



проявления «океанизации», по-видимому, следует считать изменение характера первичных пищевых цепей на микро- и наноуровне. Основными потребителями нанопланктона становятся фораминиферы, копеподы и другие мелкие организмы – типичные обитатели современных океанов, которые являются пищей для более крупных организмов.

Палеоландшафты поздней юры отличаются от поздне триасовых коренным образом. Субокеанический характер первичных пищевых цепей сопровождался распространением во всех акваториях сообществ морских организмов от двустворчатых моллюсков до аммоноидей и ихтиозавров. На Русской плите шло образование горючих сланцев, а в Западной Сибири – осадков с высокими концентрациями сапропелевого органического вещества «баженновской свиты». По мнению И.В. Хворовой, стагнация бассейнов

была обусловлена образованием глубинных порогов широтного простирания, ограничивающих циркуляцию вод океанических впадин.

Библиографический список

1. Липатова В. В., Жидовинов С. Н., Старожилова Н. Н. и др. Информативность методов и критерии расчленения триасовых отложений Мангышлака // Сов. геол. 1984. № 9. С. 49–55.
2. Кулёва Г. В., Яночкина З. А., Букина Т. Ф. и др. Разрез верхнеюрских сланцевосных отложений волжского бассейна (зона *Dorsoplanites panderi*). Саратов, 2004.
3. Кулон Ж. Разрастание океанического дна и дрейф материков. Л., 1975.
4. Муратов М. В. Происхождение материков и океанических впадин. М., 1975.
5. Рудич Е. М. Движущиеся материка и эволюция океанического ложа. М., 1983.

УДК 553.98.2.078

ГИДРОГЕОДИНАМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ОСНОВНЫХ НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ПРОВИНЦИИ

М. П. Логинова, К. А. Маврин

Саратовский государственный университет,
кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых
E-mail: Loginovamp@info.sgu.ru

Проведенные исследования показали, что гидрогеодинамические условия основных нефтегазоводоносных комплексов Волго-Уральской провинции являются благоприятными для сохранения залежей углеводородов.

Ключевые слова: гидрогеодинамические условия, нефтегазоводоносные комплексы, сохранность залежей.

Hydrogeodynamic Conditions of the Basic Oil-gas-water-bearing Complexes of the Volga-Ural Province

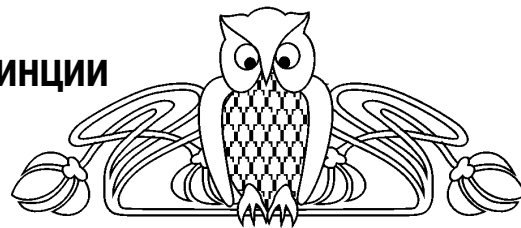
M. P. Loginova, K. A. Mavrin

Leaded researches showed, what hydrogeodynamic conditions of basic oil-gas-water-bearing complexes of Volga-Ural province are favorable for preservation of deposits of hydrocarbons.

Key words: hydrogeodynamic conditions, oil-gas-water-bearing complexes, deposit preservation.

Гидрогеологические (гидрогеодинамические) условия имеют важное значение для формирования, сохранения и разрушения залежей и месторождений нефти и газа.

К гидрогеодинамическим критериям нефтегазоносности относятся показатели процессов водообмена, гидрогеологическая «закрытость» недр, величина пьезометрических напоров, скорость движения подземных вод, распределение пьезомаксимумов и пьезоминимумов и др. [1].



По мнению Н. К. Игнатовича [2, 3], для формирования углеводородных скоплений наиболее благоприятным является такой гидрогеодинамический режим, который при наличии структур и тектонических нарушений на определенном этапе гидрогеологической истории характеризуется активной циркуляцией вод в условиях хорошей закрытости недр.

В зоне свободного водообмена, как правило, не встречаются промышленные залежи нефти и газа, но широко представлены твердые нефтиды, а иногда и жидкие окисленные нефти. Наиболее крупные скопления нефти и газа связаны с зоной затрудненной циркуляции подземных вод. Чем больше мощность зоны активного водообмена и чем ближе расположена подошва этой зоны к кровле фундамента, тем меньше перспективы нефтегазоносности. Нижние гидрогеодинамические зоны, отличающиеся большими мощностями, затрудненным и застойным гидрогеодинамическим режимом, напротив, являются наиболее благоприятными для сохранения залежей углеводородов (УВ). Для них характерна низкая скорость движения подземных вод. Эта закономерность отмечалась для разных территорий А. И. Силиным-Бикчуриным [4], В. Н. Корценштейном [5], Я. А. Ходжакулиевым [6], Г. П. Якобсоном [7],



В.Г. Поповым [8] и др. По мнению В.В. Колодия [9], для нефтегазоносных водонапорных бассейнов платформ скорость движения подземных рассолов составляет $n \times 10^{-1} - n \times 10^{-2}$ см/год.

