

Гидрогеологические критерии зонального и локального прогнозов нефтегазоносности юрских отложений Устюрта

**Х.Н. Мусаев, Т.И. Муминджанов, Ш.Т. Ахмедов, Ш. Холмирзаев, М.Ш. Дусанов,
 Х.Ф. Худойбердиев**
 (ОАО «ИГИРНИГМ»)

Территория Устюрта выделена как отдельная гидрогеологическая провинция в 1939 г. М.М. Васильевским. Первые схемы его гидрогеологического районирования основывались на геоморфологических и геоструктурных данных, поскольку сведения о глубоких водоносных горизонтах отсутствовали. В схеме Г.Н. Каменского и др. [3, 4] сложный гидрогеологический район Устюрта разделялся на четыре артезианских бассейна: Сарикамышский, Барсакельмесский, Северо-Устюртский и Восточно-Мангышлакский. Н.А. Кенесарин и А.Н. Султанходжаев выделяли в Устюртском артезианском бассейне I порядка три бассейна II порядка: Северо-, Восточно- и Южно-Устюртские.

В.А. Кудряков, С. Талипов, Т.Н. Авазов и др. [1, 9] подтвердили наличие Карабаурского пьезоминимума и впервые реконструировали историю гидрогеологического развития Устюрта, установили комплекс органо-гидрохимических показателей для его юрских отложений. На начальном этапе его освоения для опойскавания были рекомендованы северный борт Ассакеауданской впадины, южный борт Барсакельмесского прогиба и западное погружение Актумсукского вала. Данный прогноз подтвердился открытием двух непромышленных залежей на площадях Западный Барсакельмес и Акчалак.

Гидрогеологии Устюрта и использованию гидрогеологических критериев прогноза нефтегазоносности на этой территории посвящены разделы монографии на этой территории посвящены разделы монографии [9], Х.Т. Туляганова, В.А. Кудрякова, С.А. Талипова [9], в которых отражены взгляды предшествующих исследователей и изложены вопросы гидрогеологического районирования и строения, гидрохимической зональности, особенностей распространения водорастворенных веществ, современного и палеогидродинамического режимов юрского водонапорного комплекса Устюртской нефтегазоносной области. На этой основе сделан зональный прогноз перспектив нефтегазоносности с высокой оценкой для Шахпахтинской ступени и склонов Актумсукского выступа, а также рекомендованы для опойскавания по юрским отложениям конкретные локальные структуры. С учетом изложенных в ней сведений произведена обработка всего имеющегося гидрогеологического материала по юрским отложениям Устюрта, результаты которой приводятся ниже.

Воды юрских отложений по химическому составу доминирующе однообразны - хлор-кальциевые соленые с мине-

рализацией от 40 (Центрально-Устюртское поднятие) до 220 г/л (Ассакеауданский прогиб). Метаморфизация вод обычно возрастает с увеличением минерализации. Гидрохимическая характеристика их однозначно свидетельствует о сохранении седиментогенных метаморфизованных вод, т.е. о региональной благоприятности гидрохимических условий нефтегазоносности юрских отложений Устюрта, исключая опресненные зоны в пределах поднятия.

Гидродинамическая обстановка юрского водонапорного комплекса Устюрта характеризуется наличием обширного пьезомаксимума в центральной части Барсакельмесского прогиба, восточной части Актумсукского поднятия и обширного пьезоминимума в районе Батпакского вала и Шорджинского поднятия (Центрально-Устюртская система дислокации). Менее выраженные зоны пьезоминимумов фиксируются в пределах Карабаурского, Теренкудук-Харойского и Байтерекского валов. Отмечается тенденция повышения приведенных напоров вод юрских отложений в сторону Центрально-Ассакеауданского грабена и Дарьялик-Дауданского прогиба. В восточной части Устюрта в зоне его сочленения с Арало-Кызылкумским валом прослеживается снижение приведенных напоров к Муынакскому району (пл. Кызылшалы) и лишь в Кунградском районе по профилю Раушан-Кунград - в северо-западном направлении.

Анализ пьезометрической поверхности юрского водонапорного комплекса Устюрта позволяет уверенно утверждать проявление элизионного режима водообмена, расположение основных областей создания напора в центральных частях артезианских бассейнов II порядка, возможность разгрузки юрских водоносных горизонтов в Актумсукской и Центрально-Устюртской системах дислокаций, Аральской акватории и по разломам Батпакского вала и Шорджинского поднятия. Поскольку ранее установлено, что элизионный режим водообмена благоприятен для формирования и сохранения залежей углеводородов, гидродинамическая характеристика юрского водонапорного комплекса Устюрта может быть использована для зонального прогноза нефтегазоносности и, в частности, для ориентировки нефтегазопойсковых работ, в первую очередь на зоны пьезоминимумов. Однако, учитывая нарушение изолирующих свойств верхнеюрского водоупора в этих зонах дизъюнктивными дислокациями и фациальными окнами, перспективными следует считать территории, прилегающие к зонам

пъезоминимумов, т.е. бортовые участки прогибов при наличии структурных ловушек, в которых происходит разгрузка элизионных вод.

