

УДК:532.5:553.98(575.16/.192)

Т.Х.Шоймуротов, К.Б.Юсупов, С.Т.Рахманова

ПРОГНОЗ ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ БУХАРО-ХИВИНСКОГО РЕГИОНА ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМ МЕТОДОМ



**Шоймуратов Туйчи
Халикулович** –
главный научный советник
ГУ «ИГИРНИГМ»,
докт. геол.-мин. наук.
E-mail: igirnigm@ing.uz;
tuychi@ing.uz



**Юсупов Каримбой
Бобомурод ўғли** –
младший научный сотрудник
ГУ «ИГИРНИГМ».
E-mail: ykarimboy@
mail.ru



**Рахмонова Севара
Тошпулат қизи** –
стажер-преподаватель
Университета
геологических наук.

Аннотация. Рассматриваются геолого-гидрогеологические предпосылки нефтегазоносности юрских отложений Бухаро-Хивинского региона, а также роль тектонических и гидродинамических факторов в формировании и скоплении залежей углеводородов. Подземные воды – основной «транспорт» рассеянных углеводородов, при определенных геолого-гидрогеологических условиях они могут способствовать их накоплению или разрушению. Изучение характера движения флюидов, обусловленного геолого-тектоническими процессами, необходимо для оценки перспектив нефтегазоносности территорий. Целевым заданием исследования является установление роли подземных вод в формировании и размещении залежей углеводородов юрских отложениях Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона. В работе применялся комплексный подход к решению проблем, включающий научные обобщения фактических данных в разрезе юрских отложений с привлечением материалов, характеризующих гидродинамические и гидрохимические параметры пластовых вод. В пределах исследуемой территории выявлены участки, наиболее характерные с точки зрения аккумуляции углеводородов в разнообразных ловушках, а также обнаружены гидродинамические аномалии, связанные с тектоническим и литологическим экранами, являющимися благоприятными зонами для скопления и сохранения углеводородных залежей. Приводятся выводы с оценкой перспектив нефтегазоносности юрских отложений.

Ключевые слова: гидродинамика, углеводород, залежь, миграция, площадь, флюид, пластовая вода, водонапорный комплекс, гидравлический напор, регион, юра.

БУХОРО-ХИВА РЕГИОНИ ЮРА ДАВРИ ЁТҚИЗИҚЛАРИ НЕФТГАЗЛИЛИК ИСТИҚБОЛИНИ ГИДРОДИНАМИКА УСУЛИДА БАШОРАТЛАШ

Аннотация. Мақолада Бухоро-Хива региони юра даври ётқизиқлари нефтгазлилигининг геологик ва гидрогеологик мезонлари ҳамда углеводород уюмлари ҳосил бўлиши ва тўпланишида тектоник ва гидродинамик омилларнинг роли кўрсатилган. Бинобарин, қатлам сувлари тарқок углеводородларни ташийдиган (ҳаракатлантирадиган) асосий воситалардан бири бўлиб, маълум бир геологик ва гидрогеологик шароитларда уларни тўплаши ёки ювиб (емириб) кетиши мумкин. Шунинг учун, геологик ва тектоник жараёнлар билан боғлиқ бўлган флюидлар ҳаракати ҳолатини ўрганиш нефтгазли ҳудудлар истиқболини баҳолашда муҳим шартлардан бири ҳисобланади. Шундан келиб чиққан ҳолда, тадқиқотнинг мақсади Бухоро-Хива нефтгазли региони юра даври ётқизиқларида углеводород уюмлари ҳосил бўлиши, тарқалиши ва йиғилишида ерости сувларининг ҳиссасини (ролини) белгилашдан иборат. Тадқиқот иши муаммосини ечишда, комплекс ёндашувни ўз ичига олган ўрганилаётган ҳудуд юра даври ётқизиқлар кесмаси бўйича мавжуд материалларнинг илмий умумлашган таҳлиллари асосида, кўрилаётган муаммоларни ойдинлаштирувчи қатлам сувлари гидро-

динамик ва гидрокимёвий параметрларидан фойдаланилган. Ўтказилган гидродинамик тадқиқот таҳлиллари ва умумлаштирилган натижалар асосида ўрганилаётган территория ҳудудида турли хил тутқичли углеводород уюмлари тўпланиш эҳтимоли бўлган участкалар аниқланган, шунингдек тектоник ва литологик тўсиқлар билан боғлиқ бўлган углеводород уюмлари йиғилиши ва сақланиши учун қулай шароитли зоналардан иборат гидродинамик аномалиялар аниқланган. Ўрганилаётган ҳудуд юра даври ётқизиклари нефтьгаздорлиги истиқболини баҳолашга монанд ҳулосалар келтирилган.

Калит сўзлар: гидродинамика, углеводород, уюм, миграция, майдон, флюид, қатлам сувлари, босимли сув мажмуаси, гидравлик босим, регион, юра.

FORECAST OF THE PROSPECTS OF PETROLEUM AND GAS CAPABILITY OF JURASSIC DEPOSITS OF THE BUKHARA-KHIVA REGION USING THE HYDRODYNAMIC METHOD

Abstract. The article discusses the geological and hydrogeological prerequisites for the oil and gas potential of the Jurassic deposits of the Bukhara-Khiva region, as well as the role of tectonic and hydrodynamic factors in the formation and accumulation of hydrocarbon deposits. Because, Groundwater is the main “transporter” of dispersed hydrocarbons; under certain geological and hydrogeological conditions, they can contribute to their accumulation or destruction. In this regard, studying the nature of the movement of fluids caused by geological and tectonic processes is a necessary condition for assessing the prospects for oil and gas potential of territories. Accordingly, the goal of the study is to establish the role of groundwater in the formation and placement of hydrocarbon deposits in the Jurassic deposits of the Bukhara-Khiva oil and gas region. The work used an integrated approach to solving problems, including scientific generalizations of factual data in the context of Jurassic deposits of the study area with the use of materials characterizing the hydrodynamic and hydrochemical parameters of formation waters. Based on the analysis and generalization of the results of hydrodynamic studies within the study area, areas that are most characteristic in terms of the accumulation of hydrocarbons in various traps were identified, and hydrodynamic anomalies associated with tectonic and lithological screens, which are favorable zones for the accumulation and preservation of hydrocarbons, were discovered. deposits. The corresponding conclusions are presented with an assessment of the prospects for oil and gas content of the Jurassic deposits of the study area.

Key words: hydrodynamics, hydrocarbon, deposit, migration, area, fluid, formation water, water complex, hydraulic pressure, region, Jurassic.

Введение. В настоящее время обеспечение прироста мировых запасов нефти и газа осуществляется, в основном, за счет увеличения объема поисков углеводородного (УВ) сырья путем активного внедрения результатов научных исследований в практику геолого-разведочных работ. В связи с возросшими потребностями в различных сферах промышленности в природном газе и нефти для увеличения базы УВ-сырья приоритетной задачей нефтегазовой геологии стало определение перспектив нефтегазоносности новых территорий, основанное на анализе комплекса геологических материалов и, в частности, результатов гидрогеологических исследований.

Роль последней важна не только как среда, которая участвует в происхождении УВ, но и как фактор транспортировки нефти и газа по пористым горизонтам продуктивных толщ в ловушки. Фазовое обособление УВ из подземных вод контролируется наличием сочетания благоприятных гидрогеологических факторов, которому в последнее время отводится все более значительное место в общем комплексе исследований [7].

Основные промышленные запасы нефти и газа в Республике Узбекистан сосредоточены в юрских карбонатных (J_3) и терригенных (J_{1-2}) формациях Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона (БХНГР). Карбонатные отложения до сих пор рассматриваются в качестве главного поискового объекта.

Строение юрского водонапорного комплекса БХНГР к настоящему времени изучено довольно детально. Первые сведения о нем были основаны на гидрохимических данных, свидетельствующих о существенном различии пластовых вод мезозойских отложений на поисковых площадях и разведанных месторождениях УВ-сырья (С.П.Корсаков, Г.Х.Дикенштейн, М.И.Зайдельсон) [7, 10].