В результате региональных обобщений по просам движения подземных вод Г.П. Якобсона, Ю.М. Качалова, Ф.П. Самсонова [10]; Я.А. Ходжакулиева, М.И. Субботы [11], В.Г. Попова [8] сложились основные представления относительно источников создания напора в пластовой системе. Одним из источников напора в бассейне является инфильтрация вод с поверхности. В возникновении другого (элизионного) – играют роль процессы отжатия вод в пределах прогибающихся частей бассейна в результате уплотнения пород. Решающей причиной движения пластовых вод является перепад напоров (давлений). Он возникает как при погружении, сопровождающемся вытеснением межслоевых вод из глинистых толщ в коллекторы под действием геостатической нагрузки, так и в результате повышения напора за счет инфильтрации в областях выходов на поверхность пород водоносных комплексов. Возникшее в том и другом случае повышенное давление передается всей водонапорной системе комплекса. Это перераспределение напоров и обуславливает движение (фильтрацию) подземных вод по пласту, а также их разгрузку по тектоническим нарушениям, а иногда и через водоупоры [7, 12, 13].

Важным гидрогеодинамическим показателем нефтегазоносности недр являются пьезометрические аномалии, которые выражаются в локальных понижениях и повышениях напоров подземных вод (пьезоминимумы и пьезомаксимумы). К пьезоминимумам, связанным с очагами разгрузки подземных вод, часто приурочены области локализации нефти и газа. К настоящему времени роль пьезоминимумов в формировании скоплений УВ и их поисковое значение установлены в ряде нефтегазоносных бассейнов [14–16]. Для Волго-Уральской нефтегазоносной провинции В.А. Кротовой, В.А. Кудряковым [17, 18] также показана связь размещения залежей нефти и газа с глубинными гидрогеодинамическими аномалиями.

Различаются три типа разгрузки пластовых вод: открытая, при которой восходящие воды достигают дневной поверхности; разгрузка в зоне свободного водообмена, когда восходящие потоки дренируются глубокими врезами речных долин или образуют купола грунтовых вод, и внутренняя, при которой поднимающиеся воды разгружаются в недрах, не достигнув зоны свободного водообмена. Наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности являются зоны внутренней разгрузки подземных вод [1].

Согласно В.А. Кротовой [17, 19], К.Е. Питьевой [20], Г.П. Якобсону [7], основные зоны создания напора и инфильтрационного питания палеозойских комплексов Волго-Уральского артезианского бассейна связаны с системой внутренних положительных тектонических элементов Русской плиты — Воронежской антеклизой,

Токмовским и Татарским сводами. Эти важнейшие зоны создания напора в бассейне приурочены к возвышенностям, расположенным в пределах равнины. Падение напоров и изменения в направлении пьезометрических поверхностей девонских и каменноугольных отложений происходят в южном и юго-восточном направлениях, что свидетельствует о движении подземных вод и рассолов на современном этапе в водоносных комплексах палеозоя с севера и запада на юг и восток.

На основе установленных гидрогеодинамических закономерностей можно наметить зоны создания напора и зоны разгрузки основных нефтегазоводоносных комплексов на юго-востоке артезианского бассейна. Здесь, согласно существующим представлениям, основной областью инфильтрационного питания является Татарский свод, характеризующийся повышенными отметками рельефа. Основной областью разгрузки подземных вод являются южные и юго-восточные районы, граничащие с Прикаспийской мегавпадиной. Общий сток происходит в направлении мегавпадины. Местными областями разгрузки могут являться зоны тектонических нарушений (Жигулевские, Кинельские и другие дислокации). Скрытые очаги разгрузки в вышележащие горизонты находят отражение в гидрогеодинамических и гидрогеохимических аномалиях. На этих участках может происходить переток рассолов из девонских горизонтов в каменноугольные, а из последних в пермские и т.д.

С формированием и динамикой палеозойских рассолов связано сохранение и разрушение нефтяных и газовых месторождений. Залежи нефти и газа тяготеют больше к востоку и юго-востоку Волго-Уральского артезианского бассейна, к районам максимального прогибания. Это свидетельствует о связи нефтегазоаккумуляции, сохранения и размещения залежей углеводородов с седиментогенными водами и элизионными этапами гидрогеологических циклов. Именно на элизионных этапах имели место преимущественно первичная миграция нефти, газа и накопление УВ в залежах. В настоящее же время северная часть изучаемой территории находится на инфильтрационном этапе гидрогеологической истории, для которого характерно разрушение залежей УВ или их переформирование, о чем свидетельствует газовый состав вод [21].