По результатам палеогидрогеологического анализа современный элизионный режим юрской части Устюртской водонапорной системы унаследован от предшествующего (средне-миоценового элизионного этапа) гидрогеологического развития. Незначительные по масштабу и кратковременные инфильтрационные этапы кимериджского и датского веков не повлияли существенно на условия элизионного водообмена в течение всей мезозойской эры. Более интенсивная инфильтрация могла произойти на границе палеогенового периода, особенно со стороны горного Мангышлака по Центрально-Устюртскому поднятию. Вероятно, частичное опреснение рассолов в юрских отложениях последнего инфильтрационного водообмена отражает этот процесс. По палеогидрогеологическим данным, перспективность юрских отложений Устюрта везде одинаково высока на удаленной от зон территории, вовлеченной в инфильтрационный водообмен предпоследнего III гидрогеологического цикла (конец палеогенового до раннемиоценового периода).

Распределение температур по разрезу осадочного чехла Устюрта показывает увеличение геотермического градиента от $2,5\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ в пределах поднятий до $3,5\text{--}4,3\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ в осевых частях прогибов. Максимальная прогретость вод юрских отложений в прогибах (140°C в Барсакельмесском и до 120°C в Северо-Устюртском и Ассакеауданском) может оцениваться как благоприятный фактор для генерации углеводородов и их растворения в подземных водах. Последнее обстоятельство ограничивает возможность формирования их залежей (особенно газовых) в центральных частях прогибов. Понижение температуры пластовых вод юрских отложений до величин минимальной растворимости газов в воде ($80\text{--}120\text{ }^{\circ}\text{C}$) по пути миграции позволяет рассчитывать на фазовое обособление углеводородных газов в ловушках зон пъезоминимумов и прилегающих районов несмотря на ослабление «высаливающего» эффекта за счет частичного опреснения рассолов в пределах поднятий.

По рассмотренному комплексу гидрогеологических критериев для зонального прогноза нефтегазоносности юрских отложений Устюрта могут быть использованы параметры строения водонапорной системы (в первую очередь, особенности изменения по площади изолирующих свойств верхнеюрского водоупора и выдержанности водоносных горизонтов юрского комплекса) и результаты гидрохимических, гидродинамических, палеогидрогеологических и геотермических исследований, а для локального прогноза - органо-газогидрохимических и наличие гидродинамических ловушек. На основе анализа закономерностей регионального и локального распространения водорастворенных газов и органических веществ в нефтегазоносных областях Узбекистана установлено, что влияние залежей нефти и газа наиболее четко проявляется в увеличении газонасыщенности (абсолютной и относительно предельной) подземных вод и содержания в них битуминозного углерода и фенолов с приближением к контуру нефтегазоносности по площади и к ВНК или ГВК по разрезу.

Юрские отложения Устюрта относятся к типичным для нефтегазоносных геологических объектов с величинами органического углерода ($C_{\text{орг}}$), измеряемыми десятками и первыми сотнями миллиграммов на литр. В региональном плане достаточно четко прослеживается рост средних значений ($C_{\text{орг}}$) от Центрально-Устюртского поднятия (40 мг/л) к Барсакельмесскому

прогибу ($70\text{--}80\text{ мг/л}$). Максимальные величины параметра (более 100 мг/л) определены для приконтурных вод месторождений Западный Барсакельмес и Акчалак. Однако для приконтурных вод Куанышского месторождения содержание $C_{\text{орг}}$ не превышает средних значений для данного геологического объекта. При среднем содержании аквабитумоидов, равном около 5 мг/л различие между продуктивными и непродуктивными объектами носит лишь характер тенденции. Заметна обогащенность ими приконтурных вод газоконденсатных месторождений Шахпахты и Куаныш (более 6 мг/л) и небольших газовых скоплений на площадях Западный Шахпахты и Аламбек (порядка 5 мг/л) по сравнению с непродуктивными структурами Кокбахты, Уру и др. (менее $3,5\text{ мг/л}$). Ореольный эффект от газоконденсатной залежи по параметру $C_{\text{бит}}$ прослежен на месторождении Шахпахты: содержание его увеличивается от $4,56$ в скв. 1 до $20,16\text{ мг/л}$ в скв. 2. В то же время в Западном Барсакельмесе оно изменяется в диапазоне $3,2\text{--}9,8\text{ мг/л}$, а на площадях Теренкудук, Агыин и Северный Ассакеаудан достигает $5,7\text{--}6,7\text{ мг/л}$.