Последующее изучение гидрогеологических условий поисково-разведочных площадей исследуемой территории позволило обосновать самостоятельность юрского, неокон-аптского, сеноман-альбского и сенон-палеоценового (надтуронского) водонапорных комплексов (В.А.Кудряков, Т.Н.Авазов, С.Талипов). Эти представления, в дальнейшем подкрепленные новыми фактиче-

скими материалами, получили общее признание (А.А.Карцев, В.Н.Корценштейн, И.В.Кушников, А.С.Панченко, Е.А.Барс, В.Н.Пашковский, Р.Г.Семашев, С.Холдаров, Я.А.Ходжакулиев, Л.А.Абукова, Т.Х.Шоймуротов и др.).

В общем комплексе исследований установлены главные особенности формирования залежей нефти и газа, как элементов природных водонапорных систем: связь процессов формирования и разрушения УВ-скоплений с водонасыщенными горными породами, зависимость сохранности залежей УВ от современных и древних гидрогеологических условий, а также нефтегазопроисхождение различных компонентов химического состава подземных вод.

Вместе с тем ряд важных вопросов нефтегазовой гидрогеологии остаются слабо разработанными и дискуссионными. В частности, отсутствуют единые представления о типизации природных водонапорных систем и выявляемых гидродинамических аномалий. Недостаточно изучена проблема гидрохимической зональности подземных вод нижних горизонтов осадочного разреза и их взаимосвязи между собой. Определение вертикальной и латеральной зональности юрских и меловых водонапорных комплексов БХНГР носило эпизодический характер и на сегодняшний день они слабоизученные. Также мало уделялось внимания поискам залежей нефти и газа, связанные с гидродинамическими условиями ловушек.

В настоящее время имеется обширная информация о составе пластовых вод по исследуемой территории, анализ которой позволяет во многом по-новому представить структуру гидрогеохимического поля и понять механизм формирования и размещения подземных флюидов. За последние годы в гидрогеологических исследованиях БХНГР произошли качественные и количественные изменения, связанные с расширением использования вероятностно-статистических методов системного анализа при изучении гидрогеологических явлений и процессов. В практику гидрогеологических работ внедряются информационно-поисковые системы с учетом современных достижений в области гидрогеологии и основ традиционных методов обработки и анализа гидрогеологической информации.

В данной работе именно на этой основе производились все последующие исследования с целью детализации гидрогеологических построений с использованием в анализе дополнительных подходов и показателей. При изучении

комплекса гидрогеологических показателей, условий формирования и сохранения залежей УВ в юрских отложениях региона, наряду с традиционными антиклинальными структурными ловушками, особое внимание уделено также выявлению литологических, тектонических и гидродинамических типов ловушек УВ.

Материалы и методы исследования. Основным методом проведенных исследований является комплексный анализ геолого-гидрогеологических данных юрской водонапорной системы БХНГР, обобщение, обработка и интерпретация полученных результатов. В работе применялся комплексный подход к решению проблем, включающий научные обобщения фактических данных в разрезе юрских отложений исследуемой территории с привлечением материалов, характеризующих течение, пластовые давления, температуры и макро- и микрокомпонентный состав пластовых вод.

Основные исходные данные при изучении динамики подземных вод – замеры пластовых давлений и статических уровней вод в скважинах, а также сведения о гипсометрии пластов, плотности флюидов и температуры. С учетом важности начального этапа обработки вышеуказанных фактических материалов, произведена оценка возможностей применения различных методик гидродинамических построений.

Для общей характеристики современного состояния пластовой гидродинамической системы авторами выполнены расчеты приведенных напоров по методике А.И. Силина-Бекчурина [15]. Кроме того, по методике М.К.Хабберта [3, 16], путем построения изопотенциальных поверхностей для флюидов (вода, нефть, газ) уточнены гидродинамические условия, при которых могут сохраняться скопления нефти и газа в реальной геолого-тектонической обстановке.

Основная цель методики гидродинамического моделирования состоит в том, чтобы дать оценку вероятности нахождения залежей УВ в любой конкретной подземной структуре. Проведенные расчеты при изучении динамики подземных вод позволяют определить диапазон гидродинамических условий, при которых могут сохраняться скопления нефти и газа при любом конкретном сочетании геологических, литологических, стратиграфических и структурно-тектонических факторов. Исходя из этой методики, в настоящем исследовании применены гидродинамические методы изучения поведения флюидов в пластовых условиях, а также в услови-

ях влияния гидродинамической обстановки на формирование и сохранение залежей УВ.

В гидрогеологическом отношении БХНГР занимает северо-восточную часть Амударьинской водонапорной системы, которая ограничена на севере и юге Южно-Кызылкумским и Амударьинским разломами, на востоке и юго-востоке – горными сооружениями Гиссарской и Зарафшано-Туркестанской систем. В пределах рассматриваемой территории по структурно-тектоническим, литолого-фациальным и гидрогеологическим условиям выделяются три гидрогеологические области: Бухарская, Чарджоуская и Бешкент-Кашкадарьинская (рис. 1).

Геологическое строение БХНГР осложнено глубинными и локальными разломами, влияющими на гидродинамический режим изучаемой территории. Особенности геолого-тектонического строения территории предопределяют формирование нескольких обособленных флюидодинамических систем, различающихся по ги-

дродинамическим потенциалам. Целесообразность такого дифференциального подхода при изучении флюидодинамики обоснована дальнейшей детализацией на уровне локальных площадей, которая позволяет системно интерпретировать флюидодинамические процессы с учетом геолого-тектонических условий [12].

Формирование химического и газового состава пластовых вод нефтегазоносных бассейнов имеет не только принципиальное теоретическое значение для разработки проблем миграции УВ и образования их залежей, но также позволяет целенаправленно вести методические разработки прикладного характера для выполнения поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Изучение поведения подземных глубокозалегающих флюидов и влияния гидродинамической обстановки на формирование и сохранение залежей УВ сырья – один из важных вопросов нефтегазовой гидрогеологии. Техника гидродинамических построений для УВ-флюидов дает исследователю простой метод для оценки продуктивности потенциальных ловушек УВ-сырья в пределах исследуемого участка. Соответствующие параметры могут использоваться для моделирования различных сочетаний структурных, литологических и гидродинамических условий.

Флюиды составляют лишь одну часть картины подземных условий. Остальные необходимые предпосылки для образования залежей УВ – ловушки, коллекторы, нефтематеринские породы и др. – должны учитываться для выборки рекомендаций наиболее вероятного обнаружения залежей нефти и газа в пределах той или иной площади. Для обеспечения полноты и степени достоверности прогноза нефтегазоносности исследуемой территории при построении гидродинамических моделей и оценке размещения флюидов гидродинамическим методом необходимо, чтобы этот процесс сопровождался изучением геофизических, структурно-тектонических, литолого-фациальных и др. факторов, полученных в результате поисково-разведочных работ [1, 13].