Таким образом, механизм фильтрационного водообмена в палеозойских продуктивных комплексах юго-восточной части Волго-Уральского бассейна представляется как сочетание вертикальных и горизонтальных потоков, причем проводящими каналами служат участки, испытавшие активные тектонические подвижки в недалеком геологическом прошлом [22].

В практике гидрогеологических исследований для количественной характеристики движения вод водонапорных комплексов используются приведенные напоры (давления).

Для характеристики гидрогеодинамических условий подсолевого палеозоя юго-востока арте-



зианского бассейна, оценки степени «закрытости» и сохранности залежей углеводородов нами рассматривались эйфельско-нижнефранский, визейский и среднекаменноугольно-нижнепермский нефтегазодонасные комплексы.

При построении схематических карт приведенных напоров эйфельско-нижнефранского и визейского комплексов использовались отметки приведенных напоров, рассчитанные по методике А.И. Силина-Бекчурина относительно плоскости сравнения –2000 м [22]. Выявленные участки максимальных и минимальных приведенных напоров позволяют определить направления потенциально-го движения подземных вод этих комплексов, а также выделить пьезоминимумы и пьезомаксимумы.

Гидрогеодинамический режим эйфельско-нижнефранского комплекса отражен на карте приведенных напоров и характеризуется в пределах исследуемой территории общим снижением пьезометрических напоров с северо-востока на запад, юго-запад и юг (рисунк, а). Максимальные значения приведенных напоров (393 м) отмечаются только на небольшом участке юго-восточного окончания Южно-Татарского свода и севере Восточно-Оренбургского поднятия (Ефремовско-Зыковская структура). Центральную часть изучаемой территории занимает зона с умеренными напорами: от 340 до 320 м. Пьезометрическая поверхность в центральной части является относительно сложенной, гидроизопезы располагаются параллельно. В районе Жигулевской, Зольненской структур напоры составляют 343–340 м. На западе Бузулукской впадины находится зона относительного пьезометрического максимума –365 м (Могутовская структура), который заливообразно вытянут в центральную часть впадины. В северном и южном направлениях от зоны повышенных пьезометрических напоров отмечается снижение значений напоров, в северном направлении характер изменения более плавный. В северной части Бузулукской впадины (Кирюшкинская структура) выделяется небольшой пьезоминимум (337 м). В южном направлении от зоны пьезомаксимума отмечается более резкое снижение пьезометрических напоров от 350 до 300 м и менее. Минимальные величины напоров (от 280 до 275 м) характерны для южной части Бузулукской впадины (Южно-Первомайская, Западно-Степная структуры) и Восточно-Оренбургского поднятия.

Следовательно, в региональном плане снижение пьезометрических напоров в эйфельско-нижнефранском комплексе происходит с северо-востока на юг и юго-запад. Локальные участки пониженных и повышенных напоров, а также изменения в направлении движения пластовых вод отмечены на севере и северо-западе Бузулукской впадины.

Для гидрогеодинамического режима визейского комплекса, так же как и для эйфельско-нижнефранского, характерно общее снижение пьезометрических напоров с севера и северо-востока на юг и юго-запад. Приведенные напоры визейского

комплекса характеризуются более высокими значениями по сравнению с эйфельско-нижнефранским. По мнению М.И. Субботы [1], Г.П. Якобсона [7] такой гидрогеодинамический режим указывает на возможность преобладающего поступления нижекаменноугольных вод в девонские отложения, там, где флюидоупоры отсутствуют, нарушены или уменьшается их мощность, а также на ограниченность поступления вод нижележащего комплекса вверх. Зона повышенных напоров (390–380 м) охватывает южное окончание Южно-Татарского свода. В южном и юго-западном направлениях происходит плавное снижение напоров до 350–340 м. Максимальные пьезометрические напоры (390 м) отмечены на Красноярской структуре, минимальные (342–353 м) – характерны для центральной части и западного окончания Бузулукской впадины (Кулешовская, Бобровская структуры), а также для центральной и южной частей Восточно-Оренбургского валообразного поднятия.

