в основном приурочены к зонам разломов, к грабенам и другим видам нарушений, имеющим тектоническую природу, которые способствуют миграции и разгрузке подземных вод и в целом флюидов [10].

Следовательно, тектоника выступает в качестве одного из главных факторов, контролирующих нефтегазонасность, причем, как показали исследования, с одной стороны, это прямой контроль структурных ловушек, с другой – косвенное влияние тектоники на геологические и гидрогеологические условия формирования и сохранения УВ залежей. Таким образом, в пределах Западного Узбекистана мезозойские отложения следует считать двухъярусной про-

дуктивной толщей, в объеме которой основные скопления нефти и газа локализованы в юрских (терригенных, карбонатных) и меловых (неомом и апт-альб) образованиях.

ВЫВОДЫ

Анализ фактического материала по гидрогеологическим особенностям подземных вод мелового водонапорного комплекса региона позволяет распознать изменения химического состава по вертикали и латерали и оценить миграцию флюидов или влияние ее на процесс генерации УВ залежей. Выявленные гидрогеологические предпосылки могут быть использованы в качестве одного из критериев при выборе рационального направления поисково-разведочных работ и обоснования прогноза нефтегазоносности меловых отложений рассматриваемой территории. Исследование геологических особенностей меловых отложений Западного Узбекистана предоставило возможность для обоснования перспектив продуктивности отдельных площадей и участков на основе гидрогеологических критериев. Сформулированы принципиально новые в плане гидрохимических и гидродинамических исследований выводы о перспективности меловых отложений на нефть и газ в различных сочетаниях типов ловушек. При окончательном решении вопроса о постановке поисково-разведочных работ на нефть и газ по геолого-геофизическим данным площадей должны учитываться рекомендации, исходящие из результатов данных исследований.

ЛИТЕРАТУРА

1. Акрамходжаев А.М., Бабаев А.Г., Эгамбердыев М.Э. К уточнению потенциала продуктивности меловых отложений Амударьинского нефтегазового бассейна // Узб. геол. журн. - 1973. - № 5. - С. 3-10.
2. Буниев А.Н. Основы гидрохимии минеральных вод осадочных отложений. - М.: Медгиз, 1956.
3. Кротова В.А. Нефтепоисковые гидрогеологические критерии. - Л.: Недра, 1969. - 248 с.
4. Ставицкий Б.П., Курчиков А.Р., Конторович А.Э., Плавник А.Г. Вертикальная и латеральная гидрохимическая зональность, типизация подземных вод Западно-Сибирского бассейна // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2006. - № 5-6.
5. Пашковский В.Н., Кушников И.В. К вопросу о современном естественном состоянии водонапорной системы Бухаро-Хивинской газонефтяной области. - Т.: СредазНИИгаз, 1965. - Вып. 2.
6. Шоймуротов Т.Х. Основные черты гидрохимии подземных вод в меловой толще северо-восточной части Амударьинского водонапорного комплекса // Мат-лы Междунар. науч.-техн. конф. «Современные проблемы гидрогеологии, инженерной геологии, геоэкологии и пути их решения». - Т.: ГИДРОИНГЕО, 2015. - С. 115-120.
7. Шоймуротов Т.Х. Некоторые гидрогеологические особенности зон разуплотнения пород осадочного чехла как элементы зон глубинной флюидомиграции // Мат-лы Республ. науч.-техн. конф. «Современные методы и технологии в решении гидрогеологических, инженерно-геологических и геоэкологических задач». - Т.: ГИДРОИНГЕО, 2013. - С. 249-251.
8. Ибрагимов А.Г., Фортунатова Н.К., Суннатов М.С. Перспективы открытия залежей бессерного газа в меловых отложениях Бешкентского прогиба Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. - 2013. - № 3. - С. 28-33.
9. Абдуллаев Г.С., Шоймуротов Т.Х., Юлдашев Ж.Ю. Мобилистские тенденции в нефтегазовой геологии Узбекистана // Узб. журн. нефти и газа. - 2009. - № 1. - С. 12-14.
10. Умурзаков Р.А., Шоймуротов Т.Х., Ибрагимов А.С., Худойбердиев Х.Ф. Геодинамические предпосылки и отражение признаков миграции флюидов в гидрогеохимических показателях пластовых вод Бухаро-Хивинского региона // SOCAR Proceedings. - Баку, 2022. - № 1. - С. 14-23.

Статья представлена членом редколлегии докт. г.-м. наук Г.С.Абдуллаевым.