Геологическое строение БХНГР осложнено глубинными и локальными разломами, влияющими на общегидродинамический режим пластовых флюидов. Особенности геолого-тектонического строения территории предопределяют формирование нескольких обособленных флюидодинамических систем, в пределах которых формируются уже свои, но наиболее низшего

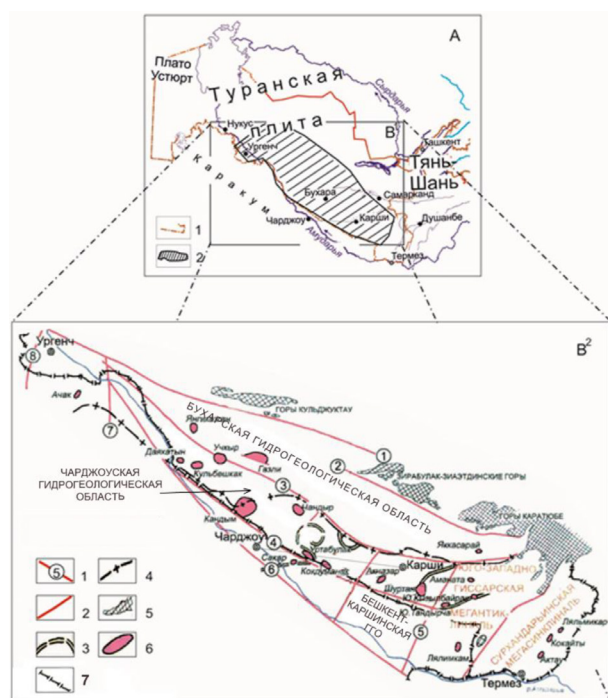


Рис. 1. Положение района исследований (А, В¹) и схема основных тектонических элементов (В²).
А, В¹: 1 – государственная граница Республики Узбекистан, 2 – Бухаро-Хивинский нефтегазоносный регион; В²: 1 – региональные разломы (1 – Южно-Кызылкумский, 2 – Предзарафшанский, 3 – Бухарский, 4 – Гугуртли-Гирсанский, 5 – Лянгаро-Караильский, 6 – Амударьинский, 7 – Питняк-Серахский, 8 – Бездешикский); 2 – разрывные нарушения меньшего порядка, разделяющие разнотипные геологические разрезы; 3 – линии развития барьерных рифов; 4 – границы развития соленосных отложений; 5 – выходы на дневную поверхность домезозойского фундамента; 6 – месторождения углеводородов.

уровня элементы распределения гидродинамического энергетического потенциала [2].

Целесообразность такого дифференциально-го подхода при изучении флюидодинамики обоснована дальнейшей детализацией на уровне локальных площадей, которая позволяет системно интерпретировать флюидодинамические процессы с учетом геолого-тектонических условий.

Результаты исследования. Использование гидрогеологических данных при решении теоретических аспектов проблемы генезиса нефти и газа и практических задач по обнаружению нефтяных и газовых месторождений базируется на громадном фактическом материале, подтверждающем известное положение о единстве флюидальной системы земной коры (подземные воды, природные газы и нефть).

Одним из ведущих направлений изучения проблемы генезиса нефти и газа является гидрогеологическое, которому в последнее время отводится все более значительное место в общем комплексе исследований. Важность глубокого и всестороннего изучения роли подземных вод в нефтегазообразовании и нефтегазонакоплении определяется тем, что: все стадии процесса формирования УВ скоплений происходят в среде водонасыщенных горных пород; фазовое обособление УВ из водных растворов контролируется наличием сочетания целого ряда благоприятных гидрогеологических факторов; сохранность залежей нефти и газа зависит от современной и древней гидрогеологической обстановки [10].

Анализируя данный вопрос, многие исследователи пришли к выводу, что УВ-залежи приурочены, в основном, к зонам систематически активизирующихся дизъюнктивных нарушений, выполняющих функцию структуро- и трещинообразования, способствуя созданию пустотного пространства, а также выполняющих функцию латеральной и вертикальной миграции флюидов. При формировании этих залежей основную роль играет не амплитуда разрывных нарушений, а их современная активность, т. е. наиболее высокие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород связаны с максимумами трещиноватости в зоне действия молодых или обновленных разломов, по которым поднимаются гидротермальные растворы, образуя зоны разуплотнения [4]. Несмотря на дискуссионность изложенных предположений, можно констатировать, что огромная энергия этих движений дает толчок к обновлению и развитию сети глубинных разломов и тем самым способствует современным

процессам формирования и переформирования месторождений.

По мнению В.А.Кротовой [8, 9], приуроченность УВ залежей к участкам вблизи разрывных нарушений и влияние зон разгрузки подземных вод указывает на их роль как возбуждающих и стимулирующих флюидов в водонапорных системах. Двигаясь по горизонтальным и наклонным пластам, воды увлекают с собой УВ, которые, встречая (особенно вблизи разломов) благоприятные структуры, могут аккумулироваться, образуя залежи. Этим объясняется частая приуроченность цепочки нефтеносных и нефтегазоносных структур к зонам нарушений, где создаются перепады пластовых давлений, благоприятствующие выделению УВ из вод.

В.Ю.Керимов и др. [6], в результате анализа фактического материала по гидродинамике и УВ составляющих геофлюидодинамических полей Южно-Каспийского бассейна, приходят к выводу, что весь осадочный чехол региона представляет единую водонапорную систему, где на фоне исключительно незначительных проявлений элементов инфильтрационного и элизионного режимов, доминирующей формой мобильности водной среды является современная крупномасштабная межформационная, пульсационная переточно-инъекционная субвертикальная миграция подземных вод по плоскостям проводящих дизъюнктивов, зонам повышенной трещиноватости, контактов диапировых внедрений, эруптивов грязевых вулканов, литофациальных несогласий и других нарушений сплошности пород. По мнению этих авторов, на всей территории бассейна продуктивность отдельных районов и структур всех комплексов осадочного чехла (в общем плане) контролируется региональными глубинными разломами и разрывами, и ее распределение по площади пространственно соответствует зонам их развития и, в особенности, участкам взаимопересечения.

В своих обобщениях многие исследователи (М.С.Моделевский, Д.Л.Федоров, И.П.Ловрушко, Н.К.Эйдельмант и др.), как одну из основополагающих закономерностей распространения крупных скоплений нефти и газа отмечают их приуроченность к зонам сочленения, областям развития разломов и сдвиговых дислокаций [17].

Совокупное проявление гидрохимических, гидродинамических, геотермических и других аномалий при одновременном присутствии УВ в зонах глубинных разломов, под соленосными

толщами (эвапоритовая формация), позволяет говорить о единстве подземных флюидов в недрах и единстве их миграции по разломам, которые расположены вблизи горно-складчатых сооружений, или отделяют их от краевых зон платформ и в прогибах.

Следовательно, знание процессов формирования химического и газового составов пластовых вод нефтегазоносных бассейнов имеет не только принципиальное теоретическое значение для разработки проблем миграции УВ и образования их залежей, но также позволяет целенаправленно проводить поиск и разведку месторождений УВ. При этом изменение ионно-солевого состава пластовых вод можно рассматривать как признак процессов нефтегенерации, продолжающихся и в настоящее время.

Отметим, что 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. Главной закономерностью пространственного распределения скоплений УВ является приуроченность их к линейно-активным зонам новейшей тектоники [1, 14].

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 доюрских разрезах в пределах БХНГР, 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 и Амударьинского разломов, которые представляют систему сближенных и разноориентированных нарушений сбросово-сдвигового типа. Заложены они в раннепалеозойское время, активно развивались в течение юрского и неогенового времени. Современная тектоническая активность, наблюдающаяся в зоне влияния этих разломов, как свидетельствуют проведенные исследования, что эти структуры «живут» и в настоящее время [10].

Анализ гидродинамических условий юрского водонапорного комплекса БХНГР показывает, что

гидродинамический режим потока подземных вод, прежде всего, связан с тектоническими нарушениями разного уровня и физико-химическими свойствами вмещающих отложений, которые существенно влияют на распределение энергий подземных течений пластовых вод и на величину гидравлического напора, приводящих в итоге к резким изменениям величин градиентов потока.

По результатам построения схематической гидродинамической карты гидравлического напора пластовых вод юрских отложений БХНГР установлена гидродинамическая обстановка территории, в т. ч.: локальное и основное направление движения подземных вод; изменение градиентов пластовой фильтрации; участки с низкой и высокой потенциальной энергией пластовых вод и т. п. В дополнение к указанным показателям благоприятными для нефтегазонакопления являются еще ряда гидродинамических факторов: скорости движения подземных вод; малые гидродинамические уклоны; наличие зон пьезоминимумов; «замкнутые зоны и структурные гидродинамические носы» с расчетными данными коэффициентов затруднённости водообмена. Результаты этих характеристик и комплексные гидродинамические анализы позволяют выделить наиболее перспективные локальные районы с рассмотрением отдельных вероятных участков на предмет наличия скоплений залежей УВ.