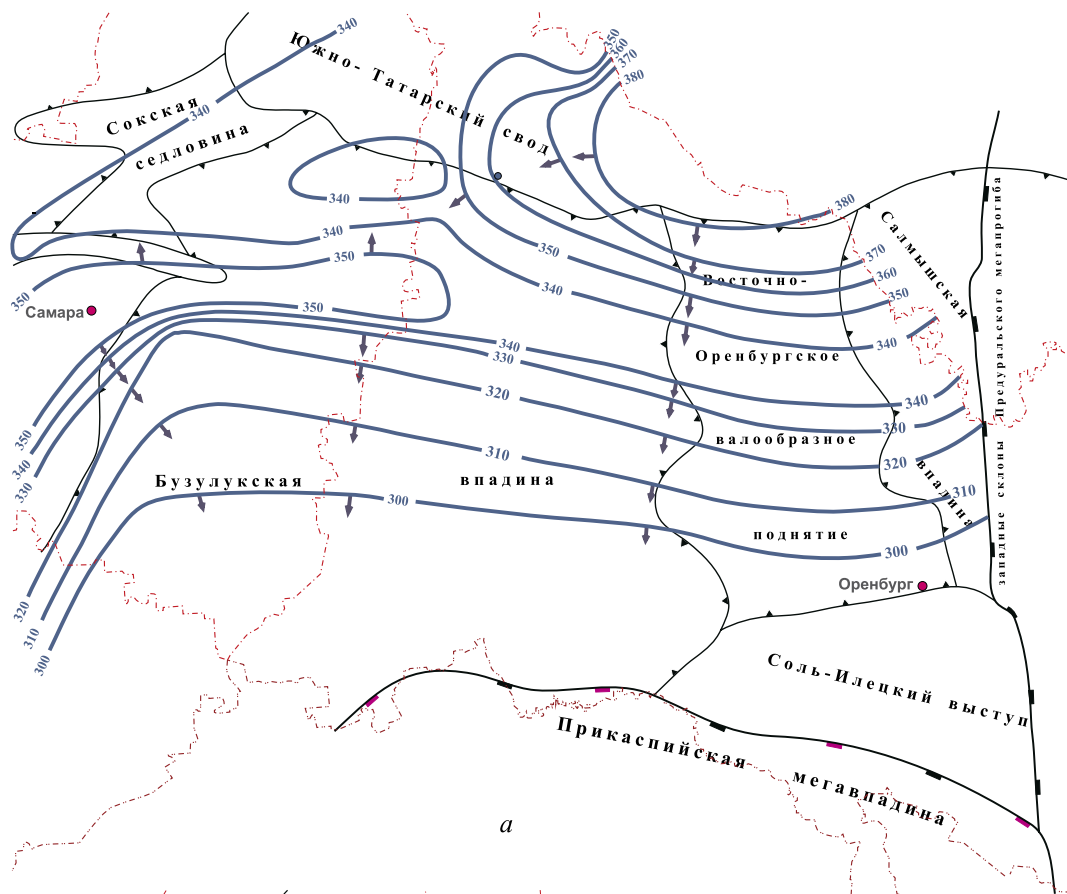
Пьезоминимум, выявленный на севере Бузулукской впадины в эйфельско-нижнефранском комплексе, находит отражение и в визейском. Он проявляется в виде локальной зоны резкого снижения напоров, несколько смещенной на восток по сравнению с эйфельско-нижнефранским комплексом. Зона оконтурена изолинией 370 м и имеет субширотное развитие. Пьезометрические напоры в ее пределах снижаются до 306–300 м (Пилюгинская, Тарханская структуры).

В западной части Бузулукской впадины, напротив, отмечается зона повышенных напоров, заливообразно вытянутая и субмеридионально ориентированная. Максимальные напоры здесь достигают 385 м (Никольская структура), т.е. западная зона повышенных пьезометрических напоров, выявленная в эйфельско-нижнефранском комплексе, проявляется и в визейском комплексе, но более ограничена по размерам.