По средним значениям йодатной окисляемости ($O_{\text{й}}$) можно довольно уверенно разграничить месторождения Куаныш ($58,65\text{ мг/л}$) и Шахпахты ($24,39$) и непродуктивные структуры Кокбахты ($3,9$), Байтерек ($4,57$), Хоскудук ($5,75$) и др. Более того, по верхним интервалам перфорации VIII пачки среднеюрских отложений на месторождении Шахпахты четко прослеживается резкое повышение $O_{\text{й}}$ от скв. 1 ($33,32$) к скв. 2 ($113,3$). Однако на площади Агыин среднее значение этого параметра выше ($30,54$), чем на площадях Аламбек ($22,02$) и Западный Шахпахты ($14,40$), что указывает на неоднозначную связь концентрации $O_{\text{й}}$ с продуктивностью поисковых объектов.

Аналогичное распределение характерно и для перманганатной окисляемости ($O_{\text{п}}$): при четком ореольном эффекте на месторождениях Шахпахты (повышение от $55,37$ до $42,11$ от скв. 1 к скв. 2) и Куанышском (среднее $15,36$) и минимальном на непродуктивных площадях Кокбахты и Байтерек - $0,76$ и $0,85$ соответственно. Среднее содержание нефтяных кислот в водах рассматриваемого объекта равно $0,87\text{ мг/л}$, увеличено на месторождении Куаныш (до 16), относительно понижено на Акчалакском ($1,3\text{--}1,6$) и Шахпахтинском ($0,73$), на пустых площадях Теренкудук и Байтерек ($0,67$ и $0,83$ соответственно) при относительно высоких значениях на Акчалаке ($1,3\text{--}1,6$) и Западном Барсакельмесе ($2,20\text{--}2,23$).

Четко выявляется обогащенность летучими фенолами ($\Phi_{\text{лет}}$) приконтурных вод газовых месторождений Шахпахты, Куаныш и Акчалак (до $6\text{--}8\text{ мг/л}$), несколько меньше их на нефтяном месторождении Западный Барсакельмес (до 2 мг/л). На всех непродуктивных структурах, исключая Агыинскую, их количество не превышает 1 мг/л . Содержание бензола в подземных водах изменяется в очень широких пределах на всех изученных структурах - от отсутствия до $4,7\text{ мг/л}$. Диапазон этих изменений несколько шире на месторождениях Акчалак (до $0,47\text{ мг/л}$) и Западный Барсакельмес (до $0,27\text{ мг/л}$), чем на Шахпахтинском, Куанышском, Аламбекском, при этом на большинстве непродуктивных структур он не обнаружен вовсе.

Рассмотренные органо-гидрохимические параметры в условиях юрских отложений Устюрта как нефтегазопроисковые показатели неравноценны. Наиболее информативны летучие фенолы и аквабитумоиды, наименее - азотсодержащие органические соединения.

В водах юрских отложений рассматриваемого объек-

та распространены азотно-метановые газы, содержание которых обычно не превышает $600 \text{ см}^3/\text{л}$. Такие воды получены на площадях Актумсукского и Центрально-Устюртского поднятий. Максимальное содержание в составе водорастворенных газов (ВРГ) углеводородов (УВ) и близкая к предельной газонасыщенность вод установлены на месторождениях и площадях Шахпахтинской ступени и Куаныш-Аламбекского вала. Так, в составе ВРГ и приконтурных вод Шахпахтинского месторождения содержание метана и его гомологов достигает 90 и 3,4% соответственно, а вод на Аламбекской площади - $1660 \text{ см}^3/\text{л}$. Упругость ВРГ на месторождении Шахпахты увеличивается вверх по разрезу с 10,64 до 12 МПа, а коэффициент газонасыщенности - до 1.

Можно предположить, что для данного геологического объекта локальными критериями газонасыщенности служат не только газосодержание и коэффициент газонасыщенности K_g , но и смена газового состава вод в ловушке на углеводородный. По степени достоверности органо-гидрохимические критерии располагаются в следующем порядке убывания: фенолы - бензол-нафеновые кислоты - йодатная окисляемость - битуминозный углерод - общий азот, а газогидрохимические: упругость УВ газов - K_g - газовый фактор - углеводородный состав ВРГ.