Максимальные величины приведенных пьезометрических напоров в *нижне- и среднеюрских* отложениях БХНГР приурочены к восточной части Бешкентского прогиба. Участки локальных пьезомаксимумов наиболее четко выражены в районах месторождений Сев. Нишан, Гирсан, Чилькувар, Алан (2322-2747 м), а участки локальных пьезоминимумов – в районах площадей Карим, Расылкудук, Джаркак, Западный Караиз, Сарыташ, Ходжи, Хатар, Кумли (199-343 м). Их формирование связывается с неравномерным развитием более или менее водообильных коллекторов.

Зона резкого снижения напоров занимает юго-восточную половину Бухарской ступени, примыкающую к Гиссарской области снижения напоров. Перепад напоров от площадей Шуран и Азляртепа до площадей Галаасия и Аладатир составляет 1026-920 м, а средний гидравлический уклон (i_{ϕ}) на этом участке равен порядка около 1 м/км (табл. 1).

Региональный наклон пьезометрической поверхности в северо-западном направлении от-

Таблица 1

**Гидродинамические параметры движения подземных вод в ниже- и среднеюрских отложениях
Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона**

Площади и месторождения	Коэффициент		Фактический уклон (I_{ϕ}), м/км	Скорость фильтр. (теоре- тич.) (V_T), см/год	Скорость фильтр. (фактич.) (V_{ϕ}), см/год	Коэф. за- труднен- ности (Ψ)
	проницае- мость (k), дарси	пори- стость (m), %				
Бухарская ступень						
Шурасан-Сев. Азляртепа	0,008	8	14,6	4,0	47	0,09
Азляртепа- Раимсуфи	0,006	8	3,0	4,0	5,9	0,68
Карабаир-Сев. Шумак	0,008	8	0,9	3,9	3,1	1,25
Галаасия-Атбакор	0,008	8	0,2	3,8	0,6	6,3
С. Азляртепа-Аладагир	0,007	9	0,7	3,6	1,5	2,4
Сев. Мубарек-Карим	0,008	8,0	2,0	3,9	6,3	0,6
Юлдузкак-Джаркак	0,008	8	4,3	3,8	12,6	0,3
Чарджоуская ступень						
Алан-Уртабулак	0,0001	6	58	3,9	3,6	1,1
Уртабулак-Денгизкуль	0,0008	7	7,4	3,8	2,3	1,6
Денгизкуль-Сев.Шады	0,0008	7	3,0	3,8	0,9	4,2
Сев. Шады-Алат	0,0008	7	1,68	3,8	0,53	7,2
Зап. Ходжи-Акум	0,0008	7	1,5	3,7	0,5	7,4
Акум-Сев. Сюзьма	0,0008	7	0,8	3,7	0,25	14,8
Сев. Сюзьма-Гугуртли	0,0002	8	0,9	3,7	0,07	52,8
Сев. Нишан-Гугуртли	0,0001	6	6,0	3,6	0,3	12
Алан-Гугуртли	0,0001	6	7,2	3,6	0,35	10,3
Джамбулак-Аманата	0,0001	4	17,7	3,9	1,4	2,8
Сев. Нишан-Шуртан	0,0001	4	39,3	3,9	3,1	1,26
Сев. Нишан-Мангит	0,0001	4	38	3,9	3,0	1,3
Джамбулак-Шуртан	0,0001	4	21,8	3,9	1,7	2,3
Сев. Нишан-Сев. Камаша	0,0001	4	42,8	3,9	3,4	1,1

нудь не отмечается равномерностью, для него характерна частая смена сгущения и разряжения гидроизопьез с соответствующими резкими колебаниями величин гидравлических уклонов (по Бухарской ступени – 14,6-0,2 м/км) и скоростей фильтрации (V_{ϕ}) подземных вод (0,6-47 см/год). Сгущение гидроизопьез отмечается в юго-восточных частях флексурно-разрывных зон (Учбаш-Каршинской и др.), что свидетельствует об экранирующей роли дизъюнктивных нарушений. С учетом гидрохимических данных можно достаточно уверенно утверждать о современной гидравлической разобщенности участков водонапорной системы Бухарским разломом. Степень этой разобщенности максимальна в средней части разлома на участках Зекры и Маймана, где, наряду с экранированием юрского комплекса южного участка, имеет место разгрузка со стороны северного участка (Дарбазинский и Майманаковский пьезоминимумы).

С получением новых данных удастся проследить продолжение Мубарекского пьезоминимума в западном направлении (вплоть до площади Шимолий Дарбаза, Дарбаза, Шода и др.) и допустить возможность наличия пьезоминимума переточного типа на указанных локальных

участках Бухарской флексурно-разрывной зоны. Тем самым определяется преимущественно преградный тип пьезоминимумов с подчиненным значением скрытой разгрузки вверх по разрезу. Гидродинамическими построениями показано, что Каганский пьезоминимум включает два локальных участка понижения напоров, которые тяготеют к Сеталантепинскому и Караизскому нарушениям, причем последний участок отличается открытой разгрузкой водоносных горизонтов [18].

В отношении Газлинского пьезоминимума с уточнением величины приведенных напоров по Учкырской и Сюзьминской площадям появилась возможность зафиксировать его раскрытие в сторону Бухарской флексурно-разрывной зоны без существенного изменения взглядов на его происхождение, т. е. отнесения его к переточному типу (рис. 2).

Имеющиеся данные по распределению напоров юрского водонапорного комплекса в Бешкентском прогибе свидетельствуют о наиболее высоких напорах в центральной части прогиба (Сев. Нишан, Мангит, Алан – 2322-2247 м) и их снижении по направлению к бортовым его участкам (Сев.Камаша – 865 м, Сев. Уртабулак –

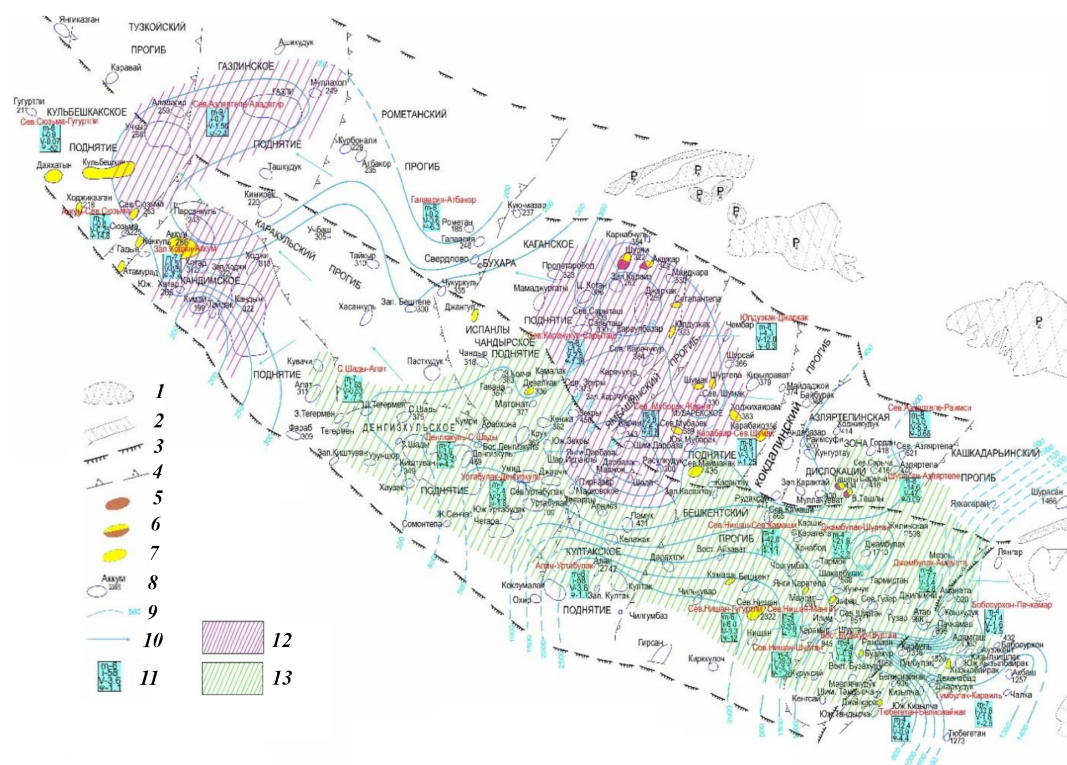


Рис. 2. Схематическая карта гидроизопьез ниже-среднеюрских отложений Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона. Выходы на поверхность отложений: 1 – палеозойских, 2 – юрских; 3 – глубинные разломы; 4 – граница тектонических элементов; месторождения: 5 – нефтяные, 6 – нефтегазовые, 7 – газовые; 8 – название площади месторождения, справа – приведенный пьезометрический напор (в абс. атм.), м; 9 – гидроизопьезы, м; 10 – направление движения подземных вод; 11 – гидродинамические параметры: m – коэффициент пористости, %, i – гидравлический уклон, м/км, v – скорость фильтрации подземных вод, см/год, Ψ – коэффициент затрудненности движения вод. Пьезометрические минимумы, связанные: 12 – с перетоком подземных вод, гидроизопьезы замкнутой формы; 13 – с тектоническим, литологическим экранами, гидроизопьезы не замкнутой формы («Гидродинамическая тень»).