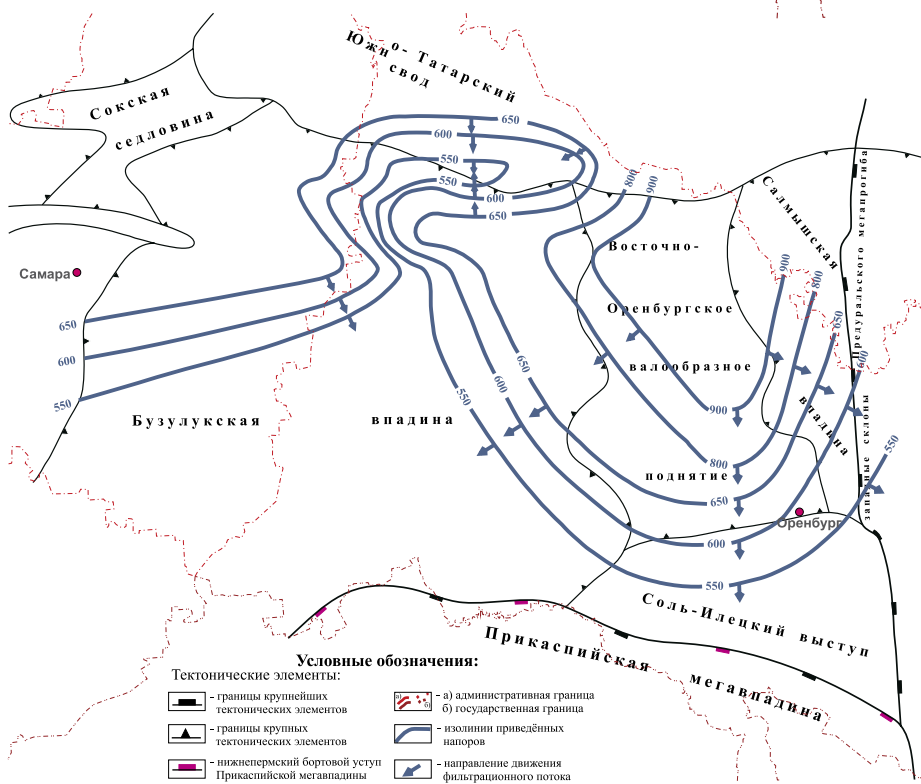
Движение вод комплекса происходит в соответствии с направлением снижения напоров, т.е. с севера-востока на запад и юг. На отдельных локальных участках направление движения вод меняется. Так, в северной части рассматриваемой территории, в зоне сочленения Южно-Татарского свода и северной части Бузулукской впадины, движение вод имеет встречное направление при резком падении напоров. В западной части Бузулукской впадины движение вод имеет разнонаправленный характер: на северо-запад, северо-восток и юго-восток.

Таким образом, направленность, характер движения пластовых вод, местоположение участков относительных пьезомаксимумов и пьезоминимумов в визейском комплексе аналогичны гидрогеодинамическим условиям эйфельско-нижнефранского комплекса, что обусловлено, вероятно, влиянием общих факторов.

Гидрогеодинамическая обстановка среднекаменноугольно-нижнепермского комплекса отличается от вышеописанных (рисунк, б). При



а



б

Схематические карты приведенных напоров: а – эйфельско-нижнефранского, б – среднекаменноугольно-нижнепермского комплексов



построении схематической карты приведенных напоров для изучаемого комплекса использовались пьезометрические напоры подземных вод, рассчитанные по методике В.М. Шестакова на плоскость сравнения –574 м. Используемые данные и методика принципиально не меняют представлений о гидрогеодинамической обстановке; эта методика расчета напоров является более удобной при относительно небольших глубинах залегания комплексов [20].

Пьезометрические напоры комплекса меняются от 900 до 550 м. Максимальные значения характерны для северной и центральной частей Восточно-Оренбургского поднятия (Колганская структура – 971 м). Минимальные напоры отмечены на Соль-Илецком выступе, в центральной части Бузулукской впадины, западной части Предуральского прогиба и составляют 573–594 м (Ероховская, Раздольская, Совхозная структуры). Наиболее интенсивно их снижение происходит в пределах Восточно-Оренбургского поднятия и в меньшей степени в Бузулукской впадине.

Пьезоминимум, охваченный гидроизопьезой 650 м, отмечен в пределах южного окончания Южно-Татарского свода и северного борта Бузулукской впадины. Здесь напоры снижаются от 650 до 550 м.

В пределах Восточно-Оренбургского поднятия снижение напоров происходит на юг, юго-восток и юго-запад; в Бузулукской впадине – с северо-запада и северо-востока на юг и юго-запад. На севере впадины в зоне локального пьезоминимума снижение напоров носит обратный характер. По сравнению с вышеописанными комплексами гидрогеодинамический режим среднекаменноугольно-нижнепермского комплекса характеризуется более резкими перепадами напоров на севере и востоке изучаемой территории.

Таким образом, для рассматриваемых продуктивных комплексов характерно общее снижение приведенных напоров с севера – северо-востока на юг и юго-запад. Главной областью инфильтрационного питания водонапорных комплексов исследуемой территории является южная часть Южно-Татарского свода. Инфильтрационное влияние Урала не прослеживается [8]. Гидрогеодинамическое значение Уральских гор для изучаемой территории минимально. Это находит объяснение. Во-первых, отложения девона, карбона и нижней перми на западном склоне Урала, далее на запад в Предуральском прогибе и на платформе фациально резко различны, а во-вторых, подземным водам в этом случае необходимо преодолеть глубокую «ванну» Предуральского прогиба [23].