Вместе с тем в условиях более резкого нарушения фазового равновесия между свободными и водорастворенными газами в юрских отложениях Устюрта существенно повышена достоверность таких газогидрохимических критериев, как упругость углеводородных ВРГ и коэффициент газонасыщенности подземных вод.

Таким образом, водорастворенные газы являются наиболее информативными компонентами пластовых вод. Сопоставление состава газов в совокупности с термодинамическими характеристиками водонапорной системы позволяет определить ориентировочную газонасыщенность всей системы и предсказать выявление новых, ранее неизвестных залежей УВ.

Для локального прогноза из большого числа органо-гидрохимических показателей наибольшее значение имеют бензол, фенол и органический углерод. Их повышенные концентрации представляют интерес, но при этом необходимо помнить, что аномальные значения водорастворенных органических веществ (ВРОВ) были генетически связаны со скоплениями углеводородных

флюидов, а не с насыщенностью пород органическим веществом. Наиболее важным показателем являются повышенная газонасыщенность вод и преобладание в газовой фазе углеводородов. При переходе локального прогноза непосредственно на локальные структуры данный комплекс критериев наиболее подходящий.

Максимальные концентрации бензола и фенола характерны для вод газоконденсатных залежей, бензола - для газовых, фенола и бензола - для нефтяных и газонефтяных.

Критерии продуктивности локальных структур по ВРОВ - бензол, фенол, органический углерод и по ВРГ - состав газа, углеводородных компонентов, газонасыщенность рекомендуется использовать при отдельных поисково-разведочных работах на нефть и газ в высокоперспективных и перспективных зонах в комплексе с другими группами критериев локального прогноза.

Изучение ВРОВ показало обогащенность органическими веществами юрских водоносных горизонтов Барсакельмесского, Ассакеауданского и Судочьего прогибов, что согласуется с результатами гидрохимических и гидродинамических исследований, сохранением седиментогенных метаморфизованных и обогащенных органическими веществами элизионных вод и свидетельствует о благоприятности гидрогеологической обстановки для нефтегазообразования и накопления в юрских отложениях Устюрта.

Результаты комплексного использования гидрогеологических данных указывают на обоснованную прогнозную оценку нефтегазоносности перспективных зон, где в поисковых структурах Агыин, Айжанкос, Чибелли, Восточный Куаныш, Аджибай, Ассакеаудан, Тахтакаир определены высокие прогнозные показатели ВРОВ и ВРГ. На основании комплексных исследований приведенные выше площади выделены как первоочередные объекты на поиски залежей углеводородов. Поисково-разведочными работами уже выявлены залежи углеводородов на поисковых площадях Учсай, Бердах, Сургиль, Северный Арал, Шеге, что подтверждает прогноз перспектив локальных структур на выделенных территориях Устюртского региона, в остальных необходимы переинтерпретация геолого-геофизических данных и дальнейшие поисково-разведочные работы на определение наличия углеводородов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вагин С.Б., Гаврилов В.П., Кудряков В.А. Гидрогеологические особенности Устюрта и Мангышлака в связи с нефтегазоносностью // Нефтегаз, Геология и геофизика, 1966, №2.
2. Гидрогеология СССР. М.: Недра, т. 39, 1971.
3. Каменский Г.Н., Толстихин М.М., Толстихин Н.И. Гидрогеология. М.: Госкомтехиздат, 1959.
4. Кенесарин Н.А., Султанходжаев А.Н. О принципе расчленения артезианских бассейнов Средней Азии // Узб. геол. журн., 1961, №3.
5. Кудашев О.Т. К вопросу о гидравлике водонапорных комплексов мезозойских отложений плато Устюрт // Материалы по геологии, добыче и транспорту природного газа в Средней Азии. Ташкент: Фан, 1965.
6. Кудряков В.А., Кремер А.М., Халдаров С. Гидрогеологические условия Каракалпакского Устюрта // Вопросы геологии и нефтегазоносности Узбекистана, вып. I. Ташкент: Фан, 1966.
7. Куликов Г.А. Гидрогеологические условия Каракалпакского Устюрта. Ташкент: Фан, 1971.
8. Стадник Е.В. Особенности гидрогеологии Северо-Устюртского бассейна в связи с нефтегазоносностью // Геология нефти и газа, 1972, №2.
9. Туляганов Х.Т., Кудряков В.А., Талипов С. и др. Гидрогеология нефтегазоносных областей Узбекистана. М.: Недра, 1973.

Annotation

Modern hydrochemical zonality of the Usturt region is examined as well as distribution peculiarities of water soluble gases and organic substances and modern and paleohydrodynamic regimes of Jurassic water-pressure complex. Zonal and local forecasts of territory oil and gas content are presented as well as specific local structures are recommended to exploration on Jurassic sediments.