709 м, Памук – 431 м, Сев. Шуртан – 851 м, Шуртан – 945 м), что указывает на наличие здесь элизионной водонапорной системы. Особо следует отметить установление в восточной приподнятой части Бешкентского прогиба зоны резкого уменьшения напоров, приуроченных к площадям Атар (986 м), Жилинская (508 м), Шуртан (945 м), Сев. Шуртан (851 м), фиксируемой в виде пьезоминимума, расположенного почти параллельно очертанию прогиба. Вероятно, эта зона сформировалась в полосе взаимодействия внешней и внутренней областей создания напора, а наличие в этом районе регионального разлома большой амплитуды, видимо, облегчает совместную разгрузку инфильтрационных и элизионных вод. Между областями создания элизионного и инфильтрационного напоров расположена обширная зона фронтального пьезоминимума, где наблюдается изменение (от 1,4 до 3,4 см/год) гидравлических градиентов и фильтрационных свойств пород, а также скорости фильтрации пластовых вод (см. табл. 1).

Средние значения проницаемости и пористости в Бешкентском прогибе составляют 0,0001

дарси – 4%. В аномальных зонах гидравлический уклон изменяется в пределах 21,8 – 42,8 м/км, скорость фильтрации – от 1,4 до 3,6 см/год, коэффициент затрудненности движения пластовых вод (Ψ) – в пределах 1,1-2,8. Аналогичные изменения гидродинамических параметров отмечаются на восточном борту Денгизкульского поднятия в районе месторождений Алан, Зеварды, Уртабулак и др. Гидродинамические параметры изменяются в следующих пределах: проницаемость – от 0,0001 до 0,0008 дарси; пористость от 6 до 7 %; гидравлический уклон – от 7,4 до 58 м/км. Скорость фильтрации 2,3-3,6 см/год при коэффициенте затрудненности движения пластовых вод 1,1-52,8. В западном направлении в зависимости от геологического строения, характера физико-химических свойств пород и удаленности от источника создания напоров изменяются такие гидродинамические параметры, как скорость фильтрации. Отметим, что коэффициент затрудненности движения пластовых вод постепенно падает от 0,90-0,07 до 1,6-1,1 см/год.

Для территории Бухарской ступени в нижне-среднеюрских отложениях от площади Сев.

Азляртепа до площади Аладагир скорости фильтрации пластовых вод уменьшаются

до 1,5 см/год при повышенном коэффициенте затрудненности движения вод 2,4.

От локального участка пьезомаксимума в районе площади Джамбулак, характеризующегося высоконапорными водами юрских отложений, в сторону месторождения Аманата гидравлический уклон составляет 17 м/км, скорость фильтрации пластовых вод – 1,4 см/год при коэффициенте затрудненности движения, равном 2,8. От наиболее погруженных районов Бешкентского прогиба (от площади Сев. Нишан, в северном направлении к площадям Мангит и Сев. Камаши) гидродинамические параметры изменяются следующим образом: $i_{\phi} = 38$ м/км, $V_{\phi} = 3$ см/год, $\Psi = 1,3$; в сторону Сев. Камаши $i_{\phi} = 42,8$ м/км, $V_{\phi} = 3,4$ см/год, $\Psi = 1,1$. Таким образом, районы источников создания напоров характеризуются высокими значениями гидравлических уклонов и скоростей фильтрации пластовых вод.

В западном направлении в районе восточно-го борта Денгизкульского поднятия отмечается резкий перепад приведенных напоров от месторождения Алан (2747 м) к месторождениям Сев. Уртабулак и Памук (709 и 431 м). Районы этих площадей характеризуются наиболее высокими значениями гидравлических уклонов и скоростей фильтрации пластовых вод. На участке от площади Алан к площади Сев. Уртабулак гидродинамические параметры характеризуются следующими данными: $i_{\phi} = 58$ м/км, $V_{\phi} = 3,6$ см/год, $\Psi = 1,1$. В западном и северном направлениях значения этих параметров постепенно снижаются: от площади Уртабулак к площади Денгизкуль $i_{\phi} = 7,4$ м/км, $V_{\phi} = 2,3$ см/год, $\Psi = 1,6$; от Денгизкуля в сторону Сев. Шады $i_{\phi} = 3$ м/км, $V_{\phi} = 0,9$ см/год, $\Psi = 4,2$. Далее в западном направлении от Сев. Шады к площади Алат $i_{\phi} = 1,68$ м/км, $V_{\phi} = 0,53$ см/год, $\Psi = 7,2$ и в направлении от Сев. Сюзьма к площади Гугуртли $i_{\phi} = 0,5$ м/км, $V_{\phi} = 0,07$ см/год, $\Psi = 52,8$. В западном направлении отчетливо прослеживается постепенное уменьшение приведенных напоров, гидравлических уклонов, скоростей фильтрации при постепенном увеличении коэффициента затрудненности движения пластовых вод.

В зависимости от гидродинамических параметров в ниже-среднеюрских отложениях линии гидроизопьез отражают сложную гидродинамическую обстановку в виде преломлений, сгущений, замкнутых и раскрытых зон пьезоми-

нимумов. Гидродинамические аномальные зоны фиксируются в районах Газлинского, Кандымского, Каганского, Испанлы-Чандырского и Мубарекского поднятий.

Максимальные величины приведенных пьезометрических напоров в *верхнеюрских* отложениях БХНГР установлены на площадях, наименее удаленных от горного обрамления: Шуран – 1479 м, Аманата – 1020 м и в Бешкентском погibe, на площадях Нишан – 3350 м, Чильгумбаз – 3118,3, Зап. Култук – 3140 м. От этих площадей приведенные напоры закономерно понижаются в западном и северо-западном направлениях (рис. 3). Повышенные значения гидравлических уклонов установлены на участках Шуран-Яккасарай – 22,6 м/км, где скорость фильтрации составляет 69,3 см/год при коэффициенте затрудненности водообмена 0,06 (табл. 2). В направлении к Азляртепинской зоне дислокаций величина приведенных напоров постепенно снижается от 573 м – площадь Яккасарай до 436 м – площадь Азляртепа, при снижении фактического гидравлического уклона (3,3 м/км) и скорости фильтрации (10,4 см/год). С удалением от источника создания напора постепенно снижается величина приведенных напоров в пределах Мубарекского поднятия от площади Карабаир (366 м), Северный Шумак (310 м) до Шимолий Дарбаза (98 м) и в районе месторождений Карим, Шимолий Дарбаза, Дарбаза, Расылкудук, Сев. Майманак гидродинамическая обстановка осложнена пьезометрическим минимумом, приуроченным к Бухарскому глубинному разлому. Эти осложнения отражаются на некоторых значениях гидродинамических параметров. Значения гидравлических уклонов изменяются от 0,5 м/км (пл. Андабазар, Юж. Мубарек) до 6 м/км (Шимолий Дарбаза), соответственно и скорости фильтрации изменяются от 1,6 до 18 см/год при коэффициенте затрудненности водообмена от 0,2 до 2,4. Следует отметить разнообразие в направлениях и скоростях движения вод. Зона повышенных напоров по гидроизопьезе 400 м обнаруживается в южной части Мубарекского района (площади Ходжи Хайрам, Южный Мубарек).