На фоне общей направленности снижения напоров выделяются отдельные пьезоминимумы и пьезомаксимумы, которые являются локальными участками внутрипластовых перетоков. Выявленные участки локального изменения пьезометрических напоров, как правило, прослеживаются по всем описанным комплексам.

Оценивая роль Прикаспийской мегавпадины в гидрогеодинамическом режиме палеозойских продуктивных комплексов для рассматриваемой территории, следует отметить ее как незначительную в связи со сложностью строения северной бортовой зоны мегавпадины, образующей непреодолимый барьер для перетоков воды из одной водонапорной системы в другую. Только на отдельных участках возможно существование такой взаимосвязи [22].

На современном этапе геологического развития нефтегазоводоносные комплексы палеозойских отложений в пределах изучаемой территории образуют самостоятельную водонапорную систему с доминирующим значением внутренних очагов питания и разгрузки. Встречное движение подземных вод в палеозойских отложениях, направленное от Прикаспийской мегасинеклизы в северном направлении, возможно на крайнем юге Бузулукской впадины и Соль-Илецкого выступа, где повышение пьезометрических напоров может происходить в результате термоэлизионных процессов, обусловленных стремлением к расширению флюидов, при их разогреве в наиболее погруженных центральных частях Прикаспийской мегавпадины [24].

В эйфельско-нижнефранском нефтегазоводоносном комплексе по площади развития приведенные пьезометрические напоры изменяются от 380 м в пределах южного окончания Южно-Татарского свода до 300 м на юге Бузулукской впадины, т.е. перепад напоров не превышает 100 м (см. рисунок, а). Участок, оконтуренный гидроизопьезой (340 м), является участком локальной внутрипластовой разгрузки вод комплекса и может, вероятно, расцениваться как потенциальная зона современной аккумуляции углеводородов. Северо-восточная и северо-западная зоны повышенных приведенных напоров в контуре гидроизопьез соответственно 380 и 350 м являются зонами возможного внутрипластового питания комплекса, т.е. эти участки в пределах развития комплекса являются гидрогеологически раскрытыми («гидрогеологические окна»). Это находит подтверждение и в качественных характеристиках, выявленных в пределах обозначенных участков нефтяных залежей. Нефти характеризуются повышенной удельной плотностью (месторождения Яблоневый Овраг, Чубовское, Красноярское, Султангулово-Заглядинское, Демское и др.).

В целом же комплекс территориально тяготеет к зоне весьма затрудненного водообмена пластовых вод, характеризуется незначительным перепадом приведенных пьезометрических напоров, что характеризует гидрогеодинамические условия как благоприятные для сохранения залежей углеводородов.

В визейском нефтегазоводоносном комплексе приведенные пьезометрические напоры изменяются от 390 до 340 м, т.е. перепад не превышает 50 м. Значения приведенных напоров комплекса



больше по сравнению с нижележащим, так как отсутствуют разрывы в сплошности флюидопора по всей площади развития комплекса. Характер изменения напоров имеет ту же направленность, что и в нижележащем комплексе. Локальный пьезоминимум, охватывающий южную часть Южно-Татарского свода и северную зону Бузулукской впадины, свидетельствует о локальной внутренней разгрузке вод комплекса, что является благоприятным гидрогеодинамическим фактором возможного нефтегазонакопления. Пьезомаксимум на западе Бузулукской впадины, выявленный в нижележащем комплексе, находит отражение и в визейском, и свидетельствует об аналогичных гидрогеодинамических условиях на этом участке изучаемой территории. Зоны повышенных напоров на Южно-Татарском своде, западе и в центральной части Бузулукской впадины, также как и в эйфельско-нижнефранском комплексе, являются зонами внутрипластовых перетоков и, напротив, могут обуславливать окисление углеводородов, что также согласуется с физико-химическими свойствами выявленных на указанных участках залежей нефти. Нефти выявленных залежей в пределах областей внутрипластового питания характеризуются повышенным удельным весом (Байтуганское, Султангулово-Заглядинское, Борновское и другие месторождения).

По гидрогеодинамическим показателям комплекс на большей части исследуемой территории находится также в условиях затрудненного водообмена. Средняя скорость движения не превышает 20–30 см/год [21]. Эти обстоятельства являются благоприятными факторами для сохранения и выявления залежей углеводородов в данном комплексе.

Среднекаменноугольно-нижнепермский нефтегазоводоносный комплекс отличается от нижележащих более активным гидрогеодинамическим режимом. Снижение напоров подземного потока имеет южную, юго-западную и юго-восточную направленность, диапазон изменения напоров существенно возрастает и составляет 350 м (см. рисунок, б). Гидрогеодинамическая схема комплекса согласуется с гидрогеологической зональностью, выявленной в целом для Волго-Уральской антеклизы. Зона гипергенеза захватывает пермские горизонты выше кунгурской соленосной толщи, частично нижнепермские и верхнекаменноугольные пласты, а также развита на участках, где отсутствуют соленосные отложения (южное окончание Южно-Татарского свода, северо-западная часть Бузулукской впадины), что не является благоприятным фактором для сохранения залежей УВ.

В целом гидрогеодинамические условия эйфельско-нижнефранского и визейского комплексов являются благоприятными для сохранения залежей углеводородов. Среднекаменноугольно-нижнепермский комплекс характеризуется менее благоприятными гидрогеодинамическими условиями, особенно на участках отсутствия соленос-

ных толщ кунгурского и казанского возраста либо незначительных их мощностей. Такими участками в пределах изучаемой территории являются также южное окончание Южно-Татарского свода, северная и западные части Бузулукской впадины. На отдельных участках («гидрогеологические окна») на юге Южно-Татарского свода, на западе Бузулукской впадины по всем изучаемым комплексам отмечается взаимосвязь повышенных пьезометрических напоров с повышенной плотностью нефтей. Участки возможных перетоков пластовых вод из одного комплекса в другой, связанные с превышением пьезометрических напоров в вышележащем комплексе по сравнению с нижележащим, необходимо учитывать при решении практических вопросов, в частности при технологической проводке скважин и качестве цементирования их стволов.

Библиографический список

1. Зорькин Л.М., Суббота М.И., Стадник Е.В. Нефтегазопроисковая гидрогеология. М., 1982. 216 с.
2. Игнатович Н.К. О региональных гидрогеологических закономерностях в связи с оценкой условий нефтеносности // Сов. геология. 1945. № 6. С. 69–72.
3. Игнатович Н.К. Гидрогеология палеозоя Русской платформы // ОНТИ. 1948. 333 с.
4. Силин-Бекчурин А.И. Динамика подземных вод. М., 1958. 258 с.
5. Корценштейн В.Н. Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов. М., 1976. 309 с.
6. Ходжакулиев Я.А. Основные черты современной региональной гидрогеологии нефтегазоносных районов Западной Азии. М., 1966. 126 с.
7. Якобсон Г.П. Палеогидрогеологические и современные гидрогеологические закономерности формирования и размещения нефтегазовых месторождений. М., 1973. 268 с.
8. Попов В.Г. Гидрогеохимия и гидрогеодинамика Предуралья. М., 1985. 277 с.
9. Колодий В.В. Подземные воды нефтегазоносных провинций и их роль в миграции и аккумуляции нефти (на примере юга СССР). Киев, 1983. 248 с.
10. Якобсон Г.П., Качалов Ю.М., Самсонов Ф.П. Перспективы нефтегазоносности центральной части Каракумского бассейна по гидрогеологическим критериям. // Нефтегазовая геология и геофизика. 1968. № 2. С.12–15.
11. Ходжакулиев Я.А., Суббота М.И. Природные водонапорные системы бассейнов артезианского типа // Методика палеогидрогеологических исследований. Ашхабад, 1970. С.128–133.
12. Кудряков В.А. Гидрогеологические факторы, влияющие на формирование нефтяных и газовых месторождений // Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. М., 1974. 45 с.
13. Постнова Е.В., Тальнова Л.Д., Удачина М.А. Гидрогеологические условия нефтегазонакопления в палеозойских отложениях Жигулевско-Пугачевского свода и юго-западной части Бузулукской впадины // Геология нефти и газа. 1997. № 4. С. 26–31.