Разгрузка юрских водоносных горизонтов происходит в ряде районов транзита: Мубарекского, Каганского, Газлинского поднятий (площади Карабаир, Шуртепа, Джаркак, Караиз, Газли, Шимолий Дарбаза, Питняк и др.), что подтверждается как гидродинамическими (уменьшение напоров вверх по разрезу, наличие

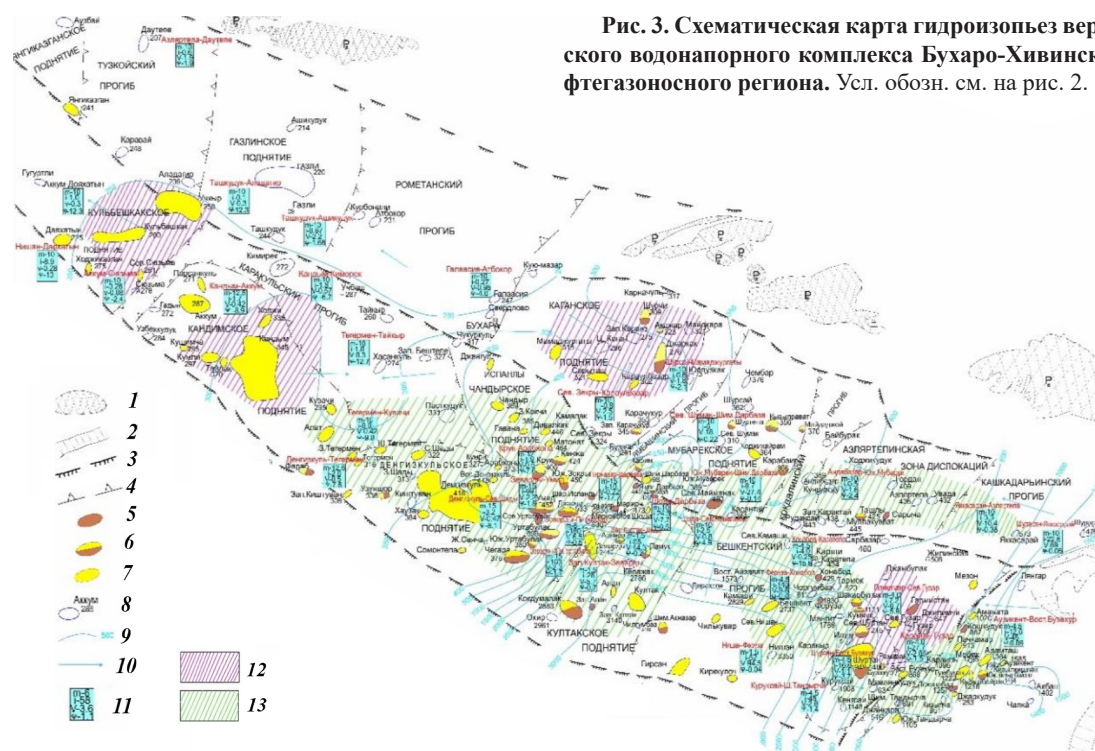


Рис. 3. Схематическая карта гидроизопьез верхнеюрского водонапорного комплекса Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона. Усл. обозн. см. на рис. 2.

Таблица 2

Гидродинамические параметры движения подземных вод в верхнеюрских отложениях Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона

Площади и месторождения	Коэффициент		Фактический уклон (I_f), м/км	Скорость фильт. (теоретич.) (V_T), см/год	Скорость фильт. (фактич.) (V_f), см/год	Коэф. затрудненности Ψ
	проницаемости (k), дарси	пористости (m), %				
Шурасан-Яккасарой	0,01	10	22,6	4,0	69,3	0,06
Яккасарой-Азляртепа	0,01	10	3,3	4,0	10,4	0,38
Андабазар-Юж. Мубарек	0,01	10	0,5	3,9	1,6	2,4
Шурсай-Мамаджургаты	0,01	10	0,6	3,8	1,8	2,1
Галаасия-Атбокар	0,01	10	0,27	3,8	0,95	4,0
Ташкудук-Аладагир	0,01	10	0,11	3,7	0,3	12,3
Азляртепа-Даутепа	0,01	10	0,6	3,6	1,9	1,9
Юж. Мубарек-Ш. Дарбаза	0,01	10	8,7	3,9	27,4	0,14
С. Шумак-Ш. Дарбаза	0,01	10	6,0	3,9	18	0,22
С. Зекры-Караулбазар	0,01	10	0,8	3,8	2,5	1,5
Ташкудук-Ашикудук	0,01	10	0,67	3,7	2,2	1,68
Зап. Култук-Зеварды	0,0001	1,5	26	3,9	5,7	0,7
Зеварды-Умид	0,0001	15	99,4	3,9	2,2	1,8
Зеварды-Юж. Уртабулак	0,0001	15	103	3,9	2,27	1,7
Крук-Арабхона	0,001	12	1,9	3,8	0,5	7,6
Денгизкуль-Тегермен	0,001	12,5	2,0	3,8	0,5	7,6
Денгизкул-Сев. Шады	0,001	18	3,2	3,8	0,47	8,1
Тегермен-Кувачи	0,0015	10	0,9	3,8	0,42	9,0
Кандым-Аккум	0,0010	12,5	1,7	3,7	0,42	8,9
Аккум-Даяхатын	0,001	10	1,0	3,7	0,3	12,3
Нишан-Даяхатын	0,0001	10	8,9	3,7	0,28	13
Нишан-Феруза	0,0001	1,5	52,4	3,9	94,5	0,04
Феруза-Хонобод	0,0001	4,5	140	3,9	9,8	0,4
Хонобод-Каратепе	0,0001	4,5	4,0	3,9	0,25	15,6
Зап.Култук-Шода	0,0001	1,5	65	3,9	14,3	0,27
Зеварды-Пирназар	0,0001	8,0	160	3,9	6,5	0,6
Пирназар-Дарбаза	0,0001	15	10,2	3,9	0,22	17,7
Шода-Дарбаза	0,001	10	24,5	3,9	7,7	0,5
Шода-С. Майманак	0,001	10	2,5	3,9	0,79	4,9
Кандым-Кимирек	0,001	10	1,8	3,8	0,57	6,7
Тегермен-Тайкыр	0,001	10	1,0	3,8	0,3	12,7

зон пониженных напоров), так и гидрохимическими аномалиями по верхним водам в местах разгрузки.

Резкий пьезометрический минимум в верхнеюрских отложениях (275 м, 296 м) выражен на площадях Джаркак, Зап. Караиз и Центральный Каган. Учитывая его отражение в виде гидрохимической аномалии в меловых отложениях, можно согласиться с предположением С.П.Корсакова (1957) о гидравлической связи юрских и меловых горизонтов в Джаркак-Сеталантепинской зоне нарушений, т. е. скрытую разгрузку юрских водоносных горизонтов. На схематической карте гидроизопьез верхнеюрских отложений БХНГР Мубарекский и Каганский районы выделяются как области сравнительно резких падений напоров (см. рис. 3).

Особенно резкий перепад напоров обнаружен в районе площадей Зеварды, Юж. Уртабулак, Джарчи и Шода, причем, в этом районе заметны высокие гидравлические уклоны и относительно высокие фильтрационные скорости подземных вод. Гидродинамические аномалии, отражающиеся в конфигурации гидроизопьез, обнаружены в районах Денгизкульского и Испанлы-Чандырского поднятий с формированием незамкнутых пьезоминимумов, являющихся благоприятными зонами для скопления и сохранения УВ залежей.

В зоне развития Лянгаро-Караильского разлома и узлов их пересечений пьезометрические напоры в верхнеюрских отложениях понижаются с 1096 м (площади Караиль) до 800-900 м (месторождение Бузахур). Такая же ситуация отмечена и в районе площадей Нишан и Гирсан, где пьезометрические напоры снижаются с 3350 м (пл. Нишан) до 700-1000 м вдоль Лянгаро-Караильского разлома. 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. Возможно, это способствовало перетоку флюидов из отложений одного стратиграфического комплекса в другой [5; с. 28–33]. Примером 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) хлор-кальциевого типа, с повышенными значениями ВРОВ, что характерно для пластовых вод верхнеюрских отложений [17, 18].

Приведенные факты показывают, что зона развития разлома является областью разгрузки напоров и путями миграции флюидов из юрских отложений в меловые.

Распределение энергии потенциметрической поверхности пластовых вод юрского водонапорного комплекса БХНГР свидетельствует о том, что основное направление движения подземного потока пластовых вод, следовательно, и остальной части флюидов, имеет направление с юга и юго-востока на север и северо-запад, за исключением некоторых локальных площадей, расположенных внутри региона и отличающихся низкими или высокими гидравлическими напорами. Примером тому могут служить площади Каганского, Денгизкульского поднятий и Бешкентского прогиба, где выявлены локальные участки, соответственно, с низкой и высокой энергиями потока и изменениями в направлении течения подземного потока на фоне общегидродинамического режима.

Анализ гидродинамических условий верхнеюрского водонапорного комплекса исследуемой территории показывает, что в северной части Бешкентского прогиба, вдоль Учбаш-Каршинского разлома через площади Сев. Камаша, Сарбазар, Жилинская располагается гидродинамическая зона с относительно низким гидравлическим напором (393,0–508,0 м), в виде замкнутого пьезоминимума субширотного простираения, почти параллельного очертанию прогиба (рис. 4).

Происхождение этой зоны связано, по всей вероятности, с напряженным гидродинамическим режимом в пределах глубинного разлома, к которому приурочены различные дизъюнктивные нарушения с широко развитыми разноориентированными тектоническими трещинами. В зоне этих тектонических нарушений происходит частичное дренирование подземного потока, которое приводит к частичному погашению гидравлического напора. Исходя из этой гидродинамической обстановки и учитывая большую амплитуду Учбаш-Каршинского разлома, эта зона рассматривается как отдельное геологическое тело со своими обособленными гидрогеологическими условиями. В этой зоне существуют предпосылки нахождения УВ ловушек различного характера – литологических, тектонических и гидродинамических [17].

В центральной части Бешкентского прогиба, в районе площадей Чильгумбаз, Шимолий Акназар, Чилькувар, Камаша, Бешкент, Феруза, расположенных вдоль безымянного секущего

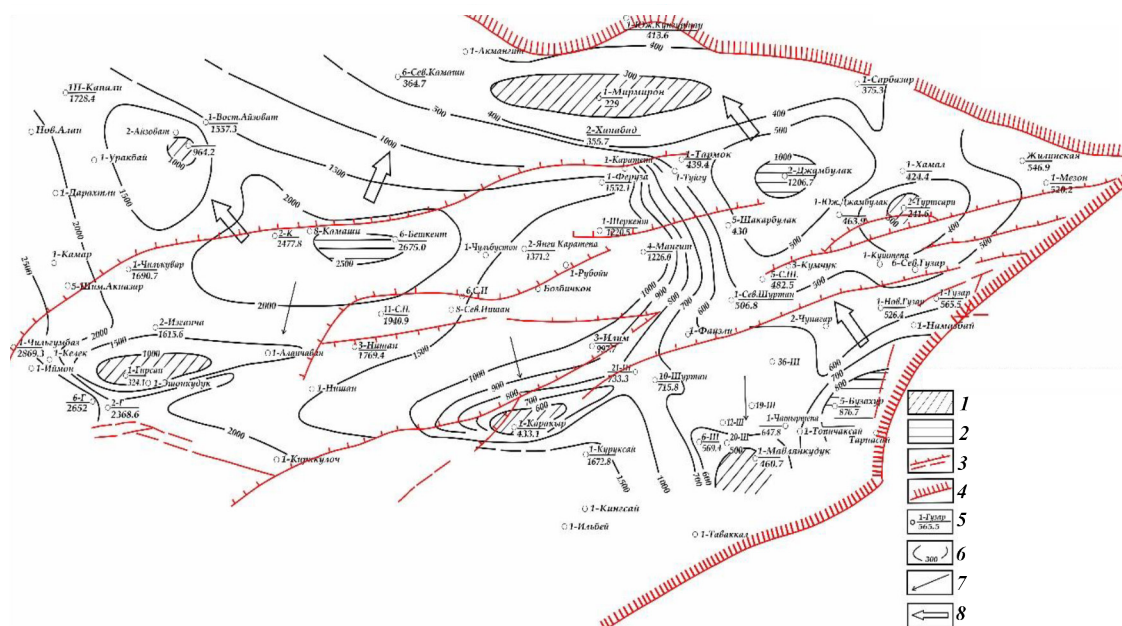


Рис. 4. Гидродинамическая карта гидравлического напора пластовых вод верхнеюрско-го водонапорного комплекса Бешкентского прогиба. Участки с энергией: 1 – низкой, 2 – высокой; 3 – тектонические нарушения; 4 – флексурно-разрывные зоны; 5 – в числителе – номер скважины и наименование площади, в знаменателе – значение гидравлического напора (Н); 6 – гидроизопьесы, м; 7 – направление движения пластовых вод; 8 – основное направление потока.

разлома, наоборот, наблюдается повышение величин гидравлического напора (1552,1–2869,3 м), что является характерным для участков, где располагаются водоподводящие разломы. Такая же тенденция отмечена и в пределах площадей Нишан, Сев. Нишан, Шеркент, Мангит, Джамбулак с величинами гидравлических напоров от 1206,7 до 1940,9 м. Следует полагать, что эти локальные разломы существенно влияют на распределение энергий подземных течений и гидравлического напора, что подтверждается резким изменением величин градиентов потока.

Приведенные факты показывают, что зона развития разломов является областью разгрузки напоров и путями миграции пластовых флюидов. Ведущая роль в формировании залежей УВ принадлежит наиболее поздним тектоническим движениям, нарушающим первичные седиментационные взаимоотношения. Образование структур, связанных с тектоникой, сопровождается развитием зон разуплотнения, трещиноватости и повышенной вторичной пористости, что прослеживается на большинстве месторождений, в которых разрез продуктивной толщи сложен, в основном (90-95%), плотными непроницаемыми известняками. Накопленные данные показывают, что большинство продуктивных скважин располагается в зонах с повышенной трещиноватостью карбонатных пород, приуроченных к осевым линиям антиклинальных под-

нятий или к разломам, испытывавшим наибольшее растягивающее напряжение в процессе складкообразования.

Следовательно, региональные и локальные разломы в БХНГР, характеризующиеся большими амплитудами, с одной стороны, обеспечивают надежную гидравлическую изоляцию данной части водонапорной системы, а с другой – облегчают межпластовую миграцию подземных вод по вертикали. 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. Это важно при формировании вторичных нефтяных и газовых залежей.

Также следует отметить, что в Юго-Восточной части Бухаро-Хивинского региона выделяется обширная зона пьезометрического максимума – зоны аномально высоких пластовых давлений (АВПД), территориально совпадающих с областью распространения верхнеюрских соляно-ангидритовых пачек. Возможно, зона АВПД связана как с изолированными участками природных водонапорных систем, унаследовавших пластовую энергию от предшествующего этапа гидрогеологического развития, так и с изменениями пластовой энергии при современных тектонических, физико-химических и других процессах. В таком

понимании явление АВПД рассматривается как частный случай гидродинамических аномалий, связанных именно с изоляцией локальных участков водонапорной системы [12].

Анализ распределения пластовых давлений подземных вод юрского водонапорного комплекса Бешкентского прогиба показывает, что из 42 замеров в 16 АВПД характеризуются величинами $K_a > 1,20$. Отметим, что рассматриваемые участки АВПД, в основном, приурочены к зонам тектонических напряжений и мощным солевым покрывкам, где расположены уже известные месторождения с высоким коэффициентом аномалийности: Чильгумбаз (1,92); Чулькувар (1,49); Камаши (1,73); Изганча (1,43); Бешкент (1,74); Нишан (1,55); Феруза (1,44); Шеркент (1,31); Мангит (1,31); Джамбулак (1,36).