14. Кротова В.А. Роль зон разгрузки подземных вод в формировании углеводородных скоплений и их нефтепоисковое значение // Сов. геология. 1966. № 3. С. 97–105.
15. Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М., 1972. 280 с.
16. Ходжакулиев Я.А. Гидрогеологические закономерности формирования и размещения скоплений газа и нефти. М., 1976. 336 с.
17. Кротова В.А. Гидрогеологические факторы в формировании нефтяных месторождений (на примере Предуралья) // Тр. ВНИГРИ. 1962. Вып. 191. 329 с.
18. Кудряков В.А. Нефтегазонакопление в геогидродинамических системах / Под ред. А.М. Акрамходжаева. Ташкент, 1985. 143 с.
19. Кротова В.А. Роль гидрогеологических факторов в

- образовании, сохранении и разрушении нефтяных залежей // Тр. ВНИГРИ. 1957. Вып. 103. 128 с.
20. Питьева К.Е. Подземные воды палеозоя Северного Прикаспия. М., 1971. 356 с.
21. Карцев А.А., Вагин С.Б., Матусевич В.М. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов. М., 1986. 224 с.
22. Барс Е.А., Зайдельсон М.И. Гидрогеологические условия формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской области. М., 1973. 280 с.
23. Маврин К.А. Тектоника, палеогидрогеология и полезные ископаемые палеозоя Южного Предуралья. Саратов, 1988. 219 с.
24. Маврин К.А. Палеогидрогеологический метод в нефтегазовой геологии. Саратов, 1999. 48 с.

УДК [069.02:55:378.4] (470.49–25)

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ МУЗЕЙ – ИСТОРИЧЕСКАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ САРАТОВСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИВЕРСИТЕТА

Е.М. Первушов, О.Ю. Андрушкевич¹

Саратовский государственный университет,
кафедра исторической геологии и палеонтологии
E-mail: pervushovem@mail.ru

¹Саратовский государственный университет,
Региональный музей землеведения
E-mail: gemmaoi@bk.ru

Частные собрания пород и минералов с просторов «Уральских гор» и «Киргизских степей», известные в Саратове со второй половины XIX столетия, к началу XX в. сосредоточились в анналах художественно музея им. Радищева. Позже часть из них вошла в состав коллекций геологического кабинета Саратовского университета. В канун 100-летнего юбилея университета на основе экспозиций и фондовых материалов кафедральных музеев геологического факультета формируется экспозиционный план единого геологического музея – Регионального музея землеведения.

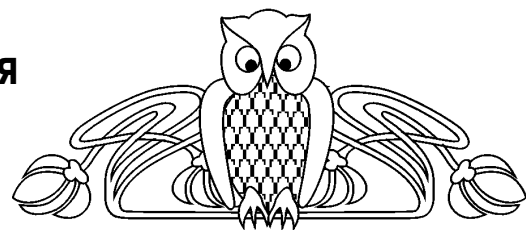
Ключевые слова: геологический музей, история формирования, экспозиционный план, фонды, палеонтологические и минералогические коллекции, геологические объекты.

Geological Museum – a Historical Component of the Saratov State University

Е.М. Pervushov, O.Yu. Andrushkevich

Private collections of rocks and minerals from the vast of the Ural Mountains and Kirghiz plains known in Saratov from the second half of the XIX century, by the beginning of the XX century have been concentrated in the vaults of Radishchev Fine Art Museum. Later on, some of them joined the collections of the geological cabinet at the Saratov State University. On the eve of the University centenary, expositions and funds of the chair museums at the geology faculty were used as the basis for developing the exposition plan of a single geologic museum – the Regional museum of Earth sciences.

Key words: geological museum, creation history, exposition plan, funds, paleontological and mineralogical collections, geologic objects.



Сборы образцов горных пород, небольшие по количеству штуфов и разнообразию минеральных агрегатов, были известны в среде частных лиц, граждан Саратова с середины XIX в. Некоторые из этих коллекций были переданы владельцами для использования в Архивную комиссию. Следы коллекций в виде отдельных образцов и чудом сохранившихся планшетов прослеживаются в фондах ряда краеведческих музеев Саратовской области.

Первые известные систематизированные сборы геологических образцов были переданы в «Эрмитаж Поволжья», в расположенный в центре Саратова Радищевский художественный музей, в 1890 году. Значительное минералогическое собрание было кратко описано будущим академиком В.И. Вернадским [1; с. 188], который отметил, что оно «составлялось в первой половине девятнадцатого столетия, не позже 1840-х годов» и «имеет несомненный научный интерес и довольно значительную научную ценность». Наиболее интересную часть коллекции составляли образцы минералов, пород и руд, собранных на месторождениях Урала, многие из которых исчезли или были заброшены к началу XX века. Минералогическое собрание, насчитывающее почти 1800 экземпляров, было передано администрацией Радищевского музея в 1919 г. Саратовскому государственному университету с условием «сделать коллекцию доступною для обозрения публики» [2, с. 187].

О том, что переданные коллекционные материалы представляют собой сложение образцов, происходящих из разных «источников» и собиравшихся на протяжении значительного