Такой расклад распределения АВПД позволяет сделать заключение об открытости этих глубинных разломов для рассматриваемых флюидных потоков. Данное явление находит свое подтверждение в зоне развития Лянгаро-Караильского разлома и узлов их пересечений, где пьезометрические напоры в верхнеюрских отложениях понижаются с 1096 м (площади Караиль) до 800-900 м (месторождение Бузахур). Аналогичная ситуация отмечена и в районе площадей Нишан (3350 м) и Гирсан (700-1000 м). 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. Возможно, это способствовало перетоку флюидов из отложений одного стратиграфического комплекса в другой [5].

Подтверждением вышеизложенного 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) хлор-кальциевого типа, с повышенными значениями ВРОВ, что характерно для пластовых вод верхнеюрских отложений.

Таким образом, анализ фактического материала по гидрохимии и гидродинамике юрского водонапорного комплекса, вместе с результатами литолого-фациальных, структурно-тектонических и битуминологических исследований, позволил установить общие и специфические черты гидрогеологической модели формирования УВ-залежей в юрских отложениях Юго-Восточной части Бухаро-Хивинского региона.

Благоприятность седиментационного этапа гидрогеологического развития юрского водонапорного комплекса исследуемой территории состоит в замедленной миграции водных растворов нефтеобразующих веществ, что способствует образованию залежей нефти и газа и препятствует их разрушению. В данном случае одной из важных гидрогеологических предпосылок является приуроченность УВ-залежей к очагам древней и современной разгрузки, фиксируемых в качестве зон пьезоминимумов. В этих зонах, в связи с изменением гидрохимических и гидродинамических условий (увеличение минерализации, уменьшение температуры и давления подземных вод, фильтрационный эффект и др.), происходит фазовое обособление УВ из седиментационных вод с последующим всплыванием и накоплением нефти и газа в ловушках. Низкие гидравлические уклоны, характерные для седиментационного этапа, препятствуют уходу пузырьков газа и капель нефти из ловушек.

ВЫВОДЫ

Рассмотренные вопросы генезиса подземных вод юрских отложений исследуемой территории и современного гидродинамического режима на различных его участках имеют прямое отношение к оценке роли гидрогеологического фактора в формировании и размещении нефтяных и газовых залежей. Следовательно, на основании анализа и обобщения результатов гидродинамических исследований, проведенных для оценки перспектив нефтегазоносности юрских отложений исследуемой территории, возможно сделать выводы:

- проявляются участки, наиболее характерные с точки зрения аккумуляции УВ в разнообразных ловушках, которые в структурном плане расположены в местах, где изолинии гидравлического напора образуют «замкнутое понижение» – в пределах Каганского, Кандымского поднятий и Бешкентского прогиба и прилегающих к ним территорий;
- обнаружены гидродинамические аномалии, связанные с тектоническим и литологическим экранами в районах Денгизкульского, Испанлы-Чандырского и Култакского поднятий, с формированием пьезоминимумов незамкнутой формы, являющихся благоприятными зонами для скопления и сохранения УВ-залежей.
- отмечается гидродинамическая зона с низким гидравлическим напором, выявленная

вдоль Учбаш-Каршинского разлома, которая представляет пространство с низкой потенциальной энергией, способствующей формированию в данной зоне ловушек УВ-сырья;

- установлено наличие зон пьезоминимумов и АВПД;

- создается возможность перетока флюидов из отложений юры в меловые в районе месторождения Бузахур и Сев. Гузар.

Таким образом, с геологических позиций рассмотрение в представленном ракурсе гидродинамических особенностей подземных вод юрских отложений в северо-восточной части Амударьинской синеклизы заслуживает внимания в качестве поискового критерия при выборе рационального направления поисково-разведочных работ на нефть и газ и обосновании прогноза нефтегазоносности отдельных площадей и участков.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абдуллаев Г.С., Шоймуратов Т.Х., Юлдашев Ж.Ю. Мобилистские тенденции в нефтегазовой геологии Узбекистана // Узб. журнал нефти и газа. - 2009. - № 1. - С. 12-14.
2. Алексеев В.П., Таль-Вирский Б.Б. Тектоника и перспективы нефтегазоносности Бешкентского мегапрогиба // Сб. науч. трудов ОАО «ИГИРНИГМ». Вып. 79. - Т., 2000.
3. Дальберг Э.Ч. Использование данных гидродинамики при поисках нефти и газа. - М.: Недра, 1985. - С. 5-11.
4. Запывалов Н.П. Нефтегазовый потенциал палеозойского фундамента Западной Сибири (прогнозы и реальность) // Нефтяное хозяйство. - М., 2004. - № 7. - С. 70-80.
5. Ибрагимов А.Г., Фортунатова Н.К., Суннатов М.С. Перспективы открытия залежей бессернистого газа в меловых отложениях Бешкентского прогиба Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. - М., 2013. - № 3. - С. 28-33.
6. Керимов В.Ю., Рачинский М.З., Карнаухов С.М., Мустаев Р.Н. Геофлюодинамическое поле и нефтегазоносность Южно-Каспийского бассейна – гидродинамические и углеводородные компоненты. // Нефть, газ и бизнес. - М., 2011. - № 1. - С. 36-45.
7. Корценштейн В.Н. Гидрогеология Бухаро-Хивинской газонефтеносной области. - Л.: Недра, 1964. - С. 16-75.
8. Кротова В.А. Роль зон разгрузки подземных вод в формировании углеводородных скоплений и их нефтепоисковые значения // Сов. геология. - 1966. - № 3. - 24 с.
9. Кротова В.А. Нефтепоисковые гидрогеологические критерии. - Л.: Недра, 1969. - 53 с.
10. Кудряков В.А. Нефтегазонакопление в геогидродинамических системах. - Т.: Фан, 1985. - С. 102-130.
11. Муминджанов Т.И. и др. Применение гидродинамических методов для прогноза залежей нефти и газа на площади Рубаи в Бешкентском прогибе // Узб. журнал нефти и газа. - 2012. - № 3. - С. 31-34.
12. Нугманов А.Х. Тектонически экранированные ловушки в юрских отложениях Западного Узбекистана – перспективное направление ГРП // Узб. журнал нефти и газа. - 2015. - Спецвыпуск. - С. 111-116.
13. Нуртаев Б.С. Субвертикальные зоны разуплотнения пород осадочного чехла как элементы зон флюидомиграции, способствующие формированию месторождений углеводородов // Мат-лы Республ. науч.-практ. конф. «Актуальные вопросы нефтегазовой геологии и геофизики и возможные пути их решения». - Т.: ИГИРНИГМ, 2012. - С. 9-12.
14. Пиковский Ю.И., Исмаилов Н.М., Дорохова М.Ф. Основы нефтегазовой геоэкологии. - М.: ИНФРА-М, 2017.
15. Силин-Бекчурин А.И. Метод приближенного расчета скоростей фильтрации и подземного стока рассолов по пьезометрам. - Л.: Тр. ЛГГП, 1949. - Т. 2. - 29 с.
16. Хабберт М.К. О роли гидродинамических факторов в формировании месторождений нефти и газа // Мат-лы УП Междунар. нефт. конгресса. - М., 1970.
17. Шоймуратов Т.Х., Худойбердиев Х.Ф. О возможных причинах вертикальной зональности распределения углеводородов, связанных с гидродинамическим режимом юрского водонапорного комплекса Бешкентского прогиба // Узб. журнал нефти и газа. - 2017. - № 3. - С. 26-29.
18. Shoymurotov T.Kh., Hajitov N.Sh., Kurbanyazov S.K. Роль гидродинамических и структурно-тектонических факторов в формировании залежей углеводородов в юрских отложениях Бухаро-Хивинского региона // Engineering Journal of Satbayev University. - Alma-Ata, 2022. - Vol. 144 (2022). - Issue 4. - P. 41